автономная некоммерческая организация
«Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации»

УДК 620.9
№ госрегистрации
Инв. №

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель руководителя
автономной некоммерческой организации
«Аналитический центр при
Правительстве Российской Федерации»

_____ В.В.Онищенко

__.__.20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель
автономной некоммерческой организации
«Аналитический центр при
Правительстве Российской Федерации»

_____ К.Ю.Носков

__.__.20__ г.

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ ПО ТЕМЕ:
РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА (1-Й ЭТАП)

(промежуточный)

Том 1

Руководитель темы,
Начальник Управления по ТЭК _____ подпись, дата В.И.Гимади

Нормоконтролер _____ подпись, дата А.В.Голяшев

Москва 2016

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы, Начальник Управления по ТЭК	_____ подпись, дата	В.И.Гимади (заключение, разделы 5–10; 16)
Главный советник руководителя, к.э.н.	_____ подпись, дата	Л.М.Григорьев (разделы 6;16)
Начальник Управления по стратегическим исследованиям в энергетике, к.э.н.	_____ подпись, дата	А.А.Курдин (разделы 1;6;16)
Заместитель начальника Управления по ТЭК, к.э.н.	_____ подпись, дата	И.С.Поминова (разделы 2;9;11;16)
Начальник отдела мониторинга перспективных проектов Управления научно- исследовательских работ, к.г.н.	_____ подпись, дата	А.В.Голяшев (разделы 1-2)
Ведущий советник Управления по экономике отраслей ТЭК	_____ подпись, дата	А.С.Амирагян (разделы 1;6;16)
Ведущий советник Управления по ТЭК	_____ подпись, дата	А.А.Мартынюк (введение, разделы 6;12–13;15–16)
Ведущий советник Управления по ТЭК	_____ подпись, дата	О.Э.Колобов (разделы 3–4;16)
Советник Управления по ТЭК	_____ подпись, дата	В.П.Кульпина (разделы 2;6;16)
Советник Управления по ТЭК	_____ подпись, дата	Д.Е.Нестер (разделы 2;6;16)
Советник Управления по экономике отраслей ТЭК	_____ подпись, дата	С.В.Пих (разделы 14;16)

СОИСПОЛНИТЕЛИ:

Зам. Директора, к.т.н., ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	В.Л. Лихачев (разделы 1; 2; 16)
Руководитель научного направления, к.э.н., доцент ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Т.А. Митрова (разделы 1; 2; 16)
Начальник Центра, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	В.А. Кулагин (разделы 1; 2; 16)
Научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	С.И. Мельникова (раздел 1)
Научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Е.В. Грушевенко (раздел 2)
Научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	А.А. Галкина (раздел 2; 16)
Младший научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Д.А. Грушевенко (раздел 2)
Младший научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Е.О. Козина (раздел 1)
Младший научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Е.Д. Белоцкая (раздел 16)
Младший научный сотрудник, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Е.И. Геллер (раздел 1)
Старший инженер, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Ю.В. Галкин (раздел 2)
Старший инженер, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	Д.Д. Яковлева (раздел 1)
Старший инженер, ИНЭИ РАН	_____ подпись, дата	И.Н. Овчинникова (раздел 16)

РЕФЕРАТ

Отчет 774 с., 89 рис., 170 табл., 247 источников

Разработка моделей торгово-экономических отношений, анализ нормативно-правовых документов. Создание программы, плана мероприятий и механизмов мониторинга функционирования общего рынка газа.

Ключевые слова: ЕАЭС, ГАЗ, ОБЩИЙ РЫНОК ГАЗА, ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, ПРОГРАММА И ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ, ЦЕНЫ НА ГАЗ, ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА, БИРЖА

Объекты исследования: производственные показатели, состояние нормативной правовой и институциональной базы газовых рынков государств – членов ЕАЭС.

Цель работы: разработка Программы, содержащей детальные мероприятия по реализации положений Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС (утверждена решением Высшего Евразийского экономического совета от 31 мая 2016 года № 7).

Работа выполнена во исполнение статей 79, 83 и 104 Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года, согласно которым государства – члены ЕАЭС осуществляют поэтапное формирование общего рынка газа ЕАЭС.

Методология исследования базируется на проведении качественного и количественного анализа текущего уровня взаимодействия государств – членов ЕАЭС на газовых рынках, а также системного анализа для выявления основных препятствий на пути формирования общего рынка газа. Проект Программы и планы мероприятий разработаны на основе Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС и с учетом международного опыта.

Содержание работы: настоящий отчет о НИР содержит 16 разделов:

– Разработка моделей торгово-экономических отношений, действующих на каждом этапе поэтапного формирования общего рынка газа ЕАЭС в соответствии с положениями Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 1);

– Актуализация анализа программно-стратегических документов государств – членов ЕАЭС в газовой сфере в целом и развития газовых рынков в частности, а также информации о показателях работы газовой отрасли и функционирования рынков газа государств – членов ЕАЭС за период, прошедший с момента разработки Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС, об изменении энергоэффективности и энергобезопасности (Раздел 2);

– Анализ влияния сегмента подземного хранения газа на отношения по поставке и транспортировке газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 3);

– Анализ влияния аффилированности поставщика газа и оператора ГТС на функционирование общего рынка газа ЕАЭС; предложения по устранению (предупреждению) возможных негативных эффектов (Раздел 4);

– Анализ нормативных правовых актов государств – членов ЕАЭС, регулирующих вопросы ценообразования на газ, включая анализ уровней цен на газ в государствах – членах; подходы к определению критериев признания выполненным мероприятия по поддержанию рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств – членов ЕАЭС (Раздел 5);

– Анализ организационных мероприятий, необходимых для формирования общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 6);

– Анализ национального законодательства государств – членов ЕАЭС на предмет подготовки предложений по внесению соответствующих изменений в нормативную правовую базу государств – членов ЕАЭС (Раздел 7);

– Перечень действующих законодательных и нормативных правовых актов государств – членов ЕАЭС, подлежащих гармонизации в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 8);

– Перечень новых законодательных и нормативных правовых актов, которые необходимо будет принять государствам – членам ЕАЭС в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 9);

– План мероприятий («дорожная карта») гармонизации законодательной и нормативной правовой базы государств – членов ЕАЭС, необходимой для формирования и надежного функционирования общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 10);

– Предложения по реализации пилотных проектов по развитию биржевой торговли газом на территории ЕАЭС с обоснованием необходимых затрат и сроков реализации (Раздел 11);

– План-график («дорожная карта») разработки актов ЕАЭС, необходимых для формирования общего рынка газа ЕАЭС (Раздел 12);

– Подходы к определению критериев и механизмов реализации крупных инфраструктурных проектов в газовой сфере, реализация которых возможна и эффективна в рамках общего рынка газа ЕАЭС, в т.ч. по сопряжению строительства ЕАЭС и Экономического пояса Шелкового пути (Раздел 13);

– Оценка ресурсного обеспечения выполнения предложенных мероприятий Программы (Раздел 14);

– Механизмы мониторинга и оценки результатов выполнения Программы и отдельных ее мероприятий, включая целевые показатели и алгоритмы их получения и анализа (Раздел 15);

– Предварительный проект Программы (Раздел 16).

Результаты работы: в ходе проведенного исследования актуализирован анализ развития рынков газа (отношений в газовой сфере) государств-членов ЕАЭС, международного опыта в части формирования, функционирования и регулирования рынков газа, представлен анализ

параметров и механизмов функционирования создаваемого общего рынка газа ЕАЭС. Также разработан проект Программы формирования общего рынка газа ЕАЭС, приведены планы мероприятий и подходы к осуществлению мониторинга.

Рекомендации по внедрению: исследование представляет собой обосновывающие материалы для разработки Программы формирования общего рынка газа ЕАЭС.

Область применения: результаты исследования будут использованы Евразийской экономической комиссией при разработке Программы формирования общего рынка газа ЕАЭС.

Результаты исследования позволяют в установленные сроки реализовать Концепцию формирования общего рынка газа ЕАЭС.

Новизна исследования: впервые разработаны модели торгово-экономических отношений государств-членов ЕАЭС, действующие на каждом этапе формирования общего рынка газа Союза, с учетом действующих моделей внутренних рынков природного газа государств-членов ЕАЭС, их программно-стратегических документов, нормативной правовой базы, двухсторонних отношений и взаимных обязательств государств-членов. Подготовлены рекомендации по формированию общего рынка газа ЕАЭС и его отдельных механизмов.

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ 17
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 20
ВВЕДЕНИЕ 24
ЧАСТЬ 1. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ТОРГОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ПОЭТАПНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 26
1.1 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС, а также торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС 27
1.1.1 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Армения 28
1.1.2 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Беларусь 29
1.1.3 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Казахстан 29
1.1.4 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Кыргызстан 31
1.1.5 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Российской Федерации 32
1.1.6 Торгово-экономические отношения в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС 34
1.2 Перечень хозяйствующих субъектов государств – членов ЕАЭС, которые могут являться субъектами общего рынка газа ЕАЭС 36
1.3 Оценка экономической эффективности формирования общего рынка газа ЕАЭС отдельно для каждой группы субъектов общего рынка газа ЕАЭС в разрезе государств – членов ЕАЭС 39
1.3.1 Сравнительный анализ цен на газ в государствах – членах ЕАЭС 40
1.3.2 Производители газа государств – членов ЕАЭС 43
1.3.3 Потребители газа государств – членов ЕАЭС 46
1.3.4 Инфраструктурные организации газовой отрасли государств – членов ЕАЭС 49

1.4 Комплексная оценка экономических последствий для национальных экономик государств – членов ЕАЭС, возникающих вследствие формирования общего рынка газа ЕАЭС 52
1.4.1 Роль газа в экономике государств – членов ЕАЭС 52
1.4.2 Экономические последствия для национальных экономик государств – членов ЕАЭС, возникающих вследствие формирования общего рынка газа ЕАЭС 76
1.5 Состояние и сценарные перспективы европейского и азиатского газовых рынков, а также их влияние на развитие общего рынка газа ЕАЭС 80
1.5.1 Общая характеристика текущего состояния и перспектив европейского и азиатского газовых рынков 80
1.5.2 Сценарные перспективы европейского и азиатского газовых рынков, а также их влияние на развитие общего рынка газа ЕАЭС 82
1.6 Средне- и долгосрочный экспортный потенциал каждого государства – члена ЕАЭС и ЕАЭС в целом при поставках газа на внешние рынки 90
1.7 Качественная модель, адекватно описывающая исходное состояние внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС и торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС на момент, предшествующий началу реализации первого этапа формирования общего рынка газа ЕАЭС 92
1.7.1 Республика Армения 92
1.7.2 Республика Беларусь 98
1.7.3 Республика Казахстан 104
1.7.4 Кыргызская Республика 109
1.7.5 Российская Федерация 113
1.7.6 Общая модель торгово-экономических отношений между государствами – членами ЕАЭС в газовой сфере 118
1.8 Модели, описывающие состояние организационно-функциональной структуры и государственного регулирования внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС, а также торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами-членами ЕАЭС, на момент завершения каждого из этапов формирования общего рынка газа ЕАЭС 122
1.8.1 Модели рынков газа ЕАЭС по итогам первого этапа создания общего рынка 122
1.8.2 Модели рынков газа ЕАЭС по итогам второго этапа создания общего рынка 127
1.8.3 Итоговые модели рынков газа ЕАЭС 131
1.8.4 Органы управления общим рынком газа Союза 134

1.8.5 Газовый рынок США: пример структурных реформ и выстраивания либеральной модели рынка после десятилетий неудачного регулирования 149
1.8.6 Интеграция газовых рынков США, Канады и Мексики: частичное объединение 159
1.8.7 Газовый рынок Европейского союза: относительно успешная попытка создания единого рынка 166
1.9 Состав изменений, которые будет необходимо внести в организационно-функциональную структуру и государственное регулирование внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС, а также в торгово-экономические отношения в газовой отрасли между государствами-членами ЕАЭС, при переходе от одного этапа формирования рынка к другому, в том числе для устранения существующих и потенциальных барьеров. 170
1.9.1 Обеспечение единых подходов к функционированию инфраструктуры магистрального транспорта и хранения газа 170
1.9.2 Биржевая торговля 170
1.9.3 Особенности действующих контрактов и международной нормативно-правовой базы 171
1.9.4 Ценообразование на газ и сопутствующие услуги 171
1.9.5 Устранение иных трансграничных барьеров между национальными газовыми рынками государств-членов ЕАЭС 173
ЧАСТЬ 2. АНАЛИЗ ПРОГРАММНО-СТРАТЕГИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС В ГАЗОВОЙ СФЕРЕ В ЦЕЛОМ И РАЗВИТИЯ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ В ЧАСТНОСТИ, А ТАКЖЕ ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЫНКОВ ГАЗА ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС 174
2.1 Фактические и прогнозные объемы добычи газа в государствах – членах ЕАЭС 174
2.1.1 Республика Казахстан 175
2.1.2 Российская Федерация 178
2.2 Фактическое и прогнозное потребление газа в государствах – членах ЕАЭС по отраслям народного хозяйства (по секторам экономики) 180
2.3 Планируемые мероприятия по модернизации газотранспортной инфраструктуры в государствах – членах ЕАЭС 188
2.3.1 Республика Армения 188
2.3.2 Республика Беларусь 189
2.3.3 Республика Казахстан 190
2.3.4 Кыргызская Республика 192

2.3.5 Российская Федерация 193
2.4 Взаимные и внешние поставки газа и транзит газа внутри ЕАЭС и через территории третьих стран 196
2.4.1 Структура газовых поставок Российской Федерации 196
2.4.2 Структура газовых поставок Республики Казахстан 199
2.4.3 Структура газовых поставок Республики Беларусь 203
2.4.4 Структура газовых поставок Республики Армения 205
2.4.5 Структура газовых поставок Республики Кыргызстан 206
2.5 Информация о средне – и долгосрочном экспортном потенциале государств–членов ЕАЭС в газовой сфере 208
2.5.1 Экспортный потенциал Республики Казахстан 208
2.5.2 Экспортный потенциал Российской Федерации 211
ЧАСТЬ 3. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СЕГМЕНТА ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА НА ОТНОШЕНИЯ ПО ПОСТАВКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ В РАМКАХ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 215
3.1 Виды подземных хранилищ газа и их основные характеристики 215
3.2 Основные функции подземного хранения газа 220
3.3 Опыт наднационального регулирования ПХГ 227
3.4 Инфраструктура по хранению газа государств-членов ЕАЭС 229
3.5 Влияние ограничения доступа к хранению газа на отношения между участниками газовых рынков 232
3.6 Выводы 234
ЧАСТЬ 4. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ АФФИЛИРОВАННОСТИ ПОСТАВЩИКА ГАЗА И ОПЕРАТОРА ГТС НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 237
4.1 Негативные эффекты аффиляции поставщика газа и оператора ГТС на функционирование газовых рынков 237
4.2 Международный опыт решения проблем, связанных с аффилированностью поставщика газа и оператора ГТС 239
4.3 Предложения по устранению (предупреждению) возможных негативных эффектов 245
ЧАСТЬ 5. АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС, РЕГУЛИРУЮЩИХ ВОПРОСЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ГАЗ, ВКЛЮЧАЯ АНАЛИЗ УРОВНЕЙ ЦЕН НА ГАЗ В ГОСУДАРСТВАХ – ЧЛЕНАХ, И ВЫРАБОТКА ПОДХОДОВ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КРИТЕРИЕВ ПРИЗНАНИЯ ВЫПОЛНЕННЫМ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ РЫНОЧНЫХ ЦЕН, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ

КОММЕРЧЕСКУЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ПРОДАЖИ ГАЗА НА ТЕРРИТОРИЯХ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС 247
5.1 Анализ нормативных правовых актов, регулирующих вопросы ценообразования на газ в государствах-членах Союза 247
5.1.1 Республика Армения 247
5.1.2 Республика Беларусь 255
5.1.3 Республика Казахстан 262
5.1.4 Республика Кыргызстан 266
5.1.5 Российская Федерация 269
5.2 Выработка подходов к определению критериев признания выполненным мероприятия по поддержанию рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств – членов ЕАЭС 274
ЧАСТЬ 6. АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 275
6.1 Подробный план («дорожная карта») организационных мероприятий уполномоченных органов государств – членов ЕАЭС, Евразийской экономической комиссии и инфраструктурных организаций общего рынка газа ЕАЭС, необходимых для формирования и надежного функционирования общего рынка газа ЕАЭС 275
6.1.1 Устранение трансграничных барьеров в части государственного регулирования поставки и транспортировки газа между хозяйствующими субъектами государств – членов ЕАЭС, в т.ч. в отношении принципа резидентства 280
6.1.2 Создание общих механизмов, обеспечивающих учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС 297
6.1.3 Устранение трансграничных барьеров в части технологической доступности мощностей магистральных газопроводов для обеспечения поставки газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС 322
6.1.4 Обеспечение недискриминационного и прозрачного распределения свободных мощностей газотранспортных систем государств – членов ЕАЭС между участниками общего рынка газа ЕАЭС 324
6.1.5 Обеспечение сбалансированности развития магистрального трубопроводного транспорта газа для функционирования общего рынка газа ЕАЭС, в том числе путем осуществления совместного кратко – и среднесрочного прогнозирования

внутреннего спроса и предложения газа и основных производственных показателей газовой отрасли государств – членов ЕАЭС 333
6.1.6 Развитие мощностей магистральных газопроводов через механизмы долгосрочных заявок со стороны поставщиков газа и потребителей газа 341
6.1.7 Создание и развитие инфраструктуры биржевых торгов газом в государствах-членах ЕАЭС и интегрированного биржевого пространства, в т.ч. создание и функционирование межгосударственной биржи ЕАЭС для осуществления торговли газом 351
6.1.8 Создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в газовую отрасль государств – членов ЕАЭС, включая реализацию совместных проектов 433
6.1.9 Унификация норм и стандартов технического регулирования в газовой отрасли государств – членов ЕАЭС 438
6.1.10 Организация взаимодействия инфраструктурных организаций общего рынка газа государств – членов ЕАЭС между собой (в т.ч. создание органов управления и обеспечения взаимодействия) 445
6.1.11 Информационное обеспечение функционирования общего рынка газа ЕАЭС, включая разработку механизмов взаимодействия отдельных информационных систем, а также создание системы информационного обмена на основе информации, включающей в себя сведения о внутреннем потреблении газа 447
6.1.12 Обеспечение доступности и раскрытия информации в части регулируемого ценообразования в газовой отрасли государств – членов ЕАЭС, включая оптовые цены на газ и тарифы на транспортировку газа по магистральным трубопроводам 453
6.1.13 Обеспечение взаимной информационной и организационной поддержки государствами – членами ЕАЭС развития инвестиционного сотрудничества в газовой отрасли с третьими странами 457
6.1.14 Обеспечение технологического перевооружения газовых отраслей государств – членов ЕАЭС в целях повышения энергетической эффективности транспортировки газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС 458
6.1.15 Разработка методики мониторинга функционирования общего рынка газа ЕАЭС 462
6.1.16 Научно-методическое сопровождение выполнения программы 473
6.1.17 Ценовая и тарифная политика на общем рынке газа ЕАЭС, в т.ч. формирование биржевых и внебиржевых ценовых индикаторов, поддержание рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств – членов ЕАЭС 482

6.2 Обоснование эффективности предложенных организационных мероприятий 518
6.2.1 Организационные мероприятия по обеспечению управления реализацией Программы 518
6.2.2 Организационные мероприятия по устранению трансграничных барьеров в части государственного регулирования поставки и транспортировки газа 521
6.2.3 Организационные мероприятия по созданию общих механизмов, обеспечивающих учет интересов государств – членов ЕАЭС 522
6.2.4 Организационные мероприятия по устранению трансграничных барьеров в части технологической доступности мощностей магистральных газопроводов 523
6.2.5 Организационные мероприятия по обеспечению недискриминационного и прозрачного распределения свободных мощностей газотранспортных систем государств – членов ЕАЭС между участниками общего рынка газа ЕАЭС 523
6.2.6 Организационные мероприятия по обеспечению сбалансированности развития магистрального трубопроводного транспорта газа для функционирования общего рынка газа ЕАЭС и по использованию механизма долгосрочных заявок со стороны поставщиков газа и потребителей газа для развития мощностей магистральных газопроводов 524
6.2.7 Организационные мероприятия по созданию и развитию инфраструктуры биржевых торгов газом в государствах-членах ЕАЭС и интегрированного биржевого пространства 525
6.2.8 Организационные мероприятия по созданию благоприятных условий для привлечения инвестиций в газовую отрасль государств – членов ЕАЭС и по обеспечению взаимной информационной и организационной поддержки государствами – членами ЕАЭС развития инвестиционного сотрудничества в газовой отрасли с третьими странами 527
6.2.9 Организационные мероприятия по унификации стандартов технического регулирования в газовой отрасли государств – членов ЕАЭС 528
6.2.10 Организационные мероприятия по организации взаимодействия инфраструктурных организаций общего рынка газа государств – членов ЕАЭС между собой 529
6.2.11 Организационные мероприятия по информационному обеспечению функционирования общего рынка газа ЕАЭС и по обеспечению доступности и раскрытия информации в части регулируемого ценообразования в газовой отрасли государств – членов ЕАЭС 530

6.2.12 Организационные мероприятия по обеспечению технологического перевооружения газовых отраслей государств – членов ЕАЭС в целях повышения энергетической эффективности транспортировки газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС 531
6.2.13 Организационные мероприятия по разработке методики мониторинга функционирования общего рынка газа ЕАЭС 532
6.2.14 Организационные мероприятия в сфере ценовой и тарифной политики на общем рынке газа ЕАЭС 532
6.2.15 Организационные мероприятия по разработке и принятию базовых документов общего рынка газа Союза 533
ЧАСТЬ 7. АНАЛИЗ НАЦИОНАЛЬНОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС НА ПРЕДМЕТ ПОДГОТОВКИ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ВНЕСЕНИЮ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ИЗМЕНЕНИЙ В НОРМАТИВНУЮ ПРАВОВУЮ БАЗУ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС 534
ЧАСТЬ 8. ПЕРЕЧЕНЬ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС, ПОДЛЕЖАЩИХ ГАРМОНИЗАЦИИ В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 542
ЧАСТЬ 9. ПЕРЕЧЕНЬ НОВЫХ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО БУДЕТ ПРИНЯТЬ ГОСУДАРСТВАМ-ЧЛЕНАМ ЕАЭС В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 550
ЧАСТЬ 10. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ («ДОРОЖНАЯ КАРТА») ГАРМОНИЗАЦИИ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНОЙ ПРАВОВОЙ БАЗЫ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ И НАДЕЖНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС, В СООТВЕТСТВИИ С ОРГАНИЗАЦИОННЫМИ МЕРОПРИЯТИЯМИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫМИ В ЧАСТИ 6 552
10.1 Анализ наиболее эффективных приемов гармонизации законодательной и нормативной правовой базы государств – членов ЕАЭС в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС 562
ЧАСТЬ 11. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПИЛОТНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ БИРЖЕВОЙ ТОРГОВЛИ ГАЗОМ НА ТЕРРИТОРИИ ЕАЭС 564
11.1 Опыт биржевой торговли газом на территории ЕАЭС 567
11.2 Сравнительный анализ типовых правил биржевых/организованных торгов 569
ЧАСТЬ 12. ПЛАН-ГРАФИК («ДОРОЖНАЯ КАРТА») РАЗРАБОТКИ АКТОВ ЕАЭС, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС 574

ЧАСТЬ 13. ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КРИТЕРИЕВ И МЕХАНИЗМОВ РЕАЛИЗАЦИИ КРУПНЫХ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ПРОЕКТОВ В ГАЗОВОЙ СФЕРЕ, РЕАЛИЗАЦИЯ КОТОРЫХ ВОЗМОЖНА И ЭФФЕКТИВНА В РАМКАХ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС, В Т.Ч. ПО СОПРЯЖЕНИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА ЕАЭС И ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОЯСА ШЕЛКОВОГО ПУТИ 581
ЧАСТЬ 14. ОЦЕНКА РЕСУРСНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОГРАММЫ 585
14.1 Оценка стоимости предложенных мероприятий Программы 585
14.1.1 Бюджеты наднациональных органов ЕАЭС, участвующих в разработке и функционировании общего рынка газа ЕАЭС 588
14.1.2 «Дорожная карта» организационных мероприятий с оценкой их стоимости 596
14.2 Предложения по порядку и механизмам финансирования мероприятий Программы, предусмотрев возможность активного использования механизмов частно-государственного партнерства 627
14.3 Предложения по индикаторам оценки реализации Программы 628
14.4 Рекомендации по составу участников реализации Программы (включая координаторов, заказчиков и ответственных исполнителей мероприятий) 630
ЧАСТЬ 15. МЕХАНИЗМЫ МОНИТОРИНГА И ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ И ОТДЕЛЬНЫХ ЕЕ МЕРОПРИЯТИЙ, ВКЛЮЧАЯ ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ИХ ПОЛУЧЕНИЯ И АНАЛИЗА 632
ЧАСТЬ 16. ПРОЕКТ ПРОГРАММЫ ПО ФОРМИРОВАНИЮ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА 636
16.1 Раздел I. Общие положения 636
16.1.1 Основание для разработки Программы 636
16.1.2 Термины и определения, используемые в Программе 637
16.1.3 Цели, задачи, целевые индикаторы и показатели Программы 639
16.1.4 Ожидаемые конечные результаты реализации Программы 641
16.2 Раздел II. Система программных мероприятий 642
16.2.1 Сроки и этапы реализации мероприятий Программы 642
16.2.2 Мероприятия по формированию системы актов, регулирующих общий рынок газа Союза 644
16.2.3 Мероприятия по формированию технологической основы общего рынка газа Союза. 657
16.2.4 Мероприятия по гармонизации законодательства государств – членов Союза, регулирующего газовую сферу 660

16.2.5 Мероприятия по ценовой и тарифной политике на общем рынке газа Союза, в т.ч. формированию биржевых и внебиржевых ценовых индикаторов 663
16.2.6 Мероприятия по привлечению инвестиций в газовую сферу Союза 663
16.3 Раздел III. Организация реализации Программы 666
16.3.1 Организационные мероприятия 666
16.3.2 Механизмы реализации Программы. 674
16.3.3 Формирование системы мониторинга за ходом выполнения мероприятий Программы 677
16.4 Раздел IV. Ресурсное обеспечение Программы 678
16.5 Раздел V. Оценка экономической эффективности от реализации мероприятий Программы 679
16.6 Раздел VI. Паспорт Программы 680
16.6.1 Приложения к программе 706
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 714
ПРИЛОЖЕНИЕ. ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОТЧЕТЕ 721
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 759

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем исследовании используются следующие определения и термины:

«биржевые торги газом» – торги газом, осуществляемые на товарной бирже в соответствии с правилами биржевых торгов газом;

«внутренние потребности в газе» – объемы газа, необходимые для потребления на территории каждого из государств-членов;

«внутренний рынок газа государства-члена» – совокупность торгово–экономических отношений хозяйствующих субъектов на территории государства-члена в сфере транспортировки и поставки газа, действующих на основании законодательства государства-члена;

«газ» – горючая смесь газообразных углеводородов и других газов, состоящая в основном из метана и транспортируемая в сжатом газообразном состоянии по газотранспортным системам;

«газовая отрасль» – отрасль экономики, занимающаяся добычей, переработкой, транспортировкой, хранением и продажей газа.

«газовая сфера» – сфера хозяйственной деятельности, связанная с выполнением работ и (или) услуг по добыче, переработке, транспортировке, хранению и продаже газа.

«газотранспортные системы» – сооружения для транспортировки газа, включающие магистральные газопроводы и связанные с ними единым технологическим процессом объекты, кроме газораспределительных сетей;

«график ремонтов элементов газотранспортных систем» – план выполнения планово-предупредительных ремонтов элементов газотранспортных системы, устанавливающий сроки (периодичность и продолжительность) их осуществления.

«доступ к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа» – предоставление права использования газотранспортных систем, управляемых субъектами естественных монополий государств-членов, для транспортировки газа (далее – доступ к газотранспортным системам);

«заказчик-координатор» – уполномоченная организация, которая обеспечивает мониторинг и контроль выполнения Программы.

«инфраструктурное ограничение при транспортировке газа» – это ограничение физического или иного характера, препятствующее осуществлению транспортировки газа по определенному маршруту, вызванное частичной или полной загрузкой соответствующих объектов газотранспортной инфраструктуры или их отсутствием.

«инфраструктурные организации» – операторы газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, и операторы биржевых торгов;

«надежность работы газотранспортной системы» – способность газотранспортной системы выполнять функции по транспортировке, распределению и газоснабжению потребителей газа

нормированного качества в требуемом количестве путем технологического управления ее объектами.

«общий рынок газа Союза» – совокупность торгово–экономических отношений хозяйствующих субъектов государств-членов в сфере транспортировки и поставки газа между государствами-членами;

«оператор биржевых торгов» – юридическое лицо, оказывающее услуги по осуществлению биржевой оптовой торговли газом на территории государства-члена и обеспечивающее исполнение договоров, заключенных при осуществлении данной торговли, путем взаимодействия с операторами газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов;

«оператор газотранспортной системы» – юридическое лицо, являющееся собственником газотранспортной системы или владеющее газотранспортной системой на ином законном основании и осуществляющее оперативно–диспетчерское управление газотранспортной системой, транспортировку газа по газотранспортной системе;

«организованная торговля газом» (организованные торги газом) – торги газом, проводимые на регулярной основе по установленным правилам, предусматривающим порядок допуска лиц к участию в торгах для заключения ими договоров купли-продажи товаров.

«органы Союза» – Высший Евразийский экономический совет, Евразийский межправительственный совет; Евразийская экономическая комиссия (далее – Комиссия); Суд Евразийского экономического союза;

«поставка газа» – передача газа от поставщика газа потребителю газа на установленных соответствующим договором условиях;

«поставщик газа» – юридическое лицо, осуществляющее поставку газа на территориях государств-членов;

«потребитель газа» – юридическое лицо, зарегистрированное на территории государства-члена и приобретающее газ для собственных, производственных или иных хозяйственных нужд, включая перепродажу газа;

«развитие мощностей газотранспортных систем» – комплекс мер, направленных на увеличение мощности и (или) пропускной способности действующих объектов газотранспортной инфраструктуры или сооружение новых.

«реализация газа» – осуществление продажи газа на оптовом и (или) розничном рынках по существующим ценам.

«свободные мощности газотранспортной системы» – технические мощности газотранспортной системы за вычетом объемов транспортировки газа, поставка которых осуществляется по действующим в данный период времени договорам, эксплуатационного резерва мощностей, а также мощностей, которые необходимы для поставок газа,

предусмотренных законодательными актами государства-члена и (или) необходимых для предотвращения угрозы его экономический или энергетической безопасности;

«система информационного обмена» – система, создаваемая для обеспечения информационного обмена и взаимодействия между субъектами общего рынка газа Союза, на основе определенного в установленном порядке состава информации.

«субъекты общего рынка газа Союза» – участники общего рынка газа Союза и инфраструктурные организации, обеспечивающие функционирование общего рынка газа Союза;

«технические мощности газотранспортной системы» – технически возможная мощность системы по приему и транспортировке газа с учетом ограничений на период времени по ее обслуживанию и модернизации;

«торговля газом» – вид предпринимательской деятельности, заключающийся в купле-продаже газа, осуществляемый в соответствии с правилами торговли газом;

«транспортировка газа» – перемещение газа по газотранспортной системе от пункта приема до пункта сдачи или передачи газа в другие газотранспортные системы государств – членов Союза;

«транспортировка и поставка газа между государствами-членами» – транспортировка и поставка газа с территории одного государства-члена на территорию другого государства-члена;

«унификация норм и стандартов» – процесс разработки, согласования и вступления в силу технического регламента Союза, разработки и утверждения перечней стандартов, а также проведение других мероприятий, необходимых для применения и исполнения требований регламента;

«уполномоченные органы государств-членов» – государственные органы власти, уполномоченные государствами-членами на выполнение мероприятий данной Программы в соответствии с их утвержденным функционалом;

«услуги по транспортировке газа» – услуги по перемещению газа по газотранспортным системам;

«участники общего рынка газа Союза» – поставщики газа и потребители газа, зарегистрированные на территориях государств-членов и при необходимости уполномоченные государством-членом на поставку и (или) покупку газа на общем рынке газа Союза.

В приложении приведено обоснование использования указанных определений, основанное на нормативных правовых актах Союза, государств-членов и международном опыте (ПРИЛОЖЕНИЕ. ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОТЧЕТЕ).

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АГНКС	Автогазонаполнительные компрессорные станции
АО	Акционерное общество
АСЕАН	Ассоциация государств Юго-Восточной Азии (ASEAN –Association of Southeast Asian Nations)
АРЕМ	Агентство по регулированию естественных монополий (Республика Казахстан)
АТР	Азиатско-Тихоокеанский Регион
АЭС	Атомная электростанция
БГПЗ	Белорусский газоперерабатывающий завод
БСС	Бывший Советский Союз
ВВП	Валовой внутренний продукт
ВИНК	Вертикально интегрированная нефтяная компания
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВТО	Всемирная торговая организация
ГК	Государственная корпорация
ГПЗ	Газоперерабатывающий завод
ГПО	Государственное производственное объединение
ГРО	Газораспределительные организации
ГРС	Газораспределительная сеть
ГРЭС	Государственная районная электрическая станция
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ГТС	Газотранспортная система
ГЭС	Гидроэлектростанция
ЕАЭС	Евразийский экономический союз
ЕБР	Евразийский банк развития
ЕК	Европейская комиссия
ЕМ	Естественная монополия
ЕС	Европейский Союз
ЕСГ	Единая система газоснабжения
ЕЭК	Евразийская экономическая комиссия
ЕЭП	Единое экономическое пространство
ЖКХ	Жилищно-коммунальное хозяйство
ЗАО	Закрытое акционерное общество

АО ИЦА	АО «Интергаз Центральная Азия»
ИНЭИ РАН	Институт энергетических исследований Российской академии наук
КНР	Китайская народная республика
КР	Кыргызская Республика
КС	Компрессорная станция
МАБ СНГ	Международная ассоциация бирж стран СНГ
МГ	Магистральный газопровод
ММВБ	Московская межбанковская валютная биржа
МЭА	Международное энергетическое агентство
МЭС	Межбиржевой Электронный Союз
НАФТА	Северо-Американская зона свободной торговли (NAFTA – North American Free Trade Agreement)
НДС	Налог на добавленную стоимость
НИОКР	Научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа
НИР	Научно-исследовательская работа
НК	Национальная корпорация
НПА	Нормативно-правовой акт
НПГ	Независимые поставщики газа
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
НсП	Налог с продаж
НХК	Национальная холдинговая компания
ОАО	Открытое акционерное общество
ОРЭМ	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОсОО	Общество с ограниченной ответственностью
ОЭСР	Организация экономического сотрудничества и развития
ПАО	Паевое акционерное общество
ПССУ	Плата за снабженческо-сбытовые услуги
ПХГ	Подземное хранилище газа
ПЭР	Первичные энергетические ресурсы
РА	Республика Армения
РБ	Республика Беларусь
РК	Республика Казахстан
РУП	Республиканское унитарное предприятие
РФ	Российская Федерация
СНГ	Содружество независимых государств

СП	Совместное предприятие
СПбМТСБ	Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа
СПГ	Сжиженный природный газ
СРО	Саморегулируемые организации
СРП	Соглашение о разделе продукции
СССР	Союз Советских Социалистических Республик
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
СУТСЦ	Система управления техническим состоянием и целостностью
США	Соединенные Штаты Америки
ТНК	Транснациональная корпорация
ТОО	Товарищество с ограниченной ответственностью
ТЭК	Топливно-энергетический комплекс
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
ФАО	Продовольственная и сельскохозяйственная организация ООН
ФАС	Федеральная антимонопольная служба
ФСТ	Федеральная служба по тарифам
ФРГ	Федеративная Республика Германии
ЦДУ ТЭК	Центральное Диспетчерское Управление Топливно-Энергетического Комплекса России
ШОС	Шанхайская организация сотрудничества
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Агентство по сотрудничеству энергетических регуляторов)
BBL	Balgzand Bacton Line
BP	British Petroleum
CAM	Capacity Allocation Mechanisms (Механизмы распределения пропускной способности)
CBOT	Chicago Board of Trade (Чикагская торговая палата)
CEER	Council of European Energy Regulators (Совет европейских регуляторов в области энергетики)
CEGH	Central European Gas Hub
CME	Chicago Mercantile Exchange (Чикагская товарная биржа)
CNPC	China National Petroleum Company (Китайская национальная

	нефтяная компания)
EIA	Energy Information Administration (Управление энергетической информации Администрации США)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Европейская ассоциация операторов газотранспортных систем)
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
ICE	Intercontinental Exchange (Трансконтинентальная биржа)
IEA	International Energy Agency
IGU	International Gas Union (Международный газовый союз)
KPO	Karachaganak Petroleum Operating
NBP	National Balancing Point
NCG	NetConnect Germany
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NIGEC	National Iranian Gas Exports Company
NPTF	Nord Pool Gas Facility
NYMEX	The New-York Mercantile Exchange (Нью-Йоркская товарная биржа)
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PEG	Point d'échange de gaz
REMITCG	Regulation on Energy Market Integrity and Transparency Coordination Group (Координационная группа по обеспечению целостности и прозрачности общего энергетического рынка ЕС)
RVI	Relative Vigor Index
STOGIT	Stoccaggi Gas Italia
TTF	Title Transfer Facility
VNG	Verbundnetz Gas
ZTP	Zeebrugge Trading Point

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа осуществляется в соответствии с Государственным контрактом на выполнение научно-исследовательской работы между Евразийской экономической комиссией и Аналитическим центром при Правительстве Российской Федерации от 6 сентября 2016 г. Контракт предусматривает выполнение работы в три этапа. Данный (промежуточный) отчет представляет собой результаты проведенных работ по первому этапу в рамках исполнения условий Контракта.

Целью настоящей работы является разработка проекта Программы формирования общего рынка газа Союза.

29 мая 2014 года Президентами Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации был подписан Договор о Евразийском экономическом союзе (далее – Договор о ЕАЭС), который вступил в силу 1 января 2015 г. 2 января 2015 г. вступил в силу Договор о присоединении к ЕАЭС Республики Армения, а 12 августа 2015 г. – Договор о присоединении Кыргызской Республики. Договором утверждается создание экономического союза, в рамках которого обеспечивается свобода движения товаров, услуг, капитала и рабочей силы, проведение скоординированной, согласованной или единой политики в отраслях экономики. Договор о ЕАЭС закрепил договоренность государств-членов о проведении скоординированной политики по различным направлениям, включая энергетику. Документ предусматривает создание общих энергетических рынков, один из которых – общий рынок газа, который должен быть создан к 2025 году.

Государства-члены ЕАЭС играют важную роль на мировом рынке природного газа. На их долю приходится около 18% мировых доказанных запасов, 20% добычи, 15% потребления и 20% экспорта газа. Кроме того, газ играет основополагающую роль в топливно-энергетическом балансе государств – членов ЕАЭС. В 2014 году, по данным Международного энергетического агентства, газ обеспечил около 51% суммарного потребления энергоресурсов в целом по ЕАЭС. Ожидается, что в перспективе значение газа в энергобалансе государств – членов ЕАЭС будет возрастать. Это объясняется наличием потенциала роста потребления газа по основным направлениям его использования, прежде всего в промышленном и транспортном секторах.

Газовая отрасль занимает важное место в сфере взаимного сотрудничества государств – членов ЕАЭС. Одним из индикаторов, которые это наглядно демонстрируют, является роль партнеров по ЕАЭС для каждого из государств-членов во внешней торговле газом. Поставки газа между государствами – членами ЕАЭС являются основным источником газа для внутреннего потребления Армении, Беларуси и Кыргызстана. Торговля газом между государствами-членами ЕАЭС также имеет большое значение с точки зрения экспортеров. Так, основная часть экспорта газа из Казахстана приходится на государства – члены ЕАЭС.

Формирование общего рынка газа ЕАЭС должно обеспечить более эффективное развитие экономик государств-членов, повысить энергетическую безопасность его участников. Также

произойдет укрепление отношений при реализации совместных проектов в газовой сфере и расширение возможностей экспортного потенциала газа. Общий газовый рынок способен дать дополнительный импульс развитию промышленности и энергетики государств – членов ЕАЭС за счет обеспечения надежных поставок важнейшего энергоресурса по приемлемым ценам и создания стимулов для повышения энергетической эффективности.

Создание общего рынка газа Союза и усиление сотрудничества внутри ЕАЭС в газовой сфере должно способствовать решению таких задач, как повышение энергетической безопасности стран-членов, улучшению координации действий государств – членов ЕАЭС в торгово-экономических отношениях с третьими странами, поддержание внутреннего спроса на газ.

В целях формирования общего рынка газа Союза Договор о ЕАЭС предусматривает разработку Концепции общего рынка газа Союза (далее – Концепция), которая была утверждена решением Высшего Евразийского экономического союза 31 мая 2016 года, а до 1 января 2018 года – Программы по формированию общего рынка газа Союза (далее – Программы).

Основным результатом выполнения первого этапа работы является проект Программы, содержащей детальные мероприятия по реализации положений Концепции. Проект Программы затрагивает весь спектр вопросов, определяющих поэтапное изменение механизмов и условий взаимодействия государств-членов ЕАЭС на пути к формированию общего рынка газа ЕАЭС. Включает вопросы развития конкуренции, организации торгов на общем рынке газа ЕАЭС, цено- и тарифообразования на газ, предоставления услуг по его транспортировке участникам общего рынка газа, технического регулирования, информационного обмена между государствами-членами, развития газотранспортных систем. Для формирования проекта программы были разработаны модели торгово-экономических отношений государств-членов ЕАЭС, действующие на каждом этапе формирования общего рынка газа Союза, проведен анализ действующих моделей внутренних рынков природного газа государств-членов ЕАЭС, их программно-стратегических документов, нормативно-правовой базы, двухсторонних отношений и взаимных обязательств государств-членов.

Будущие модели торгово-экономических отношений государств-членов ЕАЭС и мероприятия по поэтапному переходу к ним опираются на достигнутые договоренности государств – членов ЕАЭС в рамках Договора о ЕАЭС и Концепции, на анализ существующих барьеров на пути их реализации, опыт в области интеграционных процессов на рынках природного газа других стран. При этом в процессе поиска оптимальной модели торгово-экономических отношений государств-членов ЕАЭС и мероприятий по поэтапному переходу к ним разработчики руководствовались принципом их сбалансированности и взаимовыгодности для всех государств-членов ЕАЭС.

ЧАСТЬ 1. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ТОРГОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ПОЭТАПНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

Природный газ играет основополагающую роль в топливно-энергетическом балансе государств – членов ЕАЭС. В 2014 году, по данным МЭА, газ обеспечил около 51% суммарного потребления энергоресурсов в целом по ЕАЭС (Таблица 1). Ожидается, что в перспективе значение газа в энергобалансе государств – членов ЕАЭС будет возрастать. Это объясняется существованием потенциала роста потребления газа по основным направлениям его использования, прежде всего в промышленном и транспортном секторах.

Таблица 1 – Роль природного газа в топливно-энергетическом балансе государств – членов ЕАЭС в 2014 году

Страна	Потребление природного газа, млн т н.э.	Доля природного газа в первичном потреблении энергоресурсов, %
Армения	1,9	64
Беларусь	17,0	61
Казахстан	26,0	34
Кыргызстан	0,2	6
Россия	371,7	52
ЕАЭС в целом	416,8	51

Источник – МЭА

Газовая отрасль занимает важное место в сфере взаимного сотрудничества государств – членов ЕАЭС. Одним из индикаторов, которые это наглядно демонстрируют, является роль партнеров по ЕАЭС для каждого из государств – членов во внешней торговле газом. Поставки газа между государствами – членами ЕАЭС являются основным источником газа для внутреннего потребления в Армении, Беларуси и Кыргызстане. Торговля газом между государствами – членами ЕАЭС имеет большое значение также с точки зрения экспортеров. Так, весь экспорт газа из Казахстана приходится на государства – члены ЕАЭС (Таблица 2).

Таблица 2 – Роль партнеров по ЕАЭС в торговле природным газом, 2015 год

Показатель	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия
Доля ЕАЭС в импорте газа страны, %	84	100	43	95	100
Доля ЕАЭС в экспорте газа страны, %	-	-	100	-	11

Источник – МЭА, национальные статистические органы и ЕЭК

1.1 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС, а также торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС

Внутренние рынки газа государств-членов ЕАЭС имеют различную структуру, а государственное регулирование в данной сфере реализуется по-разному (Таблица 3). Причиной различий является ряд факторов, в том числе наличие добычи природного газа, а также значение, которое имеет газ в национальном потреблении энергоресурсов.

Таблица 3 – Характеристика рынков газа государств-членов ЕАЭС по основным сегментам

	Добыча	Магистральная транспортировка и распределение газа	Внутренние цены	Внешняя торговля
Республика Армения	отсутствует	де-юре либерализовано, реально – одна компания	регулируются государством	де-юре либерализовано, реально – одна компания (есть импорт газа из Ирана, но он обменивается на электроэнергию)
Республика Беларусь	небольшой объем, одна компания	по одной компании в каждом из секторов	регулируются государством (установка базовых цен)	одна компания
Республика Казахстан	есть, много компаний (в т.ч. иностранных)	единый национальный оператор с дочерними компаниями по направлениям	регулируются государством	единый национальный оператор
Республика Кыргызстан	минимальный объем, одна компания	одна компания	регулируются государством	одна компания (эксклюзивный импортер)
Российская Федерация	есть, много компаний (преимущественно российские)	в рамках ЕСГ – ПАО «Газпром», за ее пределами – региональные газотранспортные компании	регулируются государством (для ПАО «Газпром»); рыночные – для независимых поставщиков газа	экспорт – одна компания, импорт – свободный

Источник – Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации

Среди государств-членов ЕАЭС масштабная добыча газа осуществляется только в двух странах – России и Казахстане. Регулирование сектора добычи газа в этих странах имеет много общих черт, однако существует также множество различий, прежде всего касательно допуска компаний к недрам. В странах-импортерах газа в рамках ЕАЭС в газовом секторе присутствует преимущественно одна компания, которая осуществляет импорт и распределение газа внутри страны, а также газификацию. Во всех государствах-членах ЕАЭС сохраняется существенное перекрестное субсидирование на внутренних рынках газа.

1.1.1 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Армения

Структура

В Республике Армения природный газ не добывается, поставки осуществляются из России (в рамках долгосрочного договора и межправительственного соглашения), а также из Ирана (в рамках договора, предполагающего обмен поставками природного газа из Ирана и электроэнергии из Армении).

Единственный поставщик оптового газового рынка Республики Армения – ЗАО «Газпром Армения» – 100% дочернее общество российского ПАО «Газпром». Основание – Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосгазпром» от 2 декабря 2013 г. В газовой отрасли в обязанности компании входит транспортировка, хранение, распределение и реализация природного газа; реконструкция и расширение действующих газопроводных систем и ПХГ в Республике Армения; производство и реализация сжатого газа; реализация сжиженного газа.

Государственное регулирование внутреннего рынка газа

Сегменты газовой отрасли в Республике Армении относят к естественным монополиям, деятельность в рамках газовой отрасли осуществляется на основе лицензирования. При этом лицензией на транспортировку газа в стране обладает только ЗАО «Газпром Армения».

К органам управления относят: Комиссию по регулированию общественных услуг Республики Армения и Министерство энергетики и природных ресурсов Республики Армения.

Основные документы в сфере регулирования газовой отрасли Республики Армения:

- Закон Республики Армения «Об энергетике» от 07.03.2001;
- Закон Республики Армения «О лицензировании» от 30.05.2001;
- Закон Республики Армения «Об органе по регулированию общественных услуг» от 25.12.2003;
- Закон Республики Армения «Об энергосбережении и ВИЭ» от 2004 г.

1.1.2 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Беларусь

Структура

В Республике Беларусь природный газ не добывается, поставки осуществляются из России (в рамках долгосрочного договора и межправительственного соглашения). Основная компания оптового газового рынка – Государственное производственное объединение по топливу и газификации «Белтопгаз» (ГПО «Белтопгаз»), которая подчинена Министерству энергетики Республики Беларусь (транспортировка газа, его распределение, транзит и др.).

В то же время в Республике Беларусь имеется добыча попутного нефтяного газа (государственная монополия – нефтегазодобывающее управление «Речицанефть» – дочернее подразделение ГПО «Белоруснефть»). В секторе переработки газа (производство сжиженного газа) есть две основные компании – Белорусский газоперерабатывающий завод и ОАО «Мозырский НПЗ» (принадлежит Государственному комитету по имуществу Республики Беларусь, ОАО НГК «Славнефть» (Россия) и ООО «МНПЗ плюс»).

Государственное регулирование внутреннего рынка газа

Газовая отрасль Республики Беларусь является регулируемой, что во многом объясняется ее монопольной структурой. Основные регулирующие органы на уровне государства – Совет министров Республики Беларусь (утверждение программ газификации, других программно-стратегических документов), Министерство энергетики Республики Беларусь (преимущественно вопросы оперативного управления отраслью).

Основные нормативные правовые акты, задающие основы деятельности в секторе:

- Закон Республики Беларусь от 5 мая 1998 г. №156-З «Об объектах, находящихся только в собственности государства»;
- Закон Республики Беларусь «О естественных монополиях» от 16.12.2002 г. №162-З;
- Закон Республики Беларусь от 4 января 2003 года №176-З «О газоснабжении»;
- Кодекс Республики Беларусь о недрах от 14 июля 2008 года;
- Указ Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 г. №72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике».

1.1.3 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Казахстан

Структура

В отличие от Республики Армения и Республики Беларусь, в Республике Казахстан осуществляется добыча природного газа, причем целым рядом копаний. В Республике Казахстан

права на недропользование может получить не только национальная компания, но и иностранные юридические или физические лица. Крупнейшие добывающие компании газовой отрасли – национальное АО «НК «КазМунайГаз», британская British Gas, итальянская ENI, американская Chevron, российский «ЛУКОЙЛ» и китайская CNPC. При этом АО «НК «КазМунайГаз» участвует во всех международных добычных проектах, но его доля в них не превышает 50%. На долю компании приходится около 16% от общей добычи газа в стране (Таблица 4).

Таблица 4 – Основные компании газовой отрасли Республики Казахстан

Компания	Характеристики
НК «КазМунайГаз»	– Функции – разведка, добыча, переработка и транспортировка нефти и газа. – Входит в международные проекты по добыче нефти и газа, представляя интересы страны в данных проектах. – В ее состав входят 220 компаний, наиболее крупные в газовой отрасли – АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (разведка и добыча нефти и газа) и АО «КазТрансГаз» (транспортировка и реализация газа). – Принадлежит АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына».
Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.	– Основная задача – разработка Карачаганакского месторождения (более 40% всего газа и 15% всех жидких углеводородов, добываемых в стране). – Принадлежит консорциуму компаний: British Gas (29,25%), ENI (29,25%), Chevron (18%), ПАО «ЛУКОЙЛ» (13,5%) и АО НК «КазМунайГаз» – 10%.
ТОО «Тенгизшевройл»	– функции – разработка месторождений Тенгиз и Королевское месторождение. – принадлежит консорциуму компаний: Chevron (50%), ExxonMobil (25%), АО НК «КазМунайГаз» (20%) и LUKArco (5%). – в состав входит Тенгизский газоперерабатывающий завод (около 70% от общего производства сжиженного нефтяного газа в Республике Казахстан).
АО «КазТрансГаз»	– крупнейшая газоснабжающая компания Республики Казахстан; – функции – оператор транспорта природного газа по магистральным газопроводам, продажа газа на внутреннем и внешнем рынках, эксплуатация и развитие трубопроводов и ПХГ; – акционер – НК «КазМунайГаз» (100%); – национальный оператор в сфере газа и газоснабжения (естественно-монопольный сегмент). [2]

Источник – Аналитический центр на основе данных компаний

Газотранспортная система Казахстана управляется НК «КазМунайГаз», которая отвечает за эксплуатацию системы и оперативно-диспетчерское управление. На компанию приходится 95%

магистральной транспортировки природного газа в стране. Управление ГТС осуществляется в соответствии с утвержденными правилами. [1]

Государственное регулирование внутреннего рынка газа

Под прямое государственное регулирование попадают естественно-монопольные сегменты – транспортировка и распределение газа по территории страны, хранение газа, а также его транзит. Остальные сектора (в т.ч. разработка месторождений и добыча газа, сфера распределения газа) регулируются в меньшей степени и характеризуются довольно высокой конкуренцией.

Регулирование в газовой сфере осуществляет Министерство энергетики Республики Казахстан. Оно создано в 2014 году, заменяет Министерство нефти и газа Казахстана, а также получило функции в части энергетики от Министерства индустрии и новых технологий и Министерства окружающей среды и водных ресурсов. За тарифное регулирование в газовой отрасли отвечает Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции.

Основные нормативные правовые акты, регулирующие газовую отрасль Республики Казахстан:

- Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках»;
- Закон Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании»;
- Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении».

1.1.4 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Республики Кыргызстан

Структура

В Республике Кыргызстан добываются небольшие объемы природного газа, но в основном газовый рынок страны представлен реализацией импортируемого российского газа.

К газодобывающим компаниям в стране относятся:

- «Кыргызнефтегаз» (85% акций принадлежат Кыргызской Республике);
- Gazprom International – оператор по реализации проектов ПАО «Газпрома» в Республике Кыргызстан (получены лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения на нефть и газ в пределах лицензионных площадей Кугарт и Восточный Майлису IV сроком на семь лет);
- «Баткеннефтегаз» (100% акций принадлежат китайской компании «Чжуннен»).

На газовом рынке в сегменте поставок газа в Республике Кыргызстан деятельность осуществляет ОсОО «Газпром Кыргызстан», которая является монополией на данном рынке (до 2014 года – ОАО «Кыргызгаз»).

Государственное регулирование внутреннего рынка газа

Внутренний рынок Республики Кыргызстан является регулируемым. Ответственный за регулирование орган исполнительной власти – Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики (утверждает нормы расхода природного газа; разрабатывает Правила пользования природным газом; выдает лицензии на право производства, передачи, распределения и продажи природного газа; осуществляет контроль над выполнением лицензионных условий).

Основные нормативные правовые акты, регулирующие газовую отрасль:

- Закон Кыргызской Республики «О лицензировании» от 3 марта 1997 года №12;
- Закон Кыргызской Республики «О недрах» от 2 июля 1997 года №42;
- Закон Кыргызской Республики «О нефти и газе» от 8 июня 1998 года.

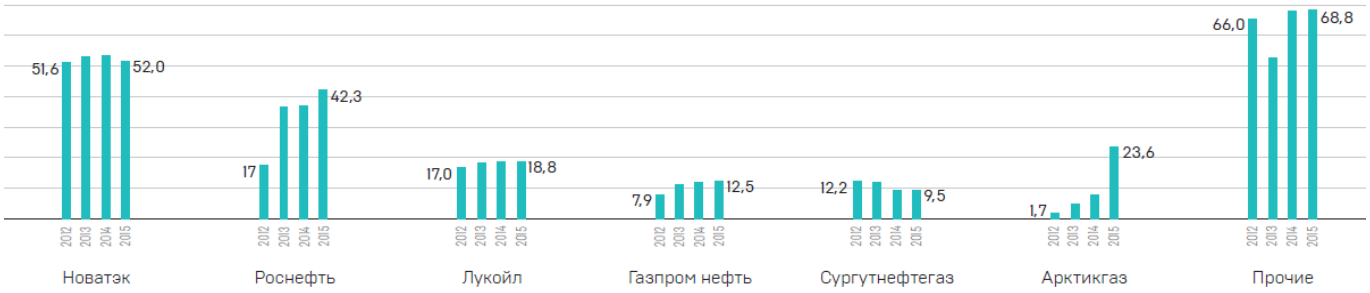
1.1.5 Анализ организационно-функциональной структуры и особенностей государственного регулирования внутренних рынков газа Российской Федерации

Структура

По состоянию на начало 2016 года деятельность по добыче газа в России осуществляли более 250 компаний. При этом на три крупнейшие компании по добыче газа в России – ПАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК» и ПАО «НК «Роснефть» – пришлось 78,7% совокупной добычи газа в стране в 2015 году. Эти же компании обеспечивают подавляющую часть объемов поставок газа на внутренний рынок – 76,9%. Практически весь объем внутренних поставок газа (свыше 95%) осуществляется по Единой системе газоснабжения, которая находится в собственности ПАО «Газпром».

В последние годы в России произошел существенный рост добычи газа независимыми производителями газа (НПГ), к числу которых отнесены все производители, кроме ПАО «Газпром», включая вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) и предприятия, работающие на основе соглашений о разделе продукции (СРП). Доля НПГ в российской добыче газа в 2015 году превысила 35%, а их доля в поставках российского газа на внутренний рынок приблизилась к 50% (Рисунок 1).

В сфере добычи газа безусловным лидером остается ПАО «Газпром», на долю которого в 2015 году пришлось 64% национального производства (но его доля постепенно уменьшается: –2,5 п. п. к 2014 году и –7,5 п. п. к 2013 году). Продолжается тенденция по снижению добычи газа «Газпромом»: в 2015 году объем добычи, составив 406 млрд куб. м, снизился на 6% (–26 млрд куб. м) к 2014 году и на 15% (–73 млрд куб. м) к 2013 году.



Источник – ЦДУ ТЭК [3]

Рисунок 1 – Динамика добычи природного газа в России по НПГ

По данным ОАО «НОВАТЭК» добыча газа самой компанией в 2015 году снизилась на 6,5% – до 49,2 млрд куб. м, а с учетом долей в добыче зависимых предприятий – выросла до 67,9 млрд куб. м (+9,3%). Объем продаж газа в 2015 году упал на 7,1% (после роста в 2014 году на 4,8%), до 62,5 млрд куб. м. К 2020 году компания планирует увеличить добычу до 100 млрд куб. м, значительная часть добываемого газа будет направляться на экспорт в рамках проекта «Ямал СПГ» (в основном на рынки стран АТР). Общая сумма инвестиций в проект оценивается в 27 млрд долл., доля ОАО «НОВАТЭК» составляет 50,1%, по 20% принадлежит французской Total и китайской CNPC, еще 9,9% – Фонду Шелкового пути.

По добыче попутного нефтяного газа в России лидирует ОАО «НК «Роснефть». В 2015 году компания добыла 62,5 млрд куб. м природного газа (55,9 млрд куб. м газа в 2014 году), в том числе 31,2 млрд куб. м ПНГ (при этом процент полезного использования попутного газа вырос с 80 до 88%). В перспективе до 2020 г. компания, как и «НОВАТЭК», планирует нарастить объемы добычи до 100 млрд куб. м.

ПАО «Газпром» является собственником и оператором Единой системы газоснабжения (ЕСГ), осуществляет магистральный транспорт природного газа. За пределами ЕСГ эту функцию осуществляют региональные газовые компании. И ПАО «Газпром», и региональные компании являются субъектами естественной монополии.

Переработка природного и попутного газа осуществляется на газоперерабатывающих заводах ПАО «Газпром», ОАО «СИБУР» и нефтяных компаний.

Газораспределением и реализацией природного газа в России занимаются ООО »Межрегионгаз» (дочернее предприятие ПАО «Газпром») и его структуры, ОАО »Росгазификация», региональные компании газоснабжения и газификации.

Законодательство предоставляет исключительное право на экспорт газа организации – собственнику Единой системы газоснабжения или ее дочернему обществу (ПАО «Газпром» в лице ООО «Газпром экспорт»). С 01.12.2014 в России к экспорту СПГ был допущен ряд других компаний.

Государственное регулирование внутреннего рынка газа

В России газовая отрасль регулируется одновременно на федеральном, региональном и муниципальном уровнях. На федеральном уровне за регулирование отрасли отвечают Минэнерго России, Минприроды России, ФАС России, а также другие федеральные органы исполнительной власти.

Основные нормативные правовые акты, регулирующие развитие газовой отрасли в России:

- Федеральный закон Российской Федерации от 31.03.1999 №69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».
- Федеральный закон Российской Федерации «О недрах»;
- Федеральный закон Российской Федерации «О естественных монополиях»
- Федеральный закон Российской Федерации «О континентальном шельфе Российской Федерации».

Развитие биржевой торговли газом в России

Биржевая торговля газом в России происходит на Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ) с октября 2014 г. Объемы биржевых торгов природным газом растут, но пока остаются существенно ниже общего потребления газа на внутреннем рынке России – в 2015 году объем торговли газом на бирже составил приблизительно 2% общих продаж всего внутрироссийского рынка. При этом биржевые цены остаются ниже цен внебиржевых договоров, регулируемых ФАС России. Сохранение данной ситуации способствует росту спроса на биржевые контракты, что в дальнейшем может привести к привязке долгосрочных газовых контрактов к биржевым индексам и постепенному отказу от регулируемых цен.

1.1.6 Торгово-экономические отношения в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС

Газотранспортная инфраструктура стран ЕАЭС в основном была построена еще в период СССР (с отдельными изменениями и дополнениями в постсоветский период), что позволяет осуществлять поставки газа из России в Беларусь и Казахстан, из Казахстана – в Россию и Кыргызстан, а также – через территорию Грузии – из России в Армению.

Торговые отношения в газовой отрасли между государствами-членами ЕАЭС реализуются на основе межгосударственных соглашений, преимущественно между Российской Федерацией и другими участниками (подробнее см. в подразделе 1.7). Россия является основным поставщиком газа в Армению, Беларусь и Казахстан. По данным ПАО «Газпром», весь экспорт газа из России в страны ЕАЭС в 2015 году составил 25 млрд куб. м, из них в Беларусь – 18,4 млрд куб. м, Казахстан – 4,7 млрд куб. м, Армению – 1,8 млрд куб. м, Кыргызстан – 0,3 млрд куб. м. Доля стран ЕАЭС в российской торговле газом составляет около 13%.

Российские компании широко представлены на газовых рынках государств-членов ЕАЭС: в сегменте импорта, газоснабжения и развития внутреннего рынка (Армения, Беларусь, Кыргызстан) и в сфере добычи (Казахстан).

Максимальное потребление газа из стран ЕАЭС (не считая Россию) приходится на Республику Беларусь (17,2 млрд куб. м), которая импортирует газ из Российской Федерации. Казахстан является нетто-экспортером природного газа. В 2015 году Казахстан поставил в Россию 12,6 млрд куб. м газа, а чистый экспорт казахстанского газа в Россию составил 7,9 млрд куб. м (на треть больше чем в 2014 году). Следует отметить, что частично газ, поступающий из Казахстана в Россию, оформляется как транзит в другие страны, в частности в 2015 году направлениями поставок указывались Украина, Польша, Швейцария, Германия. [4]

Все страны ЕАЭС участвуют в торговле газом на пространстве Союза, при этом Россия и Казахстан осуществляют как экспорт, так и импорт газа, в то время как Беларусь, Армения и Кыргызстан являются импортерами газа (Таблица 5). Армения, как и Беларусь, главным образом зависима в этом вопросе от России (1,9 млрд куб. м из России и 0,4 млрд куб. м из Ирана в 2015 году), а Кыргызская Республика получает природный газ в основном из Казахстана.

Таблица 5 – Поставки газа между странами ЕАЭС в 2015 году, млрд куб. м

		Экспорт	
		Россия	Казахстан
Импорт	Армения	1,9	
	Беларусь	18,8	
	Казахстан	2,6	
	Кыргызстан		0,2
	Россия		8,7

Источник – Сайт Евразийской экономической комиссии [5]

Что касается международной торговли газом с участием третьих стран, то в страны вне ЕАЭС экспорт осуществляют Казахстан (0,4 млрд куб. м в 2015 г. в Китай) и Россия (страны Восточной, Западной и Центральной Европы, Азиатско-Тихоокеанского региона, другие страны Ближнего зарубежья). В то же время поставки газа в ЕАЭС из-за пределов Союза ведутся в Кыргызстан (из Узбекистана, объемы и схемы поставок менялись в последнее время по различным причинам) и в Армению (из Ирана, в 2015 г. – 371 млн куб. м).

1.2 Перечень хозяйствующих субъектов государств – членов ЕАЭС, которые могут являться субъектами общего рынка газа ЕАЭС

К субъектам общего рынка газа ЕАЭС относятся участники общего рынка газа (поставщики и потребители газа) и инфраструктурные организации, обеспечивающие функционирование общего рынка газа ЕАЭС. В составе потенциальных поставщиков газа рассмотрены несколько типов производителей газа – государственные интегрированные, независимые добывающие, газоперерабатывающие предприятия. В таблице ниже проведена группировка субъектов рынка по двум основным типам – участники общего рынка газа (основные производители и потребители (импортеры) газа), а также инфраструктурные организации (Таблица 6).

Таблица 6 – Перечень хозяйствующих субъектов государств – членов ЕАЭС, которые могут являться субъектами общего рынка газа ЕАЭС

	Участники общего рынка	Инфраструктурные организации
Армения	• ЗАО «Газпром Армения» (100% – ПАО «Газпром») • Ереванская ТЭЦ (государство) • ЗАО «Энергаимпекс» (100% государство) • ООО «Бутан» (ЗАО «Газпром Армения») • ООО «Автогаз» (ЗАО «Газпром Армения»)	• ЗАО «Газпром Армения» (100% – ПАО «Газпром») • ООО «Трансгаз» (ЗАО «Газпром Армения»)
Казахстан	• АО НК «КазМунайГаз» (90% – гос. АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», 10 % – Национальный банк Республики Казахстан) • ТОО «Тенгизшевройл» (50% – Chevron, 25% – ExxonMobil, 20% – КазМунайГаз, 5% – LUKArco) • «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (29,25 % – British Gas, 29.25% – ENI, 18% – Chevron, 13,5% – ПАО «ЛУКОЙЛ», 10% – АО «НК «КазМунайГаз») • ТОО «КазРосГаз» (50% – АО «НК «КазМунайГаз», 50% – ПАО «Газпром») • АО «КазТрансГаз» (100% – АО «НК «КазМунайГаз») • АО «КазТрансГаз Аймак» (100% – АО «КазТрансГаз») • АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (58% – АО «НК «КазМунайГаз»)	• АО «КазТрансГаз» (100% – АО «НК «КазМунайГаз») • АО «Интергаз Центральная Азия» (100% – АО «КазТрансГаз») • ТОО «АстанаГаз КМГ» (100% – АО «НК «КазМунайГаз») • ТОО «Азиатский газопровод» (50% – АО «КазТрансГаз», 50% – Trans-Asia Gas Pipeline, КНР) • ТОО «Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» (50% – АО «КазТрансГаз», 50% – Trans-Asia Gas Pipeline (КНР)) • АО «КазТрансГаз Аймак» (100% – АО «КазТрансГаз») – газораспределительные сети

Продолжение таблицы 6

	Участники общего рынка	Инфраструктурные организации
Беларусь	• ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (100% – ПАО «Газпром») • ГПО «Белтопгаз» (100% – государство) • УП «Брестоблгаз» (ГПО «Белтопгаз») • УП «Гомельоблгаз» (ГПО «Белтопгаз») • УП «Витебскоблгаз» (ГПО «Белтопгаз») • УП «Гроднооблгаз» (ГПО «Белтопгаз») • УП «Минскоблгаз» (ГПО «Белтопгаз») • УП «Могилевоблгаз» (ГПО «Белтопгаз») • УП «МИНГАЗ» (ГПО «Белтопгаз») • ГПО «Белоруснефть» (100% – государство) • Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть» (100% – ГПО «Белоруснефть» • ОАО «Нафтан» (100% – государство) • Завод «Полимир» (ОАО «Нафтан») • ОАО НГК «Славнефть» (74,9% – ООО «Инфест-Ойл», РФ) • Белорусский газоперерабатывающий завод (100% – ГПО «Белоруснефть») • ОАО «Мозырский нефтеперерабатывающий завод» (42,76% – государство, 42,58% – ОАО НГК «Славнефть»)	• ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (100% – ПАО «Газпром») • ГПО «Белтопгаз» (100% – государство) – газораспределительные сети
Кыргыстан	• ОсОО «Газпром Кыргызстан» (100% – ПАО «Газпром») • ОАО «Кыргызнефтегаз» (85% – государство) • ОАО «Баткеннефтегаз» (100% – Нефтеразведочная компания «Чжуннен», КНР)	• ОсОО «Газпром Кыргызстан» (100% – ПАО «Газпром»)

Продолжение таблицы 6

	Участники общего рынка	Инфраструктурные организации
Россия	• ПАО «Газпром» (государство – 50,2%) • ОАО «НОВАТЭК» • ПАО «НК «Роснефть» (69,5% – гос. АО «Роснефтегаз») • ПАО «ЛУКОЙЛ» • «Газпром нефть» (95,68% – ПАО «Газпром») • ОАО «Сургутнефтегаз» • ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина • ПАО «АНК „Башнефть“« (50% плюс 1 акция – Росимущество; 25% + 1 акция – Республика Башкортостан) • ОАО «НГК Славнефть» • АО НК «РуссНефть» • ОАО «СИБУР» • ОАО «Норильскгазпром» • ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (98% – Группа «Сумма») • ЗАО «Печоранефтегазпром» • АО «Сахалинская нефтяная компания» • ТОО «КазРосГаз» (50% – АО «НК «КазМунайГаз», 50% – ПАО «Газпром») • и другие	• ПАО «Газпром» (государство – 50,2%) • ООО «Межрегионгаз» – газораспределительные сети • ОАО «Росгазификация» – газораспределительные сети

Источник – Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации

Собственником Единой системы газоснабжения в России является ПАО «Газпром» через свои дочерние общества. Основной доход собственника ЕСГ складывается за счет платы за услуги по транспортировке газа внутри страны и его транзитных и экспортных поставок. Формирование общего рынка газа может предполагать частичное снижение тарифов (их унификацию) на транспортировку газа по территории России для компаний из государств – членов ЕАЭС (в первую очередь, для казахстанских компаний, планирующих поставки газа в Россию или транзитные поставки в третьи страны через территорию России). В этом случае казахстанские компании могут быть заинтересованы в наращивании поставок газа в приграничные регионы России, что увеличит объем транспортируемого российским газотранспортными компаниями газа и положительно скажется на их суммарном доходе.

1.3 Оценка экономической эффективности формирования общего рынка газа ЕАЭС отдельно для каждой группы субъектов общего рынка газа ЕАЭС в разрезе государств – членов ЕАЭС

Экономическая эффективность формирования общего рынка газа ЕАЭС будет выражаться как в прямых экономических выгодах субъектов общего рынка газа ЕАЭС, так и в достижении новых качественных характеристик функционирования газовых рынков государств – членов ЕАЭС. К прямым экономическим выгодам, которые возможно оценить количественно, относится, например, уменьшение суммарных издержек покупателей (потребителей) газа на общем рынке газа ЕАЭС за счет снижения оптовых цен на газ в результате реализации нового механизма ценообразования в рамках общего рынка газа ЕАЭС.

Кроме того, создание общего рынка газа ЕАЭС предполагает увеличение инвестиционной активности хозяйствующих субъектов одних государств-членов ЕАЭС в газовой отрасли других государств-членов ЕАЭС, что будет способствовать росту доходов данных компаний за счет расширения бизнеса. Для газотранспортных компаний государств – членов ЕАЭС ожидается повышение эффективности использования инвестиционных ресурсов за счет повышения сбалансированности и согласованности развития мощностей магистрального трубопроводного транспорта и хранения газа на территории государств – членов ЕАЭС. Результатом снижения издержек должен стать рост доходности сектора в целом.

Формирование общего рынка газа ЕАЭС также обеспечит достижение результатов, которые будут иметь косвенное экономическое влияние.

Экономическая эффективность создания общего рынка газа ЕАЭС для потребителей газа (население, промышленность, энергетика) будет достигаться, прежде всего, путем повышения надежности, доступности и качества газоснабжения в государствах-членах ЕАЭС. Затраты на энергоресурсы у ряда групп потребителей занимают важное место в структуре издержек, в связи с чем выравнивание средних внутренних цен на газ между национальными газовыми рынками государств-членов ЕАЭС должно способствовать увеличению их эффективности. Особенно это станет выгодно для стран-импортеров газа – Армении, Беларуси и Кыргызстана.

Одним из факторов, определяющих будущий экономический эффект от формирования общего рынка газа ЕАЭС для субъектов общего рынка газа, является механизм ценообразования на газ на оптовых рынках газа государств – членов ЕАЭС и общем рынке газа ЕАЭС. Предполагается, что будет обеспечено рыночное ценообразование, то есть цены на газ в рамках общего рынка газа ЕАЭС не будут регулироваться. При этом цены действующих долгосрочных договоров между крупнейшими поставщиками и покупателями с учетом действующих

межправительственных соглашений будут определяться в соответствии с условиями соответствующих договоров. Цены новых долгосрочных договоров между поставщиками и потребителями будут определяться по договоренности сторон, в том числе с возможным учетом биржевых ценовых индикаторов, индикаторов внебиржевого рынка, цен действующих долгосрочных договоров).

Проанализируем текущее состояние цен на газ в государствах – членах ЕАЭС в сравнении с ценами находящихся рядом регионов России и оценим возможное изменение цен и объемов торговли в случае формирования общего рынка газа ЕАЭС.

1.3.1 Сравнительный анализ цен на газ в государствах – членах ЕАЭС

В данном разделе приведен анализ цен на газ в государствах-членах (Таблица 7).

Таблица 7 – Текущий уровень цен газа в государствах – членах ЕАЭС

Страна	Цена газа (импорт), $/тыс. куб. м	Цена газа $/тыс. куб. м
Армения	150	- население – 308,4 - промышленность – 257,6
Беларусь	133	- население – 128,7 - промышленность – 218
Кыргызстан	150	- население –209,5 - промышленность – 256,8
Казахстан	-	Оптовая цена газа для потребителей мин – 13,8 макс – 61,4 Тариф газа для населения – 80,6
Россия	-	Оптовая цена газа для потребителей мин – 35 макс – 71,7 Оптовая цена газа для населения мин.- 35,7 макс. – 64,7 Тариф газа для населения мин. – 47,5 макс. – 126,5

Источник – межправительственные соглашения в газовой сфере, национальные органы регулирования цен государств – членов ЕАЭС

В государствах – членах ЕАЭС отмечается сильная дифференциация внутренних цен и тарифов на газ. По состоянию на 2016 г. наибольшие оптовые цены и цены для конечных потребителей сформировались в Армении и Кыргызстане. Это вызвано рядом факторов, в том числе наличием/отсутствием собственных ресурсов и производства газа и различными механизмами ценообразования на газ в государствах – членах ЕАЭС. Самые низкие цены газа наблюдаются в Казахстане и России, которые обеспечивают поставки за счет собственного производства и имеют минимальные транспортные издержки для доставки газа от мест добычи до потребления.

Частично разница в оптовых и розничных ценах газа в государствах – членах ЕАЭС объясняется присутствием дополнительных транспортных издержек в цене для государств-импортеров газа (Армении, Беларуси и Кыргызстана), возникающих при транспортировке газа из России. Однако сравнение цен в граничных регионах государств – членов ЕАЭС показывает, что ценовая дифференциация в них остается на высоком уровне. Наиболее наглядным примером является сравнение цен на газ в граничных регионах – Смоленской области (Россия) и Могилевской области (Беларусь) (Таблица 8). Тарифы на газ для населения в этих регионах различаются в два раза, что объясняется двумя основными факторами – более высокой оптовой ценой на газ в Беларуси (которая зависит от цены импорта) и различным тарифообразованием на газ в России и Беларуси.

Таким образом, формирование общего рынка газа ЕАЭС должно вызвать изменение оптовых цен в государствах – членах ЕАЭС за счет свободных перетоков газа между государствами – членами ЕАЭС. Это, в свою очередь, вызовет изменение тарифов для конечных потребителей, что также скажется на экономическом состоянии всех субъектов общего рынка газа ЕАЭС, а также других конечных потребителей газа.

Рассмотрим возможное влияние формирования общего рынка газа ЕАЭС на экономическую эффективность различных групп субъектов общего рынка газа в разрезе государств – членов ЕАЭС. К субъектам общего рынка газа относятся участники общего рынка газа (производители и потребители газа) и инфраструктурные организации (обеспечивают транспортировку газа по магистральным газопроводам) (Таблица 6).

Таблица 8 – Оптовые цены на газ для потребителей и тарифы на газ для населения граничащих областей Казахстана, России и Беларуси, а также Армении и Кыргызстана в сравнении с ближайшими регионами России и Казахстана

Казахстан		Россия	
Оптовая цена газа ($/тыс. куб. м)	Тариф на газ для населения ($/тыс. куб. м)	Оптовая цена газа ($/тыс. куб. м)	Тариф на газ для населения ($/тыс. куб. м)
Западно-Казахстанская обл. – 33,76.	Западно-Казахстанская обл. – 43,5.	Оренбургская обл. – 50; Астраханская обл. – 49; Волгоградская обл. – 56,4; Саратовская обл. – 55,5; Самарская обл. – 53,4.	Оренбургская обл. – 76,7; Астраханская обл. – 73; Волгоградская обл. – 102; Саратовская обл. – 126,5; Самарская обл. – 89,6.
Актюбинская обл. – 13,8	Актюбинская обл. -18,5.	Оренбургская обл. – 50.	Оренбургская обл. – 76,7.
Атырауская обл. – 16,4	Атырауская обл.- 18,7.	Астраханская обл. – 49	Астраханская обл. – 73
Костанайская обл. –50	Костанайская обл. – 64.	- Оренбургская обл.– 50; - Челябинская обл. – 51,6 - Курганская обл. – 50,7	- Оренбургская обл. – 76,7 - Челябинская обл. – 89,8 - Курганская обл. – 99,3
Казахстан		Кыргызстан	
Южно-Казахстанская обл. – 56,5	Южно-Казахстанская обл.- 81,8		Чуйская обл. – 209,5
Беларусь		Россия	
	Могилевская и Витебская обл. – 128,7	Смоленская обл. – 62	Смоленская обл. – 76;
Армения		Россия	
	Лорийская обл. – 308,4;	Республика Северная Осетия – Алания – 51,7	Республика Северная Осетия – Алания – 80

Источник – национальные органы регулирования цен государств – членов ЕАЭС

1.3.2 Производители газа государств – членов ЕАЭС

Добыча газа в государствах – членах ЕАЭС имеет промышленные масштабы и значима для национального потребления в Казахстане и России. Формирование общего рынка газа ЕАЭС и сопутствующие изменения оптовых цен на газ при трансграничных поставок может сказаться на участниках рынка производства газа в этих странах.

В Армении, Кыргызстане и Беларуси добыча газа не ведется или осуществляется в небольших объемах. В связи с этим формирование общего рынка газа ЕАЭС не повлияет на экономическое состояние участников сектора добычи газа в этих странах, или данное влияние будет минимальным (Таблица 9).

Таблица 9 – Оценка влияния формирования общего рынка газа ЕАЭС на производителей газа в государствах – членах ЕАЭС

Страна	Роль добычи газа в его потреблении	Производители газа	Экономический эффект для производителей газа от формирования общего рынка газа ЕАЭС
Армения	отсутствует	отсутствуют	отсутствует
Беларусь	минимальная	ГПО «Белоруснефть»	отсутствует
Казахстан	существенная	АО НК «КазМунайГаз», дочерние общества иностранных компаний	минимальный; положительный при росте внутренних цен и наращиванию экспорта
Кыргызстан	минимальная	ОАО «Кыргызгаз» (ПАО «Газпром»)	отсутствует
Россия	добыча покрывает потребление	ПАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть» и др.	минимальный; отрицательный в результате снижения экспортных цен при поставках газа в государства – члены ЕАЭС

Источник – Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации

Казахстан

Производством газа в Казахстане занимается АО НК «КазМунайГаз», преимущественно с долевым участием иностранных компаний. Добытый в стране газ направляется большей частью на внутреннее потребление. Остальная часть газа экспортируется в соседние государства, в том числе в Россию.

Экономический эффект для производителей газа в Казахстане от формирования общего рынка газа ЕАЭС будет зависеть от ряда факторов. В первую очередь на это может повлиять возможное изменение внутренних цен на газ, которые могут вырасти для полного или частичного выравнивания цен на газ в государствах – членах ЕАЭС (в настоящее время цены на газ в Казахстане являются минимальными среди всех государств – членов ЕАЭС). В этом случае производители газа получат дополнительный доход от продажи газа на внутреннем рынке по более высоким ценам по сравнению с нынешним уровнем.

Формирование общего рынка газа ЕАЭС предполагает упрощение процедур межстрановых потоков газа в рамках ЕАЭС, в том числе по вопросу доступа к магистральным газопроводам на территории государств – членов ЕАЭС. Для производителей газа в Казахстане это может открыть новые возможности для сбыта продукции на внешних рынках, которые характеризуются наличием более высоких уровней цен на газ. При этом необходимо понимать, что существующие мощности по добыче газа в Казахстане сильно ограничены и в долгосрочной перспективе не ожидается существенного наращивания объемов добычи товарного газа и его экспорта.

Отрицательного воздействия на экономическое положение производителей газа в Казахстане в результате формирования общего рынка газа не ожидается. В первую очередь это вызвано тем, что казахстанский рынок со сравнительно низкими ценами на газ не привлекателен для компаний из других государств – членов ЕАЭС, занимающихся добычей и поставками газа. В связи с этим компаниям – производителям газа не стоит ожидать возрастания конкуренции со стороны компаний из других стран как по присутствию в сегменте добычи газа Казахстана, так и внешним поставкам газа на внутренний рынок страны.

Россия

Основную часть добычи газа в России обеспечивают несколько крупных компаний, прежде всего ПАО «Газпром» (около 65% национальной добычи), ОАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть» и другие (преимущественно нефтяные) компании. Доход от деятельности с газом компании получают в результате продажи на внутреннем рынке (или собственной переработки) или экспорта газа в другие страны. Монопольным правом на экспорт газа из России обладает ПАО «Газпром» и его дочерние общества (за исключением права экспорта СПГ у ряда частных компаний). Таким образом, общий рынок газа ЕАЭС может повлиять на экономическое положение российских газодобывающих компаний с двух точек зрения – изменения физических и ценовых условий поставок газа на внешние рынки (прежде всего для ПАО «Газпром) и изменения внутренних оптовых цен в результате возможного реформирования механизмов внутреннего ценообразования, а именно отмены государственного регулирования оптовых цен для ПАО «Газпром».

Одним из возможных негативных эффектов для производителей (и экспортеров) газа в России от формирования общего рынка газа ЕАЭС может стать уменьшение экспортных доходов в результате снижения цен на газ, поставляемого в государства – члены ЕАЭС. В настоящее время экспортом газа из России занимается ПАО «Газпром», а поставки в рамках ЕАЭС осуществляются в Казахстан, Беларусь и Армению.

В 2015 году доля всех государств – членов ЕАЭС в структуре экспорта газа из России составила 11%, из которых около 9% пришлось на Беларусь (Таблица 10). Средние экспортные цены на газ в государства – члены ЕАЭС ниже, чем в страны дальнего зарубежья (в основном Европы) – основного внешнего рынка сбыта российского газа. В связи с этим доля государств – членов ЕАЭС в стоимостном объеме экспорта газа из России еще меньше и составляет менее 10% в суммарных экспортных доходах.

Таблица 10 – Значение государств – членов ЕАЭС в экспорте газа из России в 2015 году

Страна	Объем импорта газа из России, млрд куб. м	Доля в суммарном экспорте газа из России
Армения	1,9	1%
Беларусь	18,8	9%
Казахстан	1,7	1%
Кыргызстан	0,04	<0,1%
Всего ЕАЭС	22,44	11%

Источник – ФТС России

При этом необходимо учитывать, что в настоящее время экспортные цены на российский газ для государств – членов ЕАЭС устанавливаются по льготной системе (то есть они ниже, чем для стран Зарубежной Европы), в том числе в ценообразовании проводится привязка к внутренним российским ценам.

Можно привести два фактора, которые свидетельствуют о том, что формирование общего рынка газа ЕАЭС (и возможное небольшое снижении экспортных цен для государств – членов ЕАЭС) не окажет сильного отрицательного воздействия на экономические показатели экспортеров газа из России. К таким факторам относятся – небольшое (менее 10%) значение ЕАЭС в структуре доходов от экспорта российского газа и используемые в настоящее время сравнительно низкие экспортные цены.

Положительный экономический эффект для российских производителей газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС может быть обеспечен за счет возможности расширения географии экспортных поставок газа.

1.3.3 Потребители газа государств – членов ЕАЭС

Прямой экономический эффект для потребителей газа государств – членов ЕАЭС может быть достигнут за счет снижения цены покупки. Данное снижение может быть обеспечено за счет развития межстрановых перетоков газа и развития конкуренции. Также положительное влияние на потребителей государств – членов ЕАЭС, являющихся импортерами газа, может оказать рост поставок газа в страну, сопровождающееся с наращиванием потребления газа (в том числе за счет увеличения уровня газификации). Это особенно актуально для Кыргызстана и Казахстана, которые имеют сравнительно незрелый внутренний рынок газа и большой потенциал роста его потребления (Таблица 11).

Таблица 11 – Потребление природного газа и газоемкость экономики государств – членов ЕАЭС в 2015 году

Страна	Потребление газа, млрд куб. м	ВВП по ППС, 2015 год, млрд долл.	Газоемкость экономики, куб. м/тыс. долл.
Армения	2,6	25,3	102,8
Беларусь	23,2	167,7	138,3
Казахстан	12,5	429,1	29,1
Кыргызстан	0,3	20,1	14,9
Россия	469,9 *	3717,6	126,4
ЕАЭС в целом	508,5	4359,8	116,6
МИР	*3538,6*	*113524*	*31,2*

Примечание: * данные за 2014 год

Источник – ИНЭИ РАН, МВФ, ВР, расчеты Аналитического центра

Основной положительный эффект от формирования общего рынка газа ЕАЭС может быть обеспечен для потребителей из государств – членов ЕАЭС, являющихся импортерами газа. Данный эффект будет заключаться в возможности расширения поставок газа (прежде всего актуально для Армении и Кыргызстана), а также снижения цены на импортируемый газ (Таблица 12). Для потребителей газа в странах – экспортерах (России и Казахстана) общий рынок газа ЕАЭС сильно не изменит условия их функционирования, так как не ожидаются сильные изменений ценовых показателей. С другой стороны положительный эффект может быть достигнут за счет развития межстрановых потоков газа в приграничных регионах России и Казахстана, что приведет к росту возможностей увеличения потребления газа.

Для потребителей газа в Беларуси формирование общего рынка газа ЕАЭС может снизить цены относительно нынешних уровней, а также обеспечить их относительную стабильность на долгосрочную перспективу.

Таблица 12 – Оценка влияния формирования общего рынка газа ЕАЭС на потребителей газа в государствах – членах ЕАЭС

Страна	Доля природного газа в суммарном потреблении энергоресурсов, %	Основные сферы потребления газа в стране	Экономический эффект для потребителей газа от формирования общего рынка газа ЕАЭС
Армения	64	Электроэнергетика, промышленность, транспорт	*Положительный.* В результате снижения конечных цен (оптовых и розничных)
Беларусь	63	Электро- и теплоэнергетика	*Положительный.* В результате снижения конечных цен (оптовых и розничных)
Казахстан	31*	Электроэнергетика, промышленность	*Минимальный.* Внутренние цены не меняются
Кыргызстан	7	Электроэнергетика, промышленность	*Положительный.* За счет роста газификации и предложения газа на рынке
Россия	54	Электроэнергетика, промышленность, население	*Минимальный.* Возможно изменение механизма внутреннего ценообразования на газ в результате интеграционных процессов, что позволит крупным потребителям диверсифицировать источники поставок газа

Примечание: * учитывается суммарное использование газа в Казахстане, в том числе на нужды нефтедобычи

Источник – МЭА, Аналитический центр

Армения

В настоящее время в Армении сложились самые высокие цены и тарифы на газ среди всех государств – членов ЕАЭС. Основными потребителями газа в стране являются электроэнергетика (ТЭС), промышленность и транспорт (личный автотранспорт). Основными причинами высоких цен и тарифов на газ в стране являются сравнительно высокая импортная цена на газ (150 долл./тыс. куб. м) и высокие издержки, связанные с эксплуатацией и необходимостью инвестиций в ГТС.

Формирование общего рынка газа может обеспечить снижение закупочной цены на газ для Армении, что должно отразиться на оптовых ценах в стране, а также тарифах для населения и конечных ценах на компримированный природный газ для автотранспорта. Снижение цен может иметь дополнительный положительный эффект в целом для экономики за счет снижения затрат на электроэнергию и топливо.

Беларусь

Основная часть газа в Беларуси потребляется в сфере электро- и теплоэнергетики. Цена импортного газа для страны составляет 133 долл./тыс. куб. м – самая низкая экспортная цена российского газа. Таким образом, потенциал снижения импортных цен на газ в Беларуси небольшой, что может свидетельствовать об отсутствии существенных прямых (ценовых) положительных эффектов для потребителей газа в стране от формирования общего рынка газа ЕАЭС. С другой стороны, общий газовый рынок ЕАЭС может обеспечить возможность диверсифицированных поставок газа его крупнейшим потребителям, что отчасти может вызвать снижение цены в результате конкуренции поставщиков. Отметим, что в настоящее время единственным внешним поставщиком газа в Беларусь является ПАО «Газпром».

Казахстан

Казахстан практически полностью обеспечивает потребности в газе за счет собственных ресурсов. При этом газ не играет большой роли в структуре энергопотребления и имеет высокий потенциал для роста. Внутренние цены и тарифы для населения на газ в Казахстане являются минимальными среди всех государств – членов ЕАЭС, что говорит об отсутствии перспектив их снижения. Положительным эффектом для потребителей газа в стране может стать наращивание трансграничной торговли газом между Россией и Казахстаном и газификация новых районов страны.

Кыргызстан

Ключевыми положительными эффектами для потребителей в Кыргызстане от формирования общего рынка газа станет расширение предложения (и потребления) газа в стране и уменьшение цены за счет их частичного выравнивания между государствами -членами ЕАЭС. О возможности снижения цен на газ в стране свидетельствует нынешнее превышение цен на газ в Кыргызстане над ценами в соседних регионах Казахстана.

Россия

В настоящее время внутренние цены и тарифы на газ в России регулируются государством (кроме оптовых цен независимых производителей газа), и они находятся на самом низком уровне среди государств – членов ЕАЭС, за исключением ряда регионов Казахстана, где цены ниже российских в несколько раз. В связи с этим обеспечение возможности безбарьерных межстрановых поставок газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС может вызвать интерес у

производителей (и продавцов) Казахстана поставлять газ в приграничные регионы России по более высокой цене, чем на внутреннем рынке. Результатом появление новых игроков на оптовом рынке газа ряда регионов России может вызвать снижение средних цен, от чего выиграют крупнейшие потребители газа.

1.3.4 Инфраструктурные организации газовой отрасли государств – членов ЕАЭС

Сеть магистральных газопроводов в государствах – членах ЕАЭС управляется либо дочерними структурами национальных ВИНК (Россия, Казахстан), либо компаниями, принадлежащими ПАО «Газпром» (Армения, Беларусь, Кыргызстан). Экономическая эффективность операторов газотранспортной системы зависит от состояния ГТС, системы регулирования тарифов на прокачку газа и их уровня. В связи с этим экономический эффект от формирования общего рынка газа ЕАЭС для газотранспортных компаний государств – членов ЕАЭС будет зависеть от перспективы изменения этих двух основных параметров (Таблица 13).

Армения

ГТС в Армении управляются ЗАО «Газпром Армения», которая является дочерним обществом ПАО «Газпром». В настоящее время тарифы на прокачку газа по ГТС в Армении устанавливаются государством на основе представляемых ЗАО «Газпром Армения» сведениях, включающих необходимость их изменения на основании ряда факторов, прежде всего текущих затрат и необходимости инвестиций в модернизацию и ремонт газотранспортной системы.

Формирование общего рынка газа ЕАЭС не предполагает изменений системы регулирования тарифообразования на услуги по перекачке газа. Однако оно открывает дополнительные возможности для роста поставок газа в страну и, значит, увеличения объемов транспортировки газа, что должно благоприятно отразиться на экономическом положении газотранспортных компаний.

Одним из возможных направлений развития общего рынка газа ЕАЭС может стать соединение ГТС Союза и Ирана через территорию Армении. Это вызовет необходимость расширения газотранспортных мощностей и обеспечит дополнительный доход в виде взимания платы за транзит газа.

Беларусь

Оператором ГТС, обеспечивающих поставки российского газа в Беларусь и его экспорт в Европу, является ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» – дочернее общество ПАО «Газпром». В долгосрочной перспективе не предполагается существенное изменение объемов поставок (потребления) российского газа в Беларусь и его транзита в Европу. Кроме того, формирование общего рынка газа ЕАЭС не предполагает изменение механизма тарифообразования на транспортировку газа по магистральным газопроводам в Беларуси. Учитывая это, можно сказать

что экономический эффект для газотранспортных компаний Беларуси в результате формирования общего рынка газа ЕАЭС будет минимальным.

Таблица 13 – Оценка влияния формирования общего рынка газа ЕАЭС на инфраструктурные организации газовой отрасли в государствах – членах ЕАЭС

Страна	Инфраструктурные организации (операторы магистральных газопроводов)	Существующее регулирование сферы транспортировки газа	Экономический эффект для инфраструктурных организаций газовой отрасли от формирования общего рынка газа ЕАЭС
Армения	ЗАО «Газпром Армения» (100% – ПАО «Газпром»)	де-юре либерализовано, фактически – одна компания	*Положительный*. За счет модернизации ГТС и увеличения объема перекачиваемого газа
Беларусь	ОАО «Газпром трансгаз» (100% – ПАО «Газпром»)	одна компания в каждом из секторов	*Минимальный.* Не ожидается существенного изменения объемов прокачки газа и тарифов
Казахстан	АО «КазТрансГаз» (100% – АО НК «КазМунайГаз»)	единый национальный оператор с дочерними компаниями по направлениям	*Минимальный положительный*. За счет возможного увеличения объемов внутренних и межгосударственных (в том числе транзитных) перетоков газа
Кыргызстан	ОсОО «Газпром Кыргызстан» (100% – ПАО «Газпром»)	одна компания	*Положительный.* За счет расширения и модернизации ГТС и увеличения объема перекачиваемого газа
Россия	ПАО «Газпром» (51% – государство)	в рамках ЕСГ – ПАО «Газпром», за ее пределами – региональные газотранспортные компании	*Минимальный положительный.* За счет увеличения объемов транспортировки газа из Казахстана в Россию и в третьи страны через территорию России.

Источник – Аналитический центр

Казахстан

В Казахстане функционирует единый национальный оператор магистральных газопроводов АО «КазТрансГаз», которое является дочерним обществом национальной компании АО НК «КазМунайГаз». Формирование общего рынка газа ЕАЭС может создать условия для увеличения межгосударственных перетоков газа, в первую очередь между Россией и Казахстаном, что должно благоприятно сказаться на газотранспортных компаниях Казахстана за счет роста доходов. Также существует потенциал роста транзитных поставок газа через территорию Казахстана – из России в Кыргызстан и из России в Китай.

Кыргызстан

В настоящее внутренний газовый рынок в Кыргызстане не развит, а потребление находится на низком уровне. Однако компания «Газпром Кыргызстан» планирует реализацию масштабных работ по увеличению уровня газификации в стране. Для этого необходимо обеспечить развитие ГТС страны. Еще одним перспективным направлением является усиление роли Кыргызстана в качестве транзитной страны для транспортировки газа из Туркменистана в Китай. Развитие этих направлений позволит существенно обновить и расширить мощности ГТС Кыргызстана и обеспечит экономическое развитие компаний в этой сфере.

Россия

Собственником Единой системы газоснабжения в России является ПАО «Газпром» через свои дочерние общества. Основной доход собственника ЕСГ складывается за счет платы за услуги по транспортировке газа внутри страны и его транзитных и экспортных поставок. Формирование общего рынка газа может предполагать частичное снижение тарифов (их унификацию) на транспортировку газа по территории России для компаний из государств – членов ЕАЭС (в первую очередь, для казахстанских компаний, планирующих поставки газа в Россию или транзитные поставки в третьи страны через территорию России). В этом случае казахстанские компании могут быть заинтересованы в наращивании поставок газа в приграничные регионы России, что увеличит объем транспортируемого российским газотранспортными компаниями газа и положительно скажется на их суммарном доходе.

1.4 Комплексная оценка экономических последствий для национальных экономик государств – членов ЕАЭС, возникающих вследствие формирования общего рынка газа ЕАЭС

В государствах – членах ЕАЭС, импортирующих газ, снижение внутренних цен на газ и повышение надежности его поставок в результате формирования общего рынка газа ЕАЭС обеспечит дополнительное развитие газового сектора за счет увеличения объемов его потребления, а также вызовет рост конкурентоспособности газоемких отраслей промышленности. Государства – члены ЕАЭС, экспортирующие газ, в результате формирования общего рынка газа ЕАЭС смогут нарастить экспортные поставки газа в результате устранения трансграничных барьеров в части государственного регулирования и технологической доступности мощностей магистрального трубопроводного транспорта и хранения газа.

1.4.1 Роль газа в экономике государств – членов ЕАЭС

Добыча газа осуществляется в четырех из пяти государств – членов ЕАЭС – Беларуси, Казахстане, Кыргызстане и России, однако собственное производство обеспечивает существенную часть потребления только в Казахстане и России. В Армении добыча газа не ведется.

Потребление газа имеет большое значение (доля газа составляет более 50% потребления первичных энергоресурсов в стране) в трех государствах – Армении, Беларуси и России (Таблица 14). В Казахстане значение газа в энергопотреблении и экономике в целом ниже, а без учета использования газа в технологических процессах ТЭК доля газа оказывается еще ниже. Минимальное значение газ имеет для энергетики и экономики Кыргызстана, его доля суммарном и конечном потреблении энергоресурсов составляет всего около 5%.

Таблица 14 – Роль газа в суммарном и конечном потреблении энергоресурсов в различных сферах экономики государств – членов ЕАЭС в 2014 г., %

	Суммарное потребление энергоресурсов	Конечное потребление энергоресурсов
Армения	64	59
Беларусь	61	23
Казахстан	34	8
Кыргызстан	6	5
Россия	52	29

Источник – МЭА, Аналитический центр

1.4.1.1 Армения

1.4.1.1.1 Топливно-энергетический баланс Армении и роль газа

Добыча углеводородных ресурсов в Армении отсутствует, их потребление обеспечивается за счет импорта. Собственное производство базируется на атомной и гидравлической энергетике, обеспечивая менее 1/3 потребностей страны. Недостаток собственных энергоресурсов и небольшие объемы производства электроэнергии на действующих в стране АЭС и ГЭС приводят к высокой зависимости страны от поставок российских энергоносителей, в первую очередь природного газа.

По данным МЭА, в 2014 г. первичное потребление энергии в Армении составило 2,96 млн т н.э., а производство – 0,85 млн т н.э. (Таблица 15). Собственное производство энергоресурсов обеспечивается в основном атомной (76%) и гидравлической (20%) энергией. Потребление энергоресурсов представлено в первую очередь природным газом (64%), а также атомной энергией (22%) нефтепродуктами (11%), гидроэнергией (6%).

Таблица 15 – Энергобаланс Армении, млн т н.э., 2014 г.

	Производство	Импорт	Экспорт	Бункерное топливо и изм. запасов	Первичное потребление
Уголь					
Нефть					0,32
Нефтепродукты		0,37		-0,04	
Газ		1,88			1,88
Атомная энергия	0,64				0,64
Гидроэнергия	0,17				0,17
ВИЭ без учета гидроэнергии	^				^
Биомасса	0,03				0,03
Международная торговля электроэнергией		0,02	-0,11		-0,10
Энергия – всего	0,85	2,27	-0,11	-0,04	2,96

Примечание – Символом ^ обозначены величины, меньшие 0,01 млн т н.э.

Источник – МЭА

Запасы и добыча газа

Месторождения и собственная добыча природного газа на территории Армении отсутствуют, газовая отрасль республики полностью зависит от импорта.

Импорт газа

Для импорта природного газа используют два газопровода, идущие:

– из России через Грузию;

– из Ирана.

Российский газ поступает в Армению через территорию Грузии (по газопроводу Моздок – Тбилиси – Армения). В соответствии с контрактом 2013 года «Газпром» в 2014–2018 годах обеспечивает ежегодную поставку до 2,5 млрд куб. м газа, стоимость которого определяется в соответствии с формулой цены, привязанной к российскому ценообразованию на газ.

Импорт природного газа из Ирана идет в Армению через газопровод Иран – Армения (мощностью в 1,1 млрд куб. м, с планами расширения до 2,3 млрд куб. м). Иранский газ не продается армянским предприятиям и населению. Он на Ереванской ТЭС преобразуется в электроэнергию, большая часть которой направляется обратно в Иран.

Суммарный импорт газа в Армению в 2015 г. несколько снизился по сравнению с 2014 г. и составил 2,3 млрд куб. м. Объем поставок из России составил 1,92 млрд куб. м, снизившись в сравнении с аналогичными показателями 2014 г. на 6,8%, а иранский газовый экспорт в 2015 г. сократился на 4,6% и составил 0,37 млрд куб. м.

Экспорт и транзит газа Арменией не осуществляются.

Потребление газа

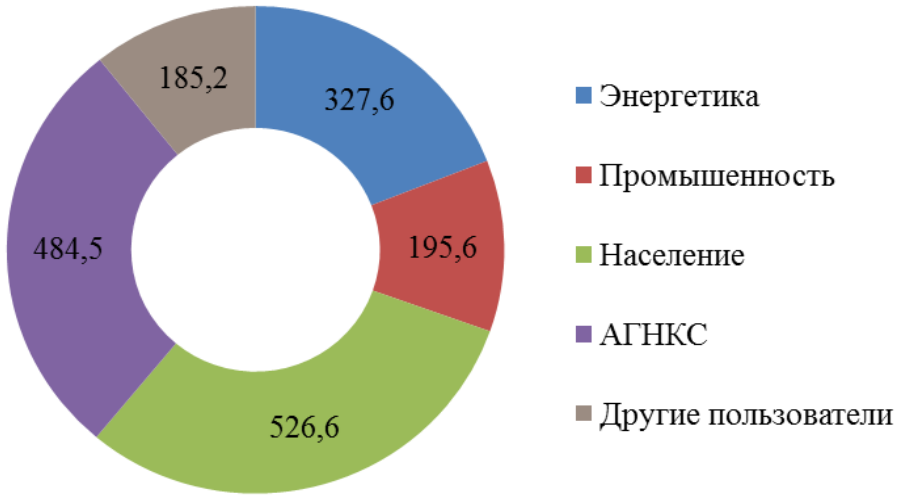
По данным «Газпром Армения», в 2015 г. через газораспределительные сети было реализовано 1 719,7 млн куб.м природного газа. Из них было потреблено 327,8 млн куб. м природного газа в энергетическом и 195,6 млн куб.м в промышленном секторах, 526,6 млн куб.м – населением, 484,5 млн куб.м – со стороны АГНКС и 185,2 млн куб.м – иными потребителями (Рисунок 2).

Объем поставок природного газа из России в Армению за первое полугодие 2016 г. составил 818,3 млн куб.м. За отчетный период было реализовано 787,3 млн куб.м природного газа. Из них было потреблено 77 млн куб. м природного газа в энергетическом и 88,1 млн куб.м в промышленном секторах, 299,2 млн куб.м – населением, 214,3 млн куб.м – со стороны АГНКС и 108,6 млн куб.м – иными потребителями (Рисунок 3).

Сегодня на территории республики действуют более 370 АГНКС. Порядка 3/4 автомобильного парка республики работает на природном газе. За последние 5 лет наметилась устойчивая тенденция роста объемов реализации газомоторного топлива. В 2011 г. на АГНКС было реализовано 362,3 млн куб. м. газа. В 2015 г. объем реализации газа через сеть АГНКС

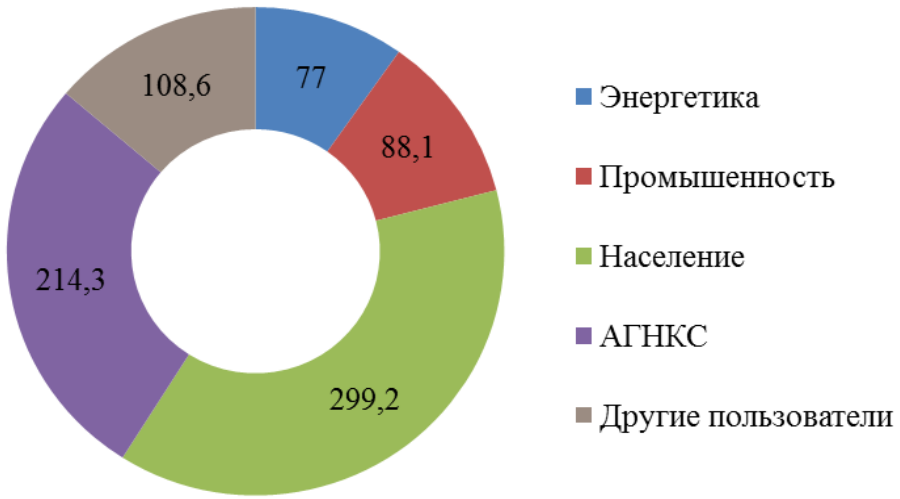
составил 484,5 млн куб. м. газа. С 2011 по 2015 гг. прирост объема реализации составил 33,7%. А за период с 2001 объемы потребления выросли более чем в 16 раз. [6]

В результате расширения рынка природного газа большинство транспортных компаний, занятых в сфере пассажирских и грузовых перевозок, переводят свой автопарк на газ. Благодаря разветвленной сети заправочных станций компримированный природный газ в Армении уже не рассматривается в качестве альтернативного моторного топлива, а скорее является основным. Использование сжатого природного газа в качестве моторного топлива имеет большое значение для экономики всей Республики. Кроме того, резкое уменьшение вредных выбросов в атмосферу значительно повлияло на улучшение экологической ситуации в Армении.



Источник – ЗАО «Газпром Армения»

Рисунок 2 – Структура потребления газа в Армении в 2015 г., млн куб. м



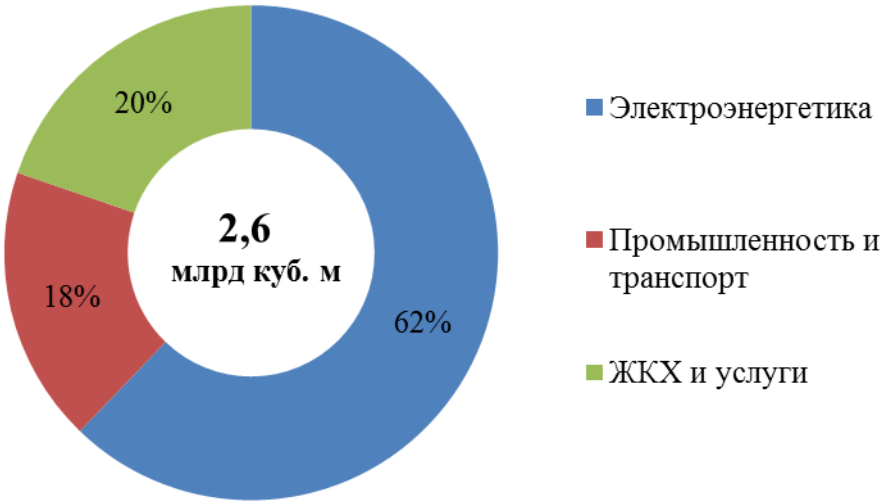
Источник – ЗАО «Газпром Армения»

Рисунок 3 – Структура потребления газа в Армении в первом полугодии 2016 г., млн куб. м

1.4.1.1.2 Роль газа в основных секторах экономики Армении

Газ широко используется практически во всех секторах экономики Армении – как в качестве источника энергии, так и сырья для дальнейшей переработки в промышленности. В 2014 г. доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов в Армении составила 64%, что является наивысшим показателем среди государств – членов ЕАЭС.

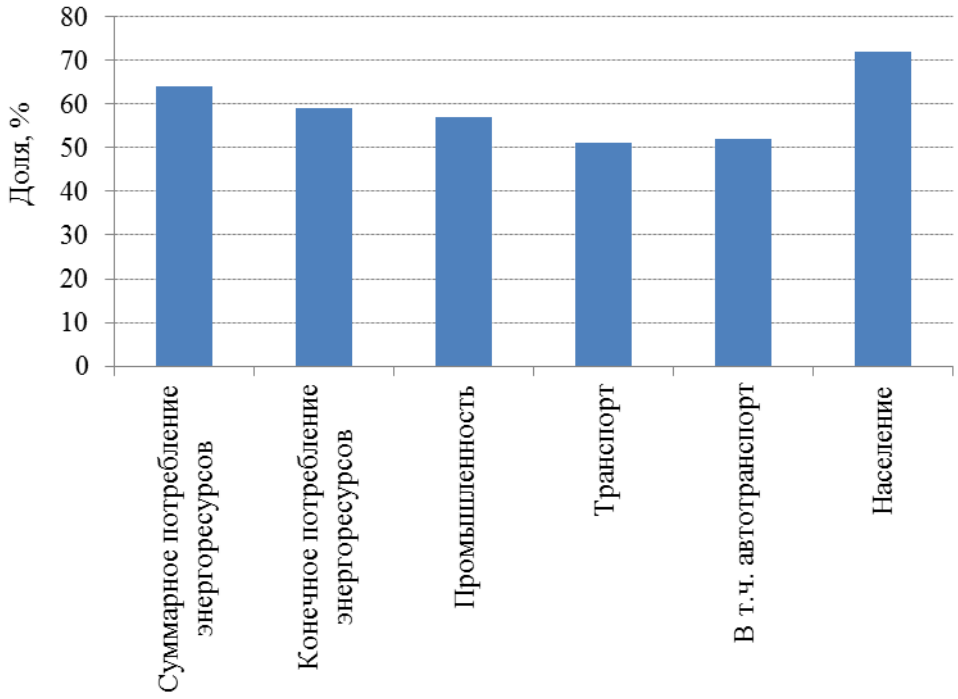
В 2015 г. свыше 60% потребления газа в Армении пришлось на отрасль электроэнергетики, прежде всего на несколько крупных ТЭС (Ереванская, Раздданская) (Рисунок 4). Сектор ЖКХ и общественных услуг обеспечил 20% потребления, а промышленность с транспортом – 18%.



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 4 – Структура потребления газа по основным секторам экономики в Армении в 2015 г.

Наибольшее значение потребление газа в Армении имеет в секторе домашних хозяйств (население), где его доля в первичном потреблении энергоресурсов превышает 70% (Рисунок 5). По данным ЗАО «Газпром Армения» (дочернее общество ПАО «Газпром»), уровень газификации Армении составляет около 95%, что является одним из самых высоких показателей в мире.



Источник – МЭА

Рисунок 5 – Доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов по секторам экономики в Армении, 2014 г.

Газ обеспечивает более 50% потребления энергоресурсов в промышленности и транспорте Армении. В последние 10-15 лет особое большое значение газ получил в качестве топлива на автотранспорте. По данным МЭА, в 2014 г. в Армении чуть более 50% суммарного потребления топлива в стране пришлось на газ. В сфере личного автотранспорта роль газа в качестве моторного топлива еще выше.

Таким образом, газ в Армении является ценным энергоресурсом практически во всех секторах экономики, прежде всего в сфере ЖКХ и автотранспорта.

1.4.1.2 Беларусь

1.4.1.2.1 Топливно-энергетический баланс Беларуси и роль газа

Топливно-энергетический комплекс Беларуси включает добычу торфа и производство торфобрикетов; добычу нефти и ее переработку; разветвленную сеть газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов; производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии.

Потребление первичной энергии в Беларуси, в первую очередь, приходится на газ и нефтепродукты. Собственное производство (топливный торф, нефть, попутный газ, дрова и пр.) обеспечивает лишь 15% потребностей страны, остальное покрывается за счет импорта. Импортируется и газ, и нефть. Газ потребляется, а нефть перерабатывается на НПЗ, после чего часть нефтепродуктов экспортируется, а часть – потребляется в стране. Больше половины

собственного производства приходится на торф и древесину, остальное приходится на нефть и газ собственной добычи (Таблица 16).

Таблица 16 – Энергобаланс Беларуси, млн т н.э., 2014 г.

	Производство	Импорт	Экспорт	Бункерное топливо и изм. запасов	Первичное потребление
Уголь и торф	0,4	0,5	^	^	0,8
Нефть	1,7	22,6	-1,6	-0,2	8,2
Нефтепродукты		0,1	-14,2	-0,1	
Газ	0,2	16,6		0,1	17,0
Гидроэнергия	^				^
ВИЭ (без учета гидроэнергии)	^				^
Биомасса	1,5				1,5
Международная торговля электроэнергией		0,7	-0,4		0,3
Энергия – всего	3,7	40,6	-16,2	-0,2	27,7

Примечание – Символом ^ обозначены величины, меньшие 0,1 млн т н.э.

Источник – МЭА

В 2014 г. суммарное потребление первичных энергоресурсов в Беларуси составило 27,7 млн т у.т. Более 90% первичного потребления приходится на природный газ (61% в 2014 г.) и нефтепродукты (30% в 2014 г.). Незначительны объемы потребления Беларусью биомассы (в т.ч. дров) и торфа. Важной проблемой развития страны является ее высокая зависимость от импорта энергоносителей, большую часть которого (до 90-95%) составляют природный газ и нефть из России.

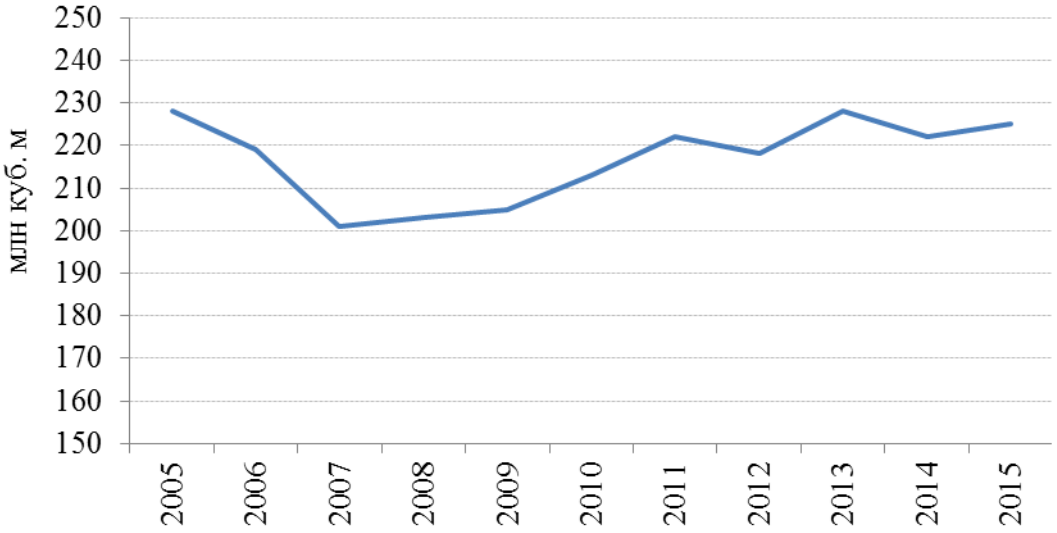
Запасы и добыча газа

На территории Республики Беларусь отсутствуют промышленные месторождения природного газа. В республике имеются месторождения нефти и попутного газа, расположенные в восточной части Припятского прогиба. Крупнейшими месторождениями попутного нефтяного газа являются Вишанское, Осташковичское и Речицкое. Доказанные запасы газа в Беларуси незначительны и составляют около 3 млрд куб. м (из них природного газа – 0,3 млрд куб. м на двух газоконденсатных месторождениях, остальное – попутный нефтяной газ). Добыча газа (точнее, ПНГ) составляет 0,2 млрд куб. м в год, что обеспечивает не более 1-1,5% внутренних потребностей страны в газе. Основным газодобывающим предприятием в Беларуси является

Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть» – дочернее подразделение ГПО «Беларуснафта».

Весь объем ПНГ, добываемого компанией «Белоруснефть» (около 215 млн куб. м в год), перерабатывается на Белорусском газоперерабатывающем заводе (БГПЗ). Из-за снижения объемов добычи ПНГ до 200-230 млн куб. м в год для полной загрузки производственных мощностей на БГПЗ перерабатывается привозное сырье – широкая фракция легких углеводородов (более 260 тыс. т). После завершения в 2015 г. реконструкции БГПЗ объемы переработки импортного сырья увеличились до 330 тыс. т.

По данным Национального статистического комитета Республики Беларусь добыча газа в Беларуси по итогам 2015 г. составила 225 млн куб. м, что несколько выше показателя 2014 г. (Рисунок 6).



Источник – Национальный статистический комитет Беларуси

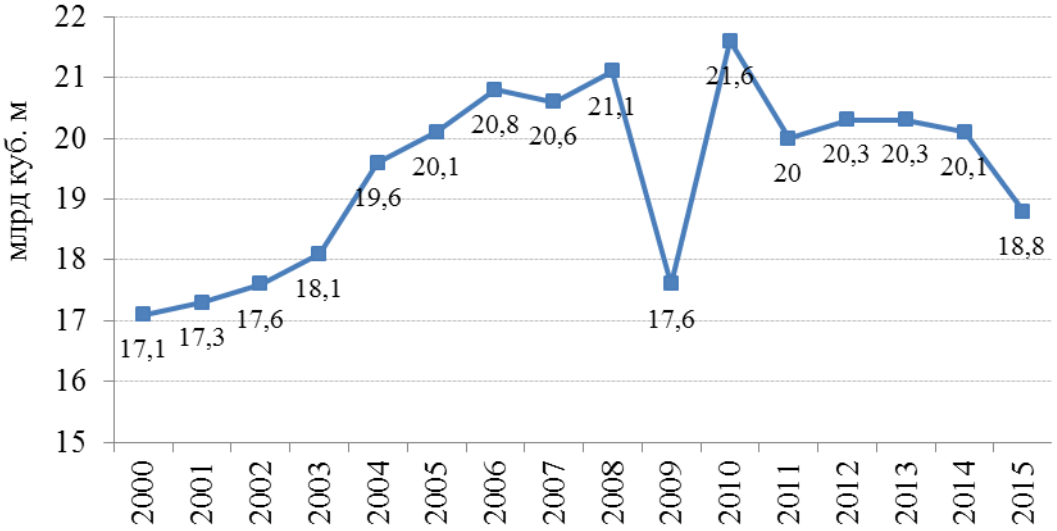
Рисунок 6 – Добыча газа в Беларуси в 2005-2015 гг.

Импорт

С 2005 г. единственным поставщиком газа в Беларусь является «Газпром экспорт».

Импорт российского газа в Беларусь в 2015 г. снизился на 6% по сравнению с 2014 г. – до 18,8 млрд куб. м (Рисунок 7).

В декабре 2014 г. между российским ПАО «Газпром» и его дочерним ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» были заключены на 2015 – 2017 гг. очередные трехлетние контракты на поставку и реализацию природного газа в Республику, а также его транзитную транспортировку через территорию Беларуси в третьи страны. Цена на газ согласно новому контракту также исчисляется по формуле, которая рассчитывается на основе цен на газ для Ямало-Ненецкого АО России.

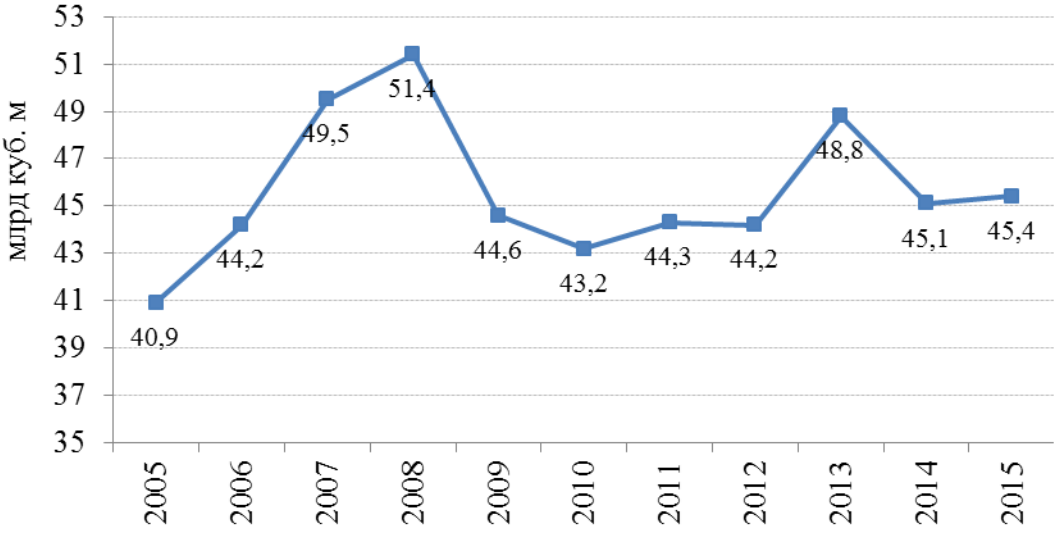


Источник – Национальный статистический комитет Беларуси

Рисунок 7 – Импорт газа в Беларуси в 2000-2015 гг.

Транзит

Транзит российского природного газа через территорию Беларуси в страны ЕС и Калининградскую область России осуществляется ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» по белорусскому участку газопровода «Ямал–Европа», принадлежащему ПАО «Газпром». В 2015 г. через территорию республики в страны ближнего и дальнего зарубежья и в Калининградскую область было транспортировано 45,4 млрд куб. м газа, что на 1% выше уровня 2014 г. (Рисунок 8). При этом с 2005 по 2008 гг. объем транзита российского газа вырос с 40,9 до 51,4 млрд куб. м.



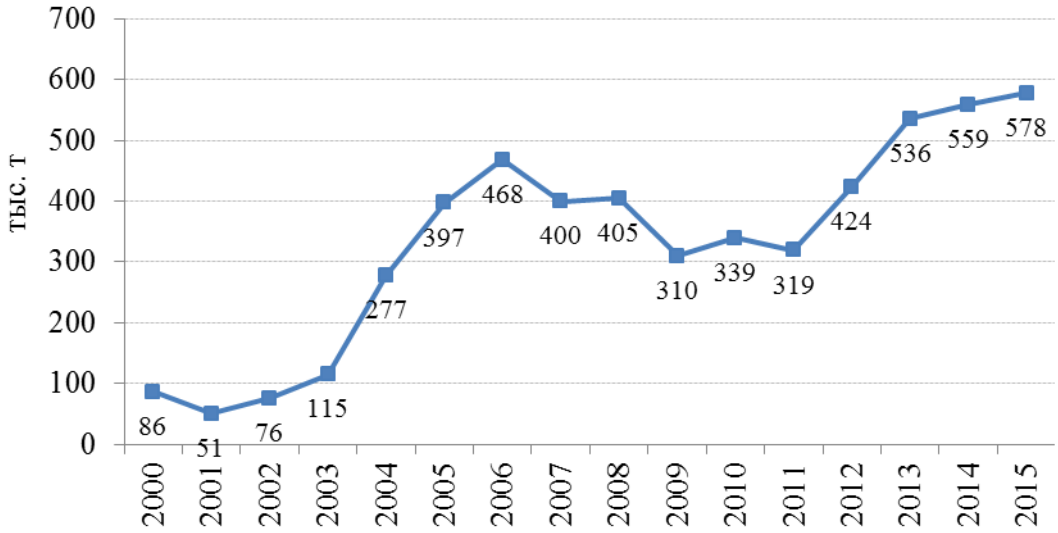
Источник – ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»

Рисунок 8 – Транзит российского газа через территорию Беларуси в 2005-2015 гг.

Экспорт газа

Экспортом сжиженного газа, произведенного на Белорусском газоперерабатывающем заводе, занимается РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». С 2011 г. экспорт

сжиженного газа вырос на 80% (Рисунок 9). Основными рынками сбыта газа являются Польша и Украина.

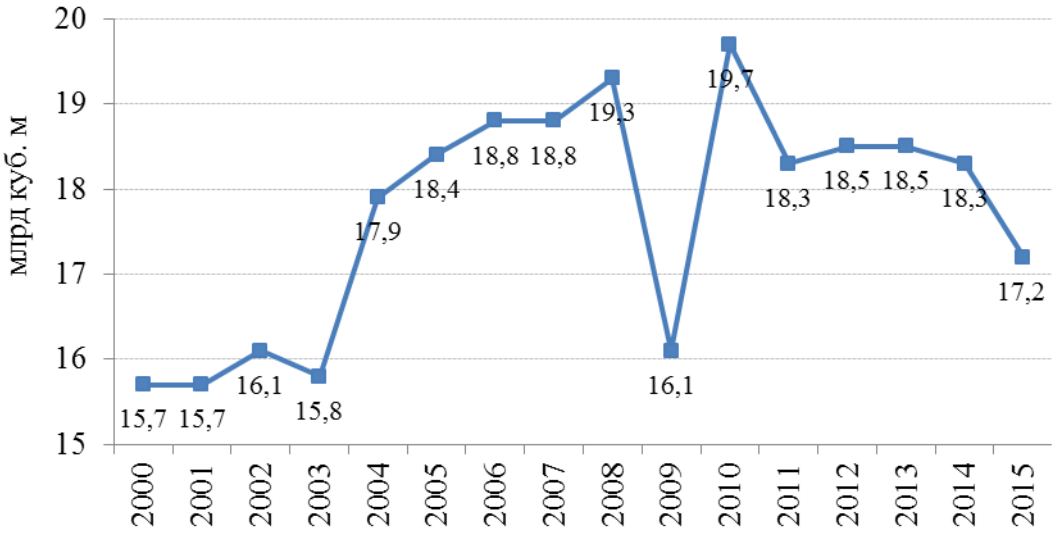


Источник – Национальный статистический комитет Беларуси

Рисунок 9 – Экспорт сжиженного газа из Беларуси в 2000-2015 гг.

Потребление газа

Природный газ является основным видом потребляемого топлива в Беларуси. Доля природного газа в энергобалансе страны в настоящее время составляет 60-65%. С 1990 г. доля газа в структуре потребления энергии страны значительно увеличилась (в то время доля газа составляла около 27%). При этом в электроэнергетическом балансе на газ приходится 87% общего энергопотребления.



Источник – BP

Рисунок 10 – Потребление газа в Беларуси в 2000-2015 гг.

Согласно данным BP, потребление газа в Беларуси стабильно росло на протяжении 2000-2010 гг.: в 2000 г. оно составило 15,7 млрд куб. м, в 2005 – 18,4 млрд куб. м, в 2010 г. – 19,7 млрд

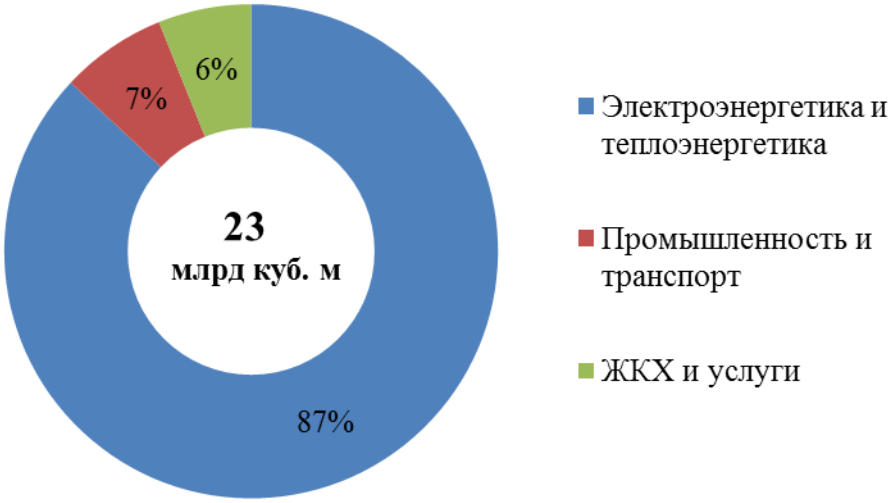
куб. м, что стало максимумом. В последующие годы объемы потребления несколько снизились, в 2015 г. составив 17,2 млрд куб. м (Рисунок 10).

Основным потребителем газа (до 3/4 всего потребления) в Беларуси является электроэнергетический сектор страны и соответственно Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго», которое управляет электроэнергетическим комплексом Беларуси.

1.4.1.2.2 Роль газа в основных секторах экономики Беларуси

Газ широко используется практически во всех секторах экономики Беларуси – как в качестве источника энергии, так и сырья для дальнейшей переработки в промышленности. В 2014 г. доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов в Беларуси составила 61%, что является высоким показателем.

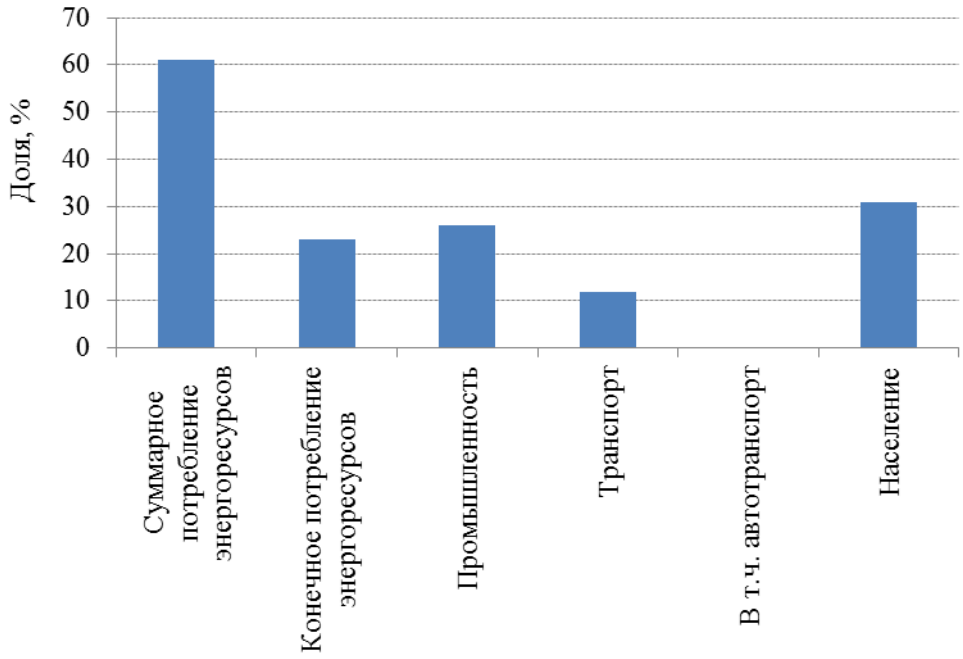
В 2015 г. 87% потребления газа в Беларуси пришлось на отрасль электроэнергетики и теплоэнергетики, которые в качестве топлива для выработки электроэнергии и теплоэнергии используют преимущественно газ (Рисунок 11). Потребление газа в ЖКХ и промышленности обеспечило 13% суммарного национального потребления.



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 11 – Структура потребления газа по основным секторам экономики в Беларуси, 2015 г.

Около 60% потребления первичных энергоресурсов в Беларуси приходится на газ, что указывает на его важность в энергобалансе страны. Среди отраслей конечного потребления роль газа высока в промышленности и населении (Рисунок 12).



Источник – МЭА

Рисунок 12 – Доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов по секторам экономики в Беларуси, 2014 г.

1.4.1.3 Казахстан

1.4.1.3.1 Топливно-энергетический баланс Казахстана и роль газа

По данным МЭА, первичное потребление энергии в стране в 2014 г. составило 77 млн т н.э., производство – 166 млн т н.э. (Таблица 17). В структуре производства энергетических ресурсов превалирует нефть (51%), 30% дает уголь, 19% – природный газ.

Объем произведенной первичной энергии в Казахстане последних лет растет. Наращивание объемов добычи нефти и газа привело к сокращению доли угля в общем объеме производства ПЭР с 50% в конце 1990-х гг. до 30% в настоящее время. Добыча угля в республике росла меньшими темпами, чем добыча нефти и угля.

Почти половина (48% в 2014 г.) первичного потребления энергоресурсов в Казахстане приходится на уголь, еще 34% – на газ, 17% – нефтепродукты.

Запасы газа

По оценкам BP, запасы природного газа в Казахстане на конец 2015 г. составляют 0,94 трлн куб. м. В то же время Государственной комиссией Республики Казахстан по запасам утверждены извлекаемые запасы газа на уровне 3,9 трлн куб. м, в том числе попутного газа – 2,6 трлн куб. м, и природного (свободного) газа – 1,3 трлн куб. м. Такое несоответствие показателей вызвано как высокой долей попутного нефтяного газа в газовых запасах, так и различиями в методиках подсчета.

Таблица 17 – Энергобаланс Казахстана, млн т н.э., 2014 г.

	Производство	Импорт	Экспорт	Бункерное топливо и изм. запасов	Первичное потребление
Уголь	49,9	0,7	-13,5	-0,1	37,0
Нефть	84,3	1,0	-67,0	0,4	13,0
Нефтепродукты		2,0	-6,8	-0,9	
Газ	31,3	3,5	-8,8	^	26,0
Гидроэнергия	0,7				0,7
ВИЭ без учета гидроэнергии	^				^
Международная торговля электроэнергией		0,2	-0,3		-0,1
Энергия – всего	166,3	7,4	-96,4	-0,6	76,7

Примечание – Символом ^ обозначены величины, меньшие 0,1 млн т н.э.

Источник – МЭА

Около 98% всех разведанных запасов газа сосредоточено на западе Казахстана, при этом более 87% – в крупных нефтегазовых (Тенгиз, Кашаган, Королевское, Жанажол) и нефтегазоконденсатных (Карачаганак, Имашевское) месторождениях. Три крупнейших месторождения: Карачаганак (около 45% добываемого в стране газа), Кашаган и Тенгиз.

Крупнейшие месторождения Республики Казахстан характеризуются сложностью извлечения углеводородов из-за больших глубин (более 5 тысяч метров), многокомпонентностью состава газа (сравнительно низкая доля метана) и повышенным содержанием сероводородных соединений.

Добыча газа

По данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, добыча газа в Казахстане уверенно растет уже более 10 лет и в 2015 г. составила 45,5 млрд куб. м, что на 4,8% выше уровня 2014 года (Рисунок 13). Около половины добытого газа используется на собственные нужды газодобытчиков, в т.ч. на выработку электроэнергии и обратную закачку в пласт.

Основными газодобывающими компаниями в Республике Казахстан являются Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В. и ТОО «Тенгизшевройл», на которые приходится более 75% добываемого в Республике Казахстан газа.



Источник – Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан

Рисунок 13 – Валовая добыча газа в Казахстане в 2000-2015 годах

Переработка газа

Газ, добываемый нефтегазовым комплексом республики, в основном, является попутным, поэтому требуется его переработка на газоперерабатывающих заводах для выработки товарного газа. В Республике Казахстан есть три газоперерабатывающих завода (ГПЗ) общей мощностью переработки около 20 млрд куб. м газа в год:

- Казахский газоперерабатывающий завод (КазГПЗ);
- Тенгизский ГПЗ;
- Жанажольский ГПЗ.

Также согласно договору между ТОО «КазРосГаз» и ООО «Газпром Добыча Оренбург» переработка неочищенного газа Карачаганакского месторождения в объеме около 8 млрд куб. м в год осуществляется на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. Товарный газ направляется на внутренний рынок Казахстана, а также на экспорт. [7] В дальнейшем планируется увеличение объемов переработки карачаганакского газа до 16 млрд куб. м в год. [8]

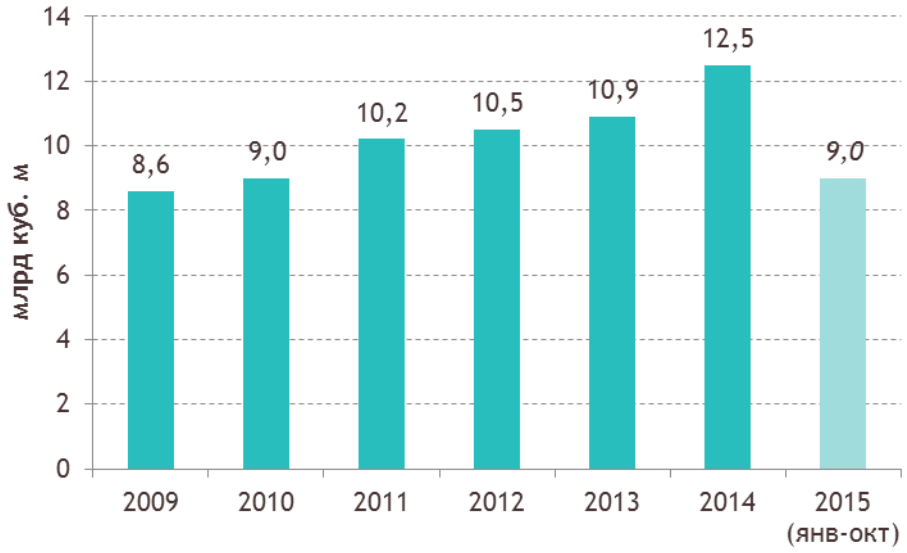
Использование газа

В 2015 г. добыча газа в республике составила 45,5 млрд куб. м. Значительная часть добываемого в Казахстане газа является попутным и извлекается вместе с нефтью. Часть добываемого газа (около 45% от добываемого газа в год) закачивается обратно в пласт с целью повышения пластового давления и коэффициента добычи нефти, а также на иные нужды. Около

2% добываемого газа сжигается на факелах. Прочий газ направляется на переработку для дальнейшей реализации на внутреннем рынке, а также для экспорта.

Внутреннее потребление товарного газа

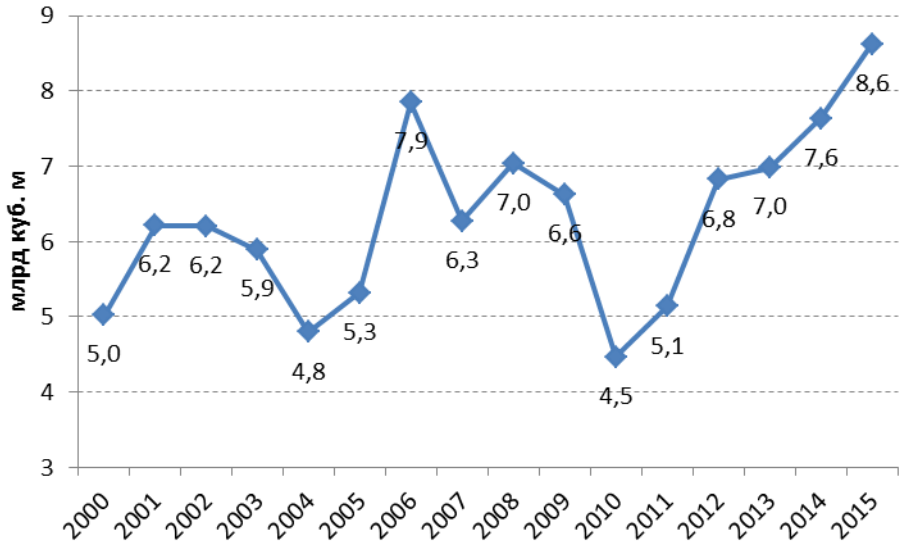
По данным Министерства энергетики Республики Казахстан, потребление товарного газа (без учета товарного газа, потребляемого недропользователями) в Казахстане в 2014 году (данных за 2015 год в открытом доступе нет) составило 12,5 млрд куб. м, что превысило показатель 2013 года на 15% (Рисунок 14).



Источник – Министерство энергетики Республики Казахстан

Рисунок 14 – Потребление товарного газа в Казахстане в 2009-2015 годах

В то же время по данным BP, потребление газа в стране несколько ниже – 7,6 и 8,6 млрд куб. м в 2014 и 2015 годах соответственно (Рисунок 15).



Источник – BP

Рисунок 15 – Потребление газа в Казахстане в 2000-2015 гг.

Экспорт и импорт товарного газа

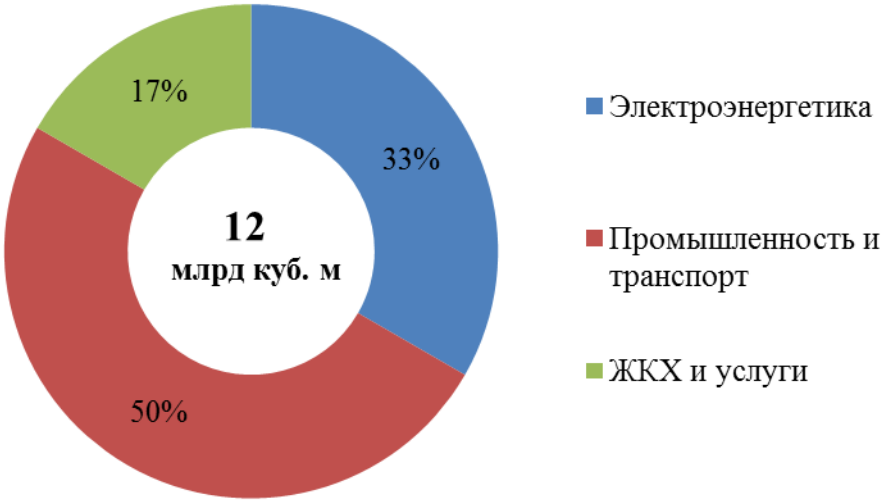
По данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, объем экспорта природного газа из Казахстана в 2015 году достиг 21,5 млрд куб. м, а импорта – 5,8 млрд куб. м (подробнее см. подраздел 2.4).

С 2007 года ТОО «КазРосГаз» осуществляет поставки газа на внутренний рынок Казахстана посредством встречных поставок – путем замещения российского газа, потребляемого Костанайской областью Казахстана, а также газа из Узбекистана и Туркменистана, потребляемого южными регионами Казахстана, аналогичными объемами переработанного на Оренбургском ГПЗ карачаганакского газа. [8]

Основными маршрутами экспорта газа являются МГ «Оренбург – Новопсков», МГ «Средняя Азия – Центр» и МГ «Бухара – Урал» в направлении России (включая объемы газа, предназначенные для европейских стран).

1.4.1.3.2 Роль газа в основных секторах экономики Казахстана

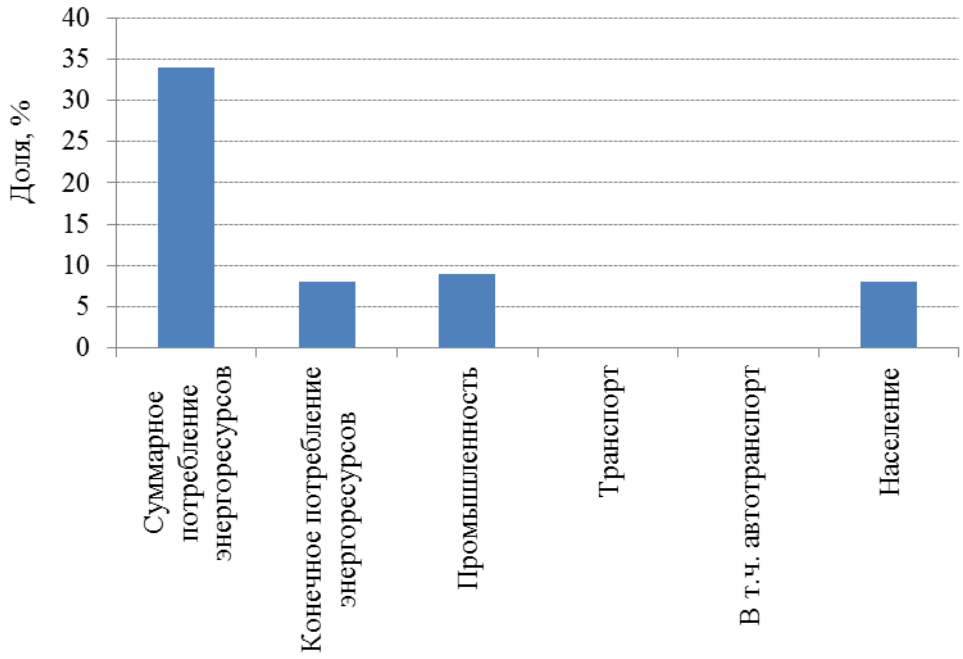
Газ не используется широко в Казахстане. Основной сферой потребления газа является промышленность и электроэнергетика (Рисунок 16). В перспективе предполагается расширение потребления газа в стране.



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 16 – Структура потребления газа по основным секторам экономики в Казахстане, 2015 г.

Во всех крупных сферах конечного потребления газа в Казахстане роль газа невысока и составляет менее 10% (Рисунок 17). Это говорит о малом уровне газификации страны и высокой роли угля и нефти (нефтепродуктов) в энергобалансе.



Источник – МЭА

Рисунок 17 – Доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов по секторам экономики в Казахстане, 2014 г.

1.4.1.4 Кыргызстан

1.4.1.4.1 Топливно-энергетический баланс Кыргызстана и роль газа

Кыргызстан обладает 2% энергетических ресурсов Средней Азии, значительными по меркам страны запасами угля, существующий уровень разработки которых все же недостаточен для обеспечения внутренних потребностей, и 30% гидроэнергетических ресурсов региона, из которых освоена только десятая часть. Именно гидроэнергия является важнейшей составляющей всего ТЭК страны. Ресурсная база ТЭК страны также характеризуется небольшими запасами нефти и природного газа.

По данным МЭА, в 2014 г. первичное потребление энергии в Кыргызстане составило 3,8 млн т н.э., а производство – 1,9 млн т н.э. (Таблица 18). В структуре производства энергоресурсов доминируют гидроэнергия (60%) и добыча угля (34%). В структуре потребления ПЭР преобладают нефтепродукты (33%), уголь (31%) и гидроэнергия (30%). На газ (почти на 90% импортный) пришлось лишь 6% первичного потребления энергии в 2014 г.

Производство первичной энергии в Кыргызстане значительно уступает потреблению. Страна обеспечивает внутренние потребности в первичной энергии лишь наполовину, в результате Кыргызстан является нетто-импортером ПЭР.

Таблица 18 – Энергобаланс Кыргызстана, млн т н.э., 2014 г.

	Производство	Импорт	Экспорт	Бункерное топливо и изм. запасов	Первичное потребление
Уголь	0,66	0,64	-0,11	-0,03	1,17
Нефть	0,08	0,01		^	1,23
Нефтепродукты		1,52	-0,13	-0,25	
Газ	0,03	0,20			0,23
Гидроэнергия	1,14				1,14
Биомасса	^				^
Международная торговля электроэнергией		0,02	^		0,02
Энергия – всего	1,91	2,39	-0,24	-0,27	3,80

Примечание – Символом ^ обозначены величины, меньшие 0,01 млн т н.э.

Источник – МЭА

Запасы газа

Доказанные запасы природного газа в Республике Кыргызстан не являются значительными и оцениваются примерно в 6 млрд куб. м. Основные газовые месторождения – Сузак, Южный Риштан.

Добыча газа

Добыча газа в Республике Кыргызстана (Джалал-Абадская область) направляется на внутреннее потребление, удовлетворяя около 5% потребности страны в газе, прочее покрывается за счет импорта. В 2014 году добыча газа в стране составила 32,5 млн куб. м (за 2015 год Национальный статистический комитет Кыргызстана данных не предоставляет) (Таблица 19).

Таблица 19 – Добыча газа в Кыргызстане в 2006-2014 гг.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Собственная добыча природного газа, млн куб. м в год	19,4	15,0	17,4	15,4	22,8	26,6	28,5	32,5	32,5

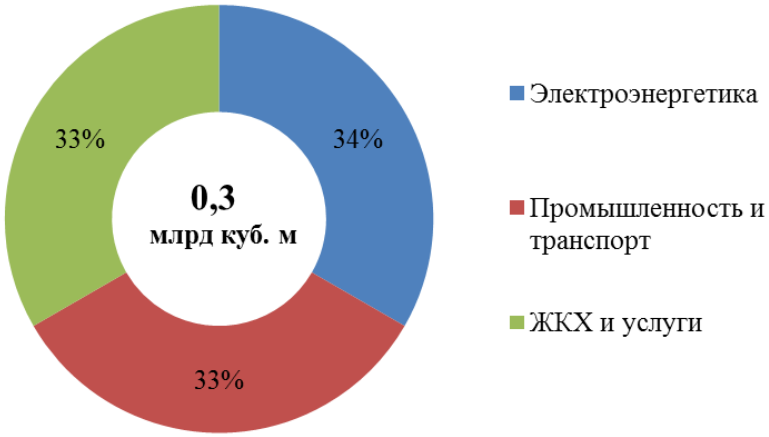
Источник – Национальный статистический комитет Кыргызстана

Импорт и экспорт

Кыргызстан зависит от импорта газа более чем на 95%. Газ импортируется из Казахстана, России и Узбекистана. Экспорт газа из Кыргызстана в другие страны не осуществляется.

1.4.1.4.2 Роль газа в основных секторах экономики Кыргызстана

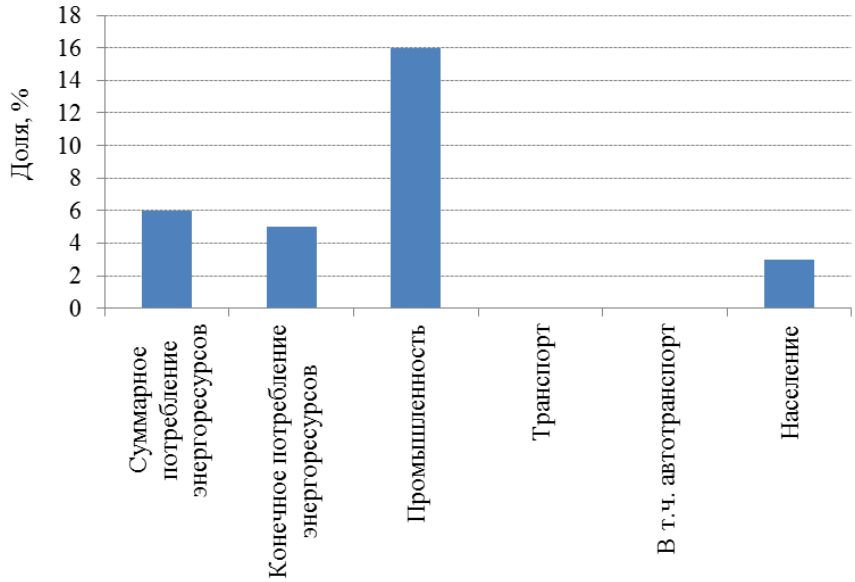
Потребление газа в Кыргызстане находится на низком уровне – около 0,3 млрд куб. м в 2015 г. Потребление газа распределяется поровну между тремя основными направлениями – электроэнергетикой, промышленностью и сферой ЖКХ и услуг (Рисунок 18).



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 18 – Структура потребления газа по основным секторам экономики в Кыргызстане, 2015 г.

Газ также имеет небольшую долю в структуре потребления энергоресурсов (и сырья) по секторам экономики. Наибольшая доля достигается в промышленности, в которой газ обеспечивает около 16% суммарного потребления энергоресурсов (Рисунок 19). Уровень газификации в Кыргызстане находится на самом низком уровне среди государств – членов ЕАЭС, что отражается в низкой доли газа в структуре потребления энергоресурсов населением страны.



Источник – МЭА

Рисунок 19 – Доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов по секторам экономики в Кыргызстане, 2014 г.

1.4.1.5 Россия

1.4.1.5.1 Топливно-энергетический баланс России и роль газа

По данным МЭА, в 2014 г. первичное потребление энергии в России составило 711 млн т н.э., а производство почти в два раза больше – 1306 млн т н.э. (Таблица 20). В структуре производства энергоресурсов доминируют нефть и природный газ (по 40%), а также уголь (15%). Более половины первичного потребления энергоресурсов приходится на природный газ (52% в 2014 г.), также потребляются нефтепродукты (23%), уголь (15%) и атомная энергия (7%).

Таблица 20 – Энергобаланс России, млн т н.э., 2014 г.

	Производство	Импорт	Экспорт	Бункерное топливо и изм. запасов	Первичное потребление
Уголь	189,7	15,9	-100,2	-1,5	103,9
Нефть	528,7	1,5	-224,6	-4,7	166,2
Нефтепродукты		2,2	-116,3	-20,6	
Газ	517,5	7,1	-155,7	2,8	371,7
Атомная энергия	47,5				47,5
Гидроэнергия	15,1				15,1
Прочие ВИЭ	0,1				0,1
Биомасса	7,1				7,1
Международная торговля электроэнергией		0,6	-1,3		-0,7
Энергия – всего	1305,7	27,2	-598,1	-24,0	710,9

Примечание – Символом ^ обозначены величины, меньшие 0,01 млн т н.э.

Источник – МЭА

Запасы газа

По данным BP (в западной методологии подсчета), запасы природного газа в России оцениваются в 32,3 трлн куб. м, или 17,3% от общемировых. Ниже представлены данные по основным месторождениям газа России (Таблица 21).

Добыча газа

В 2015 году добыча природного и попутного нефтяного газа в России составила 633,4 млрд куб. м, что на 0,9% меньше уровня 2014 года. Небольшое снижение добычи происходило на фоне роста экспорта и снижения внутреннего потребления (Таблица 22).

Таблица 21 – Крупнейшие месторождения по запасам природного газа в России, на 1 января 2014 г.

Месторождение	Запасы, млрд куб. м	Доля от России, %
Уренгойское	5183	10,5
Бованенковское	4346	8,8
Штокмановское	3939	8,0
Ямбургское	3195	6,5
Астраханское	2483	5,0
Заполярное	2451	5,0
Ковыктинское	1563	3,2
Харасавэйское	1423	2,9
Крузенштернское	1349	2,7
Южно-Тамбейское	997	2,0
Южно-Русское	887	1,8
Северо-Тамбейское	862	1,7
Чаяндинское	708	1,4
Медвежье	559	1,1

Источник – Минприроды России

Таблица 22 – Добыча, потребление и экспорт газа в России в 2011-2015 гг.

	2011	2012	2013	2014	2015
Добыча	668,9	652,6	668,0	639,2	633,4
Экспорт	201,0	193,5	210,9	187,0	200,2
Поставка на внутренний рынок	469,1	460,0	456,8	458,4	444,3

Источник – Росстат, Минэнерго России

В 2015 году чуть менее 80 % добычи природного и попутного нефтяного газа в России обеспечил Ямало-Ненецкий АО, что на 1,1 п.п. ниже показателя 2014 года. Доля ЯНАО в общероссийской добыче в 2010-2015 годах держится на уровне 79-83 % с тенденцией к снижению (Таблица 23).

На начало 2016 года в России добычу природного и попутного нефтяного газа осуществляют 257 предприятий, в том числе 81 – в структуре ВИНК, 16 – Группы «Газпром», 4 – «Новатэка», 153 – независимые компании, 3 – операторы СРП.

В сфере добычи газа безусловным лидером является ПАО «Газпром», на долю которого в 2015 году пришлось 64 % национального производства (-2,5 п.п. к 2014 году и -7,5 п.п. к 2013

году). Продолжается тенденция по снижению добычи газа «Газпромом»: в 2015 году объем добычи снизился на 6% (-26 млрд куб. м) к 2014 году и на 15% (-73 млрд куб. м) к 2013 году.

Таблица 23 – Региональная структура добычи газа в России в 2014-2015 гг.

	2014		2015	
	млрд куб. м	%	млрд куб. м	%
Ямало-Ненецкий АО	513,0	80,3	501,4	79,2
Ханты-Мансийский АО	31,8	5,0	32,5	5,1
Сахалинская область	28,0	4,4	28,1	4,4
Оренбургская область	20,4	3,2	20,1	3,2
Красноярский край	7,9	1,2	10,6	1,7
Прочие	38,0	5,9	40,7	6,4

Источник – Росстат

В 2015 году выросли показатели добычи газа у ВИНК и независимых производителей. Среди ВИНК наибольший прирост показала «Роснефть» (+13% к 2014 году), а среди независимых – «Арктикгаз» (СП «Газпром нефти» и «Новатэка»), который увеличил добычу в три раза, или на 16 млрд куб. м, тем самым компенсировав большую часть спада добычи «Газпрома» (Таблица 24).

Таблица 24 – Добыча газа в России в разрезе по компаниям, 2012-2015 гг.

	2012	2013	2014	2015
Газпром	478,5	478,5	432,1	405,9
Новатэк	51,6	53,3	53,7	52,0
Роснефть	17,7	37,0	37,3	42,3
Лукойл	17,0	18,2	18,7	18,8
Газпром нефть	7,9	11,3	11,9	12,5
Сургутнефтегаз	12,2	12,0	9,4	9,5
Арктикгаз	1,7	4,8	7,7	23,6
Прочие	66,0	52,9	68,4	68,8
ВСЕГО страна	652,6	668	639,2	633,4

Источник – Минприроды России, Минэнерго России

Переработка газа

В России функционирует 30 крупных ГПЗ совокупной установленной мощностью в 107,7 млрд куб. м, крупнейший ГПЗ – Оренбургский ГПЗ (мощность по переработке – 37,5 млрд куб. м).

Импорт газа

Существующие возможности по добыче позволяют России полностью обеспечить потребности внутреннего рынка и выполнение экспортных обязательств, используя исключительно российские мощности. Однако в целях оптимизации ПАО «Газпром» закупает газ

у поставщиков из Азербайджана, Туркменистана, Узбекистана и Казахстана (около 16 млрд куб. м в 2015 году).

Экспорт газа

ПАО «Газпром» является единственным экспортером трубопроводного газа, поставляя газ как в страны ЕС, так и страны СНГ (Таблица 25).

В 2015 году экспорт газа из России вырос на 7,1% по сравнению с 2014 годом, но оказался ниже уровня 2013 года. В 2015 году на восточное направление пришлось 7,3 % (14 млрд куб. м) экспорта газа из России. Свыше половины экспорта российского газа приходится на четыре страны: Германию (21%), Турцию (14%), Италию (12%) и Беларусь (9%). В 2015 году наибольший абсолютный прирост поставок обеспечили Германия (+6,3 млрд куб. м к 2014 году), Италия (+3,9 млрд куб. м), Франция (+2,6 млрд куб. м). Существенно снизили закупки российского газа Украина (-6,7 млрд куб. м, или -46 %), Япония (-1,5 млрд куб. м), Беларусь (-1,3 млрд куб. м).

Таблица 25 – Экспорт газа из России в разрезе по основным странам, 2013-2015 гг.

	2013	2014	2015	2015 год, %
Германия	38,5	36,4	42,7	21,3
Турция	26,7	27,3	27,0	13,5
Беларусь	20,3	20,1	18,8	9,4
Италия	24,5	19,9	23,8	11,9
Украина	25,8	14,5	7,8	3,9
Япония	12,9	11,6	10,1	5,0
Казахстан	7,9	8,6	9,2	4,6
Франция	8,2	7,1	9,7	4,8
Великобритания	12,5	10,1	11,2	5,6
Прочие			40,0	20,0

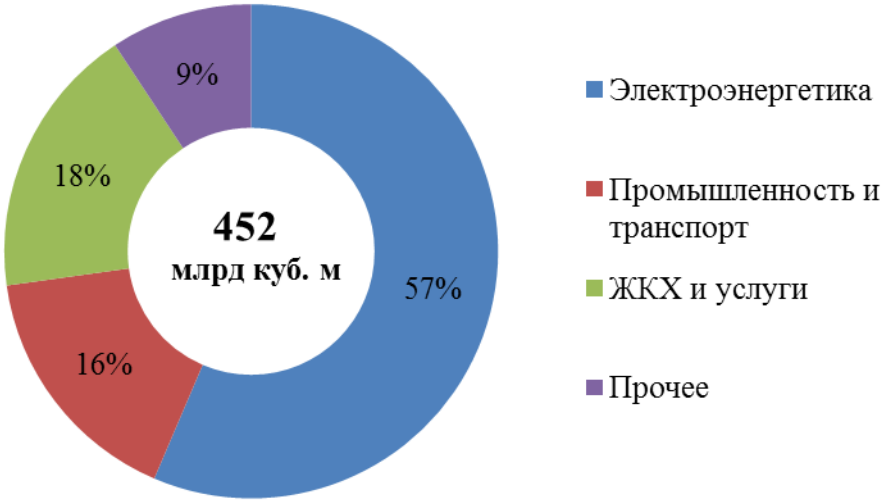
Источник – ФТС России, Сахалин Энерджи

Потребление газа

В 2015 году продолжилась тенденция по снижению потребления газа в стране. По данным Минэнерго России, в 2015 году поставки газа на внутренний рынок сократились на 3,1% к 2014 году, составив 452 млрд куб. м. Основное снижение потребления отмечается в сфере производства электроэнергии и тепловой энергии.

1.4.1.5.2 Роль газа в основных секторах экономики России

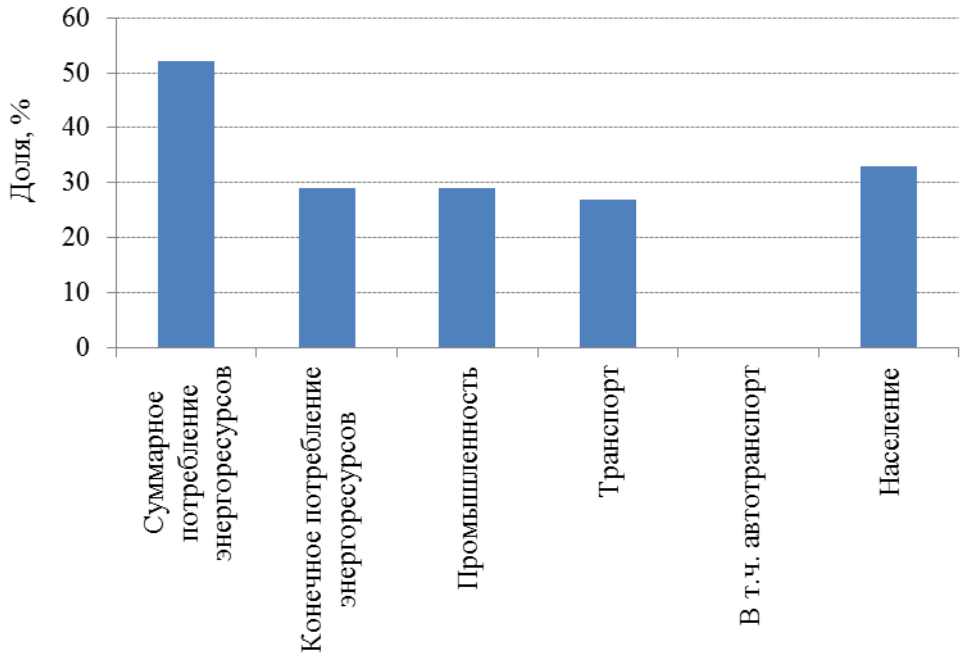
Основной сферой потребления газа в России является электро- и теплоэнергетика, на которые в 2015 г. пришлось 57% (Рисунок 20). В сфере транспорта основное потребление приходится на трубопроводный транспорт.



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 20 – Структура потребления газа по основным секторам экономики в России, 2015 г.

Значение газа для основных секторов экономики в России примерно одинаково – около 30% занимает газ в суммарном потреблении энергоресурсов в промышленности, на транспорте (в основном за счет трубопроводного транспорта) и населением (Рисунок 21).



Источник – МЭА

Рисунок 21 – Доля газа в суммарном потреблении энергоресурсов по секторам экономики в России, 2014 г.

1.4.2 Экономические последствия для национальных экономик государств – членов ЕАЭС, возникающих вследствие формирования общего рынка газа ЕАЭС

1.4.2.1 Основные направления воздействия формирования общего рынка газа ЕАЭС на экономики государств – членов ЕАЭС

Рассмотрим два сценария развития событий:

1. Основы функционирования рынка принципиально не меняются, осуществляется трансграничная торговля по прежним правилам.
2. Формируется рынок со свободными перетоками, на котором различия цен между торговыми точками зависит от стоимости транспортировки.

Проведем анализ изменений второго сценария в сравнении с первым по каждой из стран.

Армения

Армения не имеет границ с другими государствами – членами ЕАЭС, импорт газа ведется из России и Ирана. В связи с этим газовый рынок Армении имеет обособленный характер. Привязка в рамках общего рынка газа ЕАЭС Армении к близлежащим территориям России должна привести к снижению цен в стране, что положительно скажется на потребителях и экономике. Однако снижение цен реализации уменьшит доходы российской стороны.

Беларусь

Второй сценарий позволит Беларуси выйти на более низкий уровень цен за счет привязки к ближайшим регионам России и использованию при расчете тарифов на транспортировку для внутреннего рынка России, а не экспортных поставок. При этом Россия не может поставлять газ собственным потребителям по ценам выше, чем на экспорт, поэтому оптимальным вариантом для Беларуси будет приближение цен в стране к внутрироссийским ценам граничных со страной регионов. В случае понижения цен выиграют потребители Беларуси и национальная экономика, в которой остается больше финансовых ресурсов для развития. В проигрыше с точки зрения газового рынка будет сторона, снизившая цену – Россия. Также общий рынок газа ЕАЭС может обеспечить возможность выхода на белорусский рынок Казахстана.

Казахстан

Низкие внутренние цены на газ в Казахстане с малой вероятностью могут (только в отдельных случаях) привлечь поставщиков газа из России в рамках общего рынка газа ЕАЭС, которые потеснят внутренних производителей. Однако Казахстан обладает возможностью осуществлять поставки газа в соседние регионы России в ограниченных объемах. Это может быть привлекательно как для казахстанских поставщиков, так и для России, в некоторых регионах которой цены могут снизиться. Потенциально для Казахстана может представлять интерес и

рынок Кыргызстана, где цены существенно выше. Но в ситуации с Кыргызстаном многое будет зависеть от договоренностей с Узбекистаном.

Кыргызстан

Газовый рынок Кыргызстана сильно зависит от импортных поставок газа, в том числе из-за пределов ЕАЭС, что делает его обособленным от общего рынка газа ЕАЭС. Целесообразность наращивания поставок газа в Кыргызстан, добываемого на территории государств – членов ЕАЭС, требует дополнительного анализа. При этом общий рынок газа ЕАЭС не должен ограничивать торговлю с другими странами, если она представляет интерес для ее участников. Любое развитие событий, приводящее к снижению цен в Кыргызстане, будет плюсом для национальной экономики и потребителей.

Россия

Россия является ключевым экспортером газа в рамках ЕАЭС, и любое снижение цен реализации ведет к уменьшению получаемой выручки российской стороной. Только вблизи границы с Казахстаном потенциально возможно развитие торговли, которое приведет к понижению цен в некоторых регионах России. Но в целом для газовой отрасли России общий рынок газа ЕАЭС по мере ценовой и торговой интеграции приносит убыток. Выгоды возможны в других областях, которые лежат за пределами газовой отрасли.

1.4.2.2 Угрозы и возможности создания общего рынка газа ЕАЭС для государств – членов ЕАЭС

Качественный анализ плюсов и минусов Общего рынка со свободными перетоками для потребителей показывает выигрыш всех стран нетто-импортеров – Армении, Беларуси, Кыргызстана и проигрыш стран-экспортеров – России и Казахстана (Таблица 26).

Выигрыш импортеров связан с возможным понижением цен, а проигрыш экспортеров связан с более высокими ценами в Казахстане и России (Таблица 27). В России это происходит, в том числе, за счет снижения конкуренции на внутреннем рынке, с которого независимые поставщики часть поставок могут переориентировать в соседние страны.

При анализе ситуации для производителей газа имеет смысл рассматривать только те страны, компании которых обеспечивают достаточные объемы добычи для осуществления экспорта за рубеж. Для России в целом эффект по экспорту негативный из-за снижения цен реализации. При этом для независимых производителей расширяется география сбыта, а для ПАО «Газпром» растет конкуренция. Поэтому при наличии отдельных положительных моментов в целом эффект для добывающего бизнеса в России негативный. Компании Казахстана получают дополнительные географические возможности по экспорту, положительно для бизнеса этих компаний может сказаться и рост цен на внутреннем рынке страны. Но параллельно появляется

потенциальная возможность прихода в Казахстан других поставщиков. В целом для компаний Казахстана эффект скорее положительный (Таблица 28).

Таблица 26 – Матрица угроз и возможностей (плюсов и минусов) от создания общего рынка газа ЕАЭС для государств – членов ЕАЭС

Страна	Угрозы (минусы)	Возможности (плюсы)
Армения	Полноценно интегрироваться в общий рынок сложно из-за отдаленности от других государств – членов ЕАЭС и импорта из-за пределов Союза	Возможно снижение стоимости импорта из ЕАЭС. Увеличение числа потенциальных компаний-поставщиков газа
Беларусь	-	Возможно снижение стоимости импорта из ЕАЭС. Увеличение числа потенциальных компаний-поставщиков газа
Казахстан	Рост цен на внутреннем рынке (выравнивание с другими государствами – членами ЕАЭС). Возможно снижение прибыльности от экспорта	Расширение рынка сбыта для собственных компаний (но экспортные возможности ограничены)
Кыргызстан	Полноценно интегрироваться в общий рынок сложно из-за отдаленности от других государств – членов ЕАЭС и поставок газа, произведенного за пределами союза	Поставки из государств – членов ЕАЭС могут снизить среднюю цену импортируемого газа
Россия	Снижение прибыльности экспорта	-

Источник – ИНЭИ РАН

Таблица 27 – Плюсы и минусы создания общего рынка газа ЕАЭС по второму сценарию в сравнении с первым для потребителей (расчет налогов по сценариям предполагается неизменным)

Страна	Минус/плюс
Армения	+
Беларусь	+
Казахстан	-
Кыргызстан	+
Россия	-

Источник – ИНЭИ РАН

Таблица 28 – Плюсы и минусы создания Общего рынка газа по второму сценарию в сравнении с первым для производителей газа (расчет налогов по сценариям предполагается неизменным)

Страна	Минус/плюс
Казахстан	- ++
Россия	-- +

Источник – ИНЭИ РАН

Экономический анализ выгод/ущерба от создания Общего рынка со свободными перетоками выполнен в рамках предположения о снижении цен на 20$/тыс. куб. м в Беларуси, Армении, Кыргызстана для объемов, закупаемых (или которые потенциально могут закупаться) из государств – членов ЕАЭС относительно текущих отметок. Для стран-экспортеров эффект рассчитан из предположения аналогичного снижения цены на поставляемые объемы, за вычетом выгоды, рассчитанной аналогичным образом для импортируемого из государств – членов ЕАЭС газа (Таблица 29).

Таблица 29 – Экономическая оценка эффектов от создания общего рынка газа ЕАЭС со свободными перетоками для государств – членов ЕАЭС

Страна	Изменение торговой цены, долл./тыс. куб. м	Предполагаемый объем импорта/экспорта в ЕАЭС на 2030 г., млрд куб. м	Выгода, млн долл.	Ущерб (за вычетом выгод от импорта), млн долл.
Армения	20	1,9-3,5	38-70	-
Беларусь	20	16,8-20,0	336-400	-
Казахстан	20	-2 – -3	-	40-60
Кыргызстан	20	0,1-0,4	2-8	-
Россия	20	-16,7 – -20,7	-	334-414

Источник – ИНЭИ РАН

1.5 Состояние и сценарные перспективы европейского и азиатского газовых рынков, а также их влияние на развитие общего рынка газа ЕАЭС

1.5.1 Общая характеристика текущего состояния и перспектив европейского и азиатского газовых рынков

Европа и Азия являются ключевыми торговыми партнерами для государств – членов ЕАЭС (за пределами Союза). В то время как Европейский союз достаточно далеко продвинулся на пути построения конкурентных газовых рынков (проходит адаптацию к положениям Третьего энергетического пакета), в большинстве азиатских стран текущий уровень конкуренции на рынках газа намного ниже. Тем не менее движение азиатского региона в сторону внедрения более конкурентных механизмов становится все заметнее (в числе наиболее обсуждаемых инициатив – формирование регионального газового хаба/хабов), что может потребовать определенной корректировки внешнеэкономической политики государств – членов ЕАЭС по восточному направлению.

Таблица 30 – Прогноз Международного энергетического агентства по производству и потреблению газа в Азии и Европе, млрд куб. м

Регион	2013ф	2020	2025	2030	2040	2040/2013
Потребление						
Европа – ОЭСР	512	496	523	526	528	+16
Азия – вне ОЭСР (без Ближнего Востока)	461	654	795	934	1202	+741
Китай	173	315	403	483	592	+418
Япония	127	102	100	103	104	-23
Производство						
Европа – ОЭСР	280	236	212	201	180	-100
Азия – вне ОЭСР (без Ближнего Востока)	438	512	568	636	790	+352
Китай	121	172	212	260	356	+236
Нетто-импорт (расчет)						
Европа – ОЭСР	232	260	311	325	348	+116
Азия – внеОЭСР (без Ближнего Востока)	23	142	227	298	412	+389
Китай	52	143	191	223	236	+184

Источник – МЭА

Согласно различным прогнозам, в долгосрочной перспективе азиатский рынок будет основным драйвером роста спроса на газ в мире. МЭА прогнозирует почти трехкратный рост потребления газа в развивающихся странах Азии (без учета Ближнего Востока) к 2040 г. по сравнению с показателем 2013 г. при росте добычи в регионе на 80% (Таблица 30). В результате азиатский регион станет самым крупным нетто-импортером газа с ежегодным объемом импорта более 400 млрд куб. м Прогноз Аналитического центра и ИНЭИ РАН от 2014 г. является еще более оптимистичным касательно роста потребления газа в Азии. Основной прирост спроса в регионе обеспечат Китай и Индия.

Европейский рынок газа в долгосрочной перспективе будет иметь тенденцию к сохранению нынешних объемов потребления, что при снижающейся добыче вызовет необходимость увеличения импорта (Таблица 31).

Таблица 31 – Прогноз Аналитического центра при правительстве Российской Федерации и ИНЭИ РАН (базовый сценарий) по производству и потреблению газа в Азии и Европе, млрд куб. м

	2010ф	2020	2025	2030	2040	2040/2013
Потребление						
Европа	594	579	602	596	598	+4
Развивающаяся Азия (без Ближнего Востока)	390	696	869	1023	1330	+940
Китай	125	365	486	587	746	+621
Добыча						
Европа	315	219	198	185	188	-127
Развивающаяся Азия (без Ближнего Востока)	420	541	589	684	801	+381
Китай	95	195	248	312	400	+305
Нетто-импорт (расчет)						
Европа	279	360	404	411	410	+131
Развивающаяся Азия (без Ближнего Востока)	-30	155	280	339	529	+559
Китай	30	170	238	275	346	+316

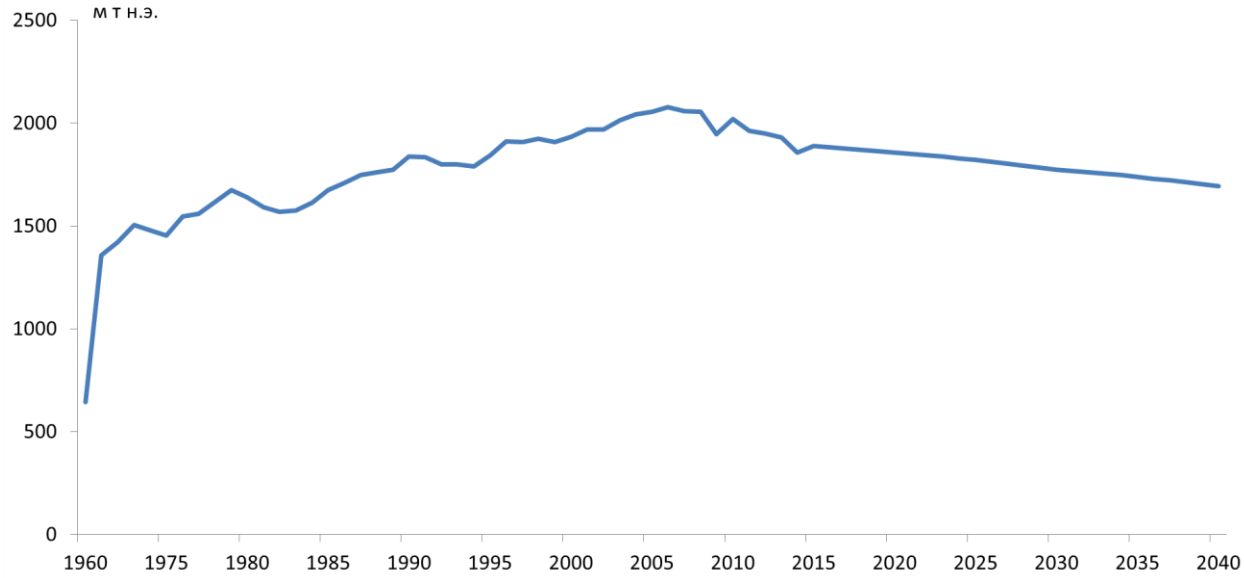
Источник – Аналитический центр на основе данных «Прогноза развития энергетики мира и России до 2040 г.» (2014 г.)

1.5.2 Сценарные перспективы европейского и азиатского газовых рынков, а также их влияние на развитие общего рынка газа ЕАЭС

1.5.2.1 Европа

В настоящее время большинство стран Европы и регион в целом прошли пик энергопотребления (Рисунок 22), что обусловлено невысокими темпами роста экономики и снижением численности населения на фоне значительного прогресса в энергоэффективности. В контексте приоритетов европейской энергополитики ожидается снижение потребления ископаемых видов топлива и расширения использования ВИЭ.

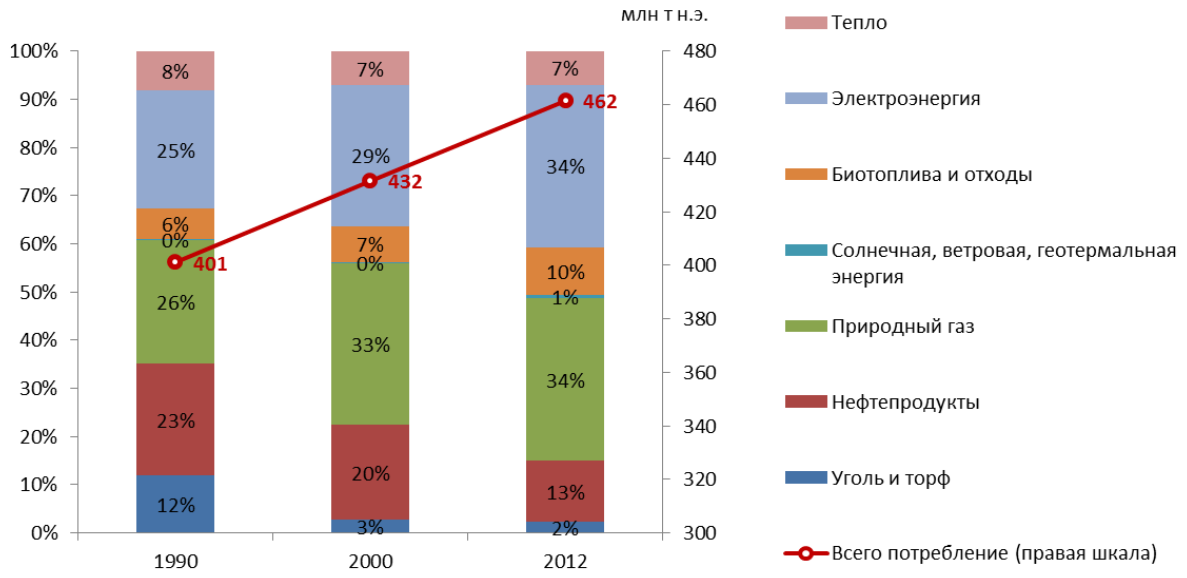
Потребление газа в Европе демонстрировало возрастающую траекторию до 2010 г. Но впоследствии сильно снизилось вследствие одновременного воздействия нескольких факторов, главными из которых было состояние европейской экономики, конкуренция с углем и ускоренное развитие ВИЭ. Ситуация с использованием газа достаточно сильно различается по секторам потребления.



Источник – МЭА, ИНЭИ РАН

Рисунок 22 – Энергопотребление в Европе – ретроспектива (МЭА) и прогноз (ИНЭИ РАН, благоприятный сценарий)

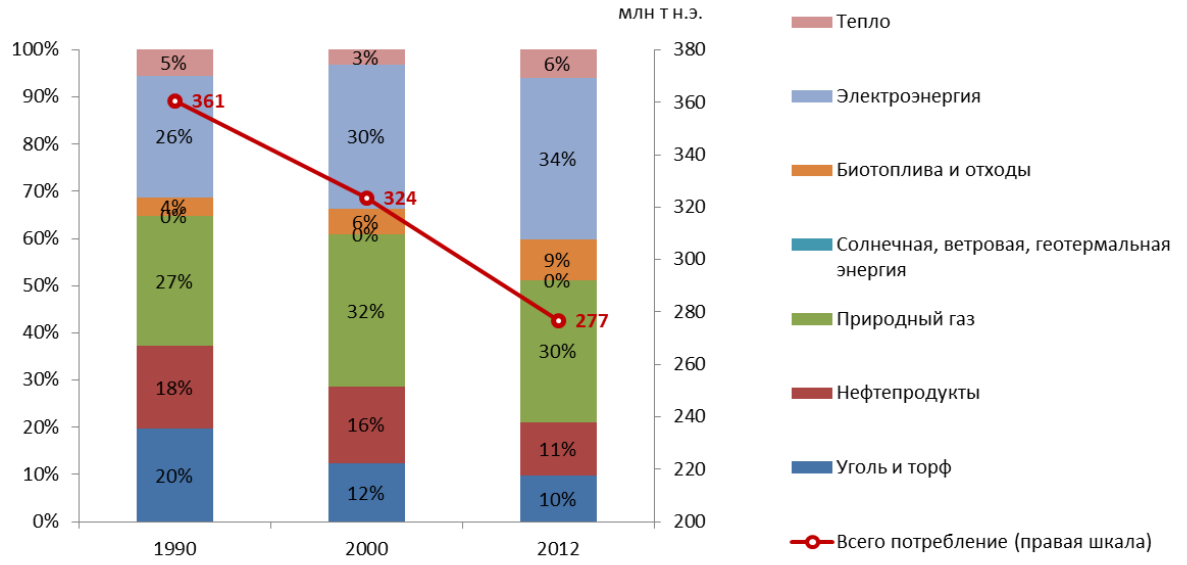
В секторе домохозяйств и комбыта доля газа перестала расширяться из-за практически полного исчерпания возможностей замещения нефтепродуктов и угля (Рисунок 23). В перспективе прогнозируется рост использования в данном секторе электроэнергии, биотоплива и отходов, что при практически стабильном объеме энергопотребления в этом секторе будет приводить к постепенному сокращению доли газа.



Источник – IEA World energy balances 2014

Рисунок 23 – Структура потребления энергоресурсов домохозяйствами и коммерческим сектором Европы, %

В европейской промышленности в последнее десятилетие установился устойчивый тренд на сокращение и энергопотребления в целом, и доли газа (Рисунок 24).



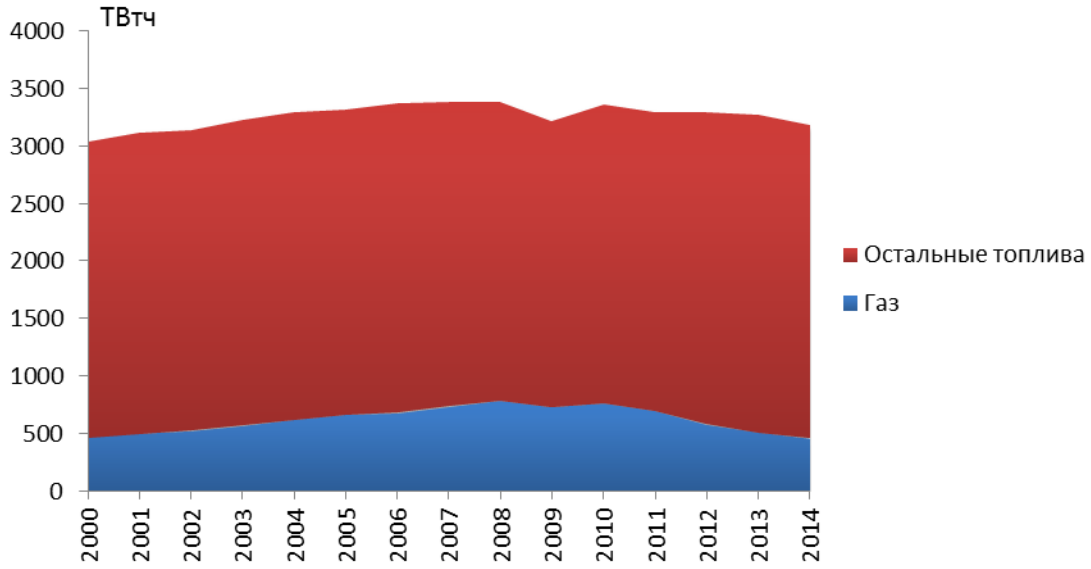
Источник – IEA World energy balances 2014

Рисунок 24 – Структура потребления энергоресурсов в промышленности Европы, %

Транспортный сектор открывает хорошие перспективы для расширения использования газа, но объемы его потребления здесь составляют пока лишь 0,4% от всего спроса на газ. Перспективные абсолютные объемы потребления газа в секторе оцениваются в пределах до 10 млрд. куб. м. По целому ряду причин использование газомоторного топлива в Европе не успевает развиться, его в этой нише вытесняет электроэнергия.

Электроэнергетика является ключевым сектором потребления газа и главным полем для межтопливной конкуренции.

В период после 2008 г. сокращалась доля газа в европейской генерации и абсолютные объемы использования (в целом по Европе и в ЕС) (Рисунок 25). В соответствии с предварительной статистикой, по 2015 г. объемы использования газа незначительно увеличились (около 2%) благодаря низким ценам. В среднесрочной перспективе ожидается расширение использования газа из-за вывода АЭС (при сохранении благоприятной ценовой конъюнктуры). В долгосрочной перспективе на потребление газа в секторе будут влиять разнонаправленные факторы – развитие ВИЭ будет сокращать нишу для ископаемых топлив, а сокращение использования угля (в т.ч. вследствие экологических директив) будет способствовать развитию газовой генерации. В результате, потребление газа может оказаться достаточно волатильным, а общий тренд, как ожидается, будет демонстрировать прирост до 2024-2025 гг. с последующей стабилизацией и, в более отдаленной перспективе, снижением.



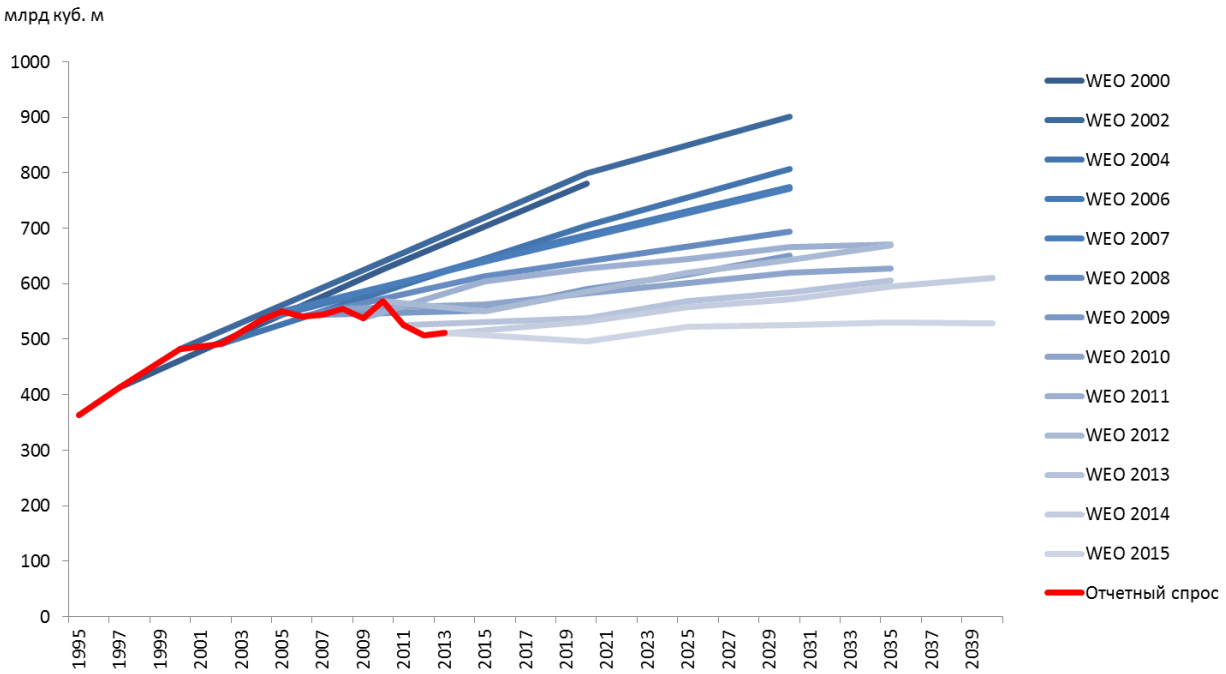
Источник – МЭА

Рисунок 25 – Газ в структуре генерации электроэнергии стран ЕС

Начиная с 2000 г. оценки исследовательских организаций по спросу на газ в Европе постоянно менялись в сторону понижения, что хорошо видно на примере прогнозов МЭА (Рисунок 26).

По оценкам ИНЭИ РАН в перспективе ожидается частичное восстановление потребления до 2025 г., связанное с улучшением конкурентных позиций газа по отношению к углю вследствие ценовых и регуляторных факторов (по ограничению использованию угля), а также с выводом из эксплуатации АЭС в нескольких странах. Но после 2025 г. прогнозируется снижение потребления газа из-за общего падения энергопотребления на фоне растущей доли ВИЭ (Таблица 32). Падение

собственной добычи в Европе на фоне роста потребления приведет к заметному росту импорта по 2025 г., но после 2025 г. нетто-импорт стабилизируется и начнет снижаться.



Источник – МЭА

Рисунок 26 – Прогнозы спроса на газ в ОЭСР Европы

Таблица 32 – Прогноз производства, потребления и нетто-импорта газа в Европу, млрд куб. м

	2014	2020	2025	2030	2035	2040
Добыча	266	215	203	187	176	169
Чистый импорт в регион	214	296	315	316	310	308
Потребление	480	511	518	503	486	477

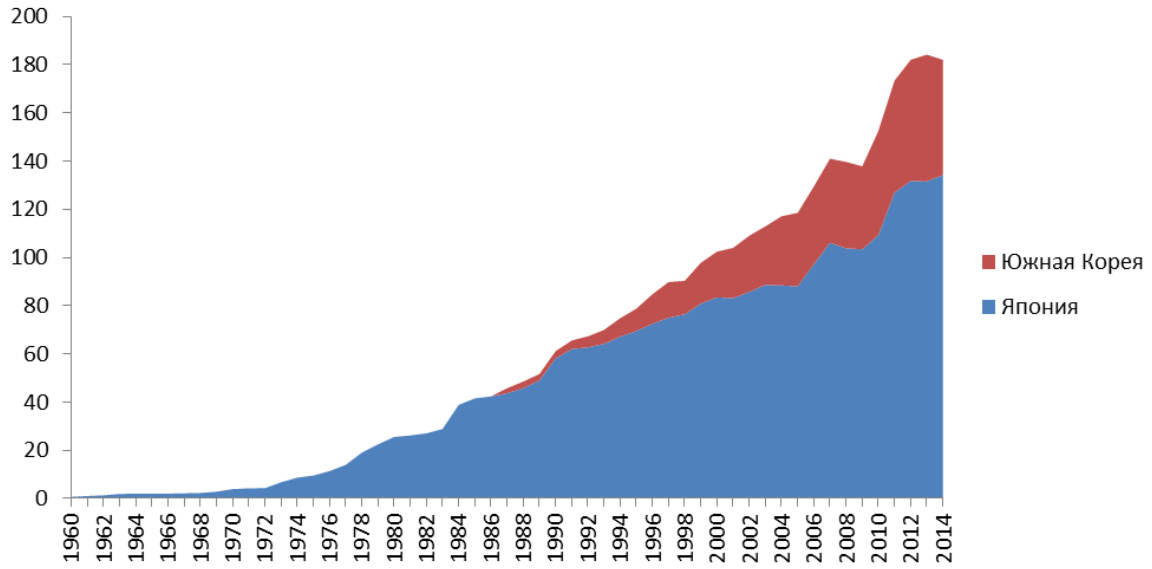
Источник – оценки ИНЭИ РАН

На рынок ЕАЭС европейский рынок будет оказывать влияние в части объемов возможной торговли и ценовой ситуации, а, следовательно, и выручки от экспортируемого газа. По мере ввода новых трубопроводных и СПГ проектов возможно некоторое увеличение экспорта, но торговля будет идти в условиях ужесточающейся конкуренции. В настоящее время в России и ЕАЭС не стоит цели выхода на равнодоходность цен с экспортными. Но традиционно европейский рынок служит ориентиром уровня цены, к которому стремятся цены в России и Беларуси за вычетом таможенной пошлины и стоимости на транспортировку, на принципе равнодоходности поставок с европейским рынком основывались и закупки Россией газа в Центральной Азии. Таким образом, европейские цены, несомненно, будут одним из индикаторов ценовой ситуации и для рынка ЕАЭС.

Газовый рынок Азии корректнее рассматривать, разделив его на 2 части – страны ОЭСР Азии (Япония и Южная Корея без Австралии и Новой Зеландии) и не-ОЭСР Азии.

1.5.2.2 ОЭСР Азия (Япония и Южная Корея)

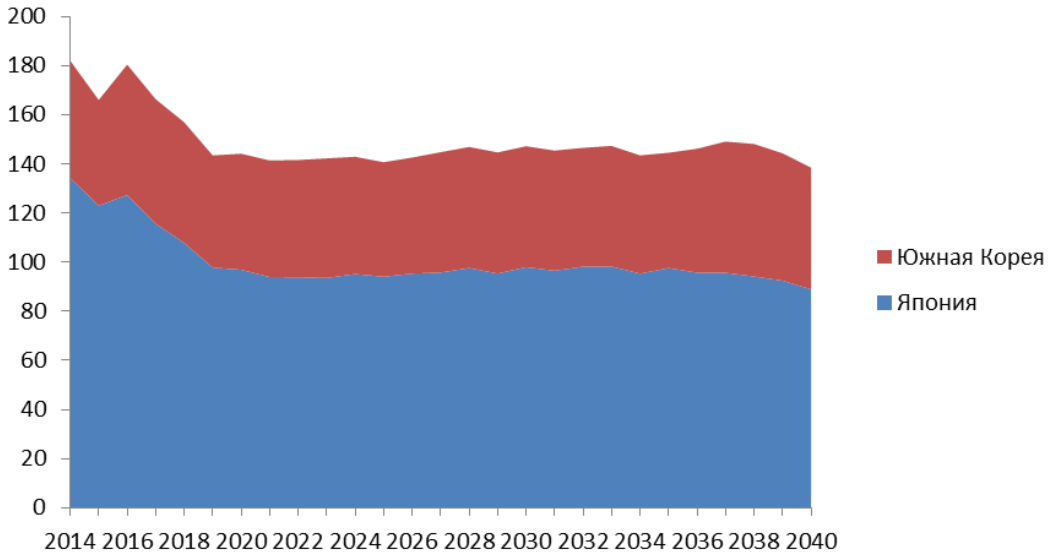
Потребление газа в Японии и Южной Корее устойчиво росло до 2007 г., после чего относительно стабилизировалось и резко выросло с 2011 г. после аварии на АЭС Фукусима и остановки всех атомных реакторов в Японии (Рисунок 27).



Источник – МЭА

Рисунок 27 – Потребление газа в Японии и Южной Корее, млрд куб. м

В перспективе ожидается сокращение спроса на газ в регионе по мере возвращения в эксплуатацию японских АЭС с последующей стабилизацией потребления газа на фоне прохождения Японией, а позже и Южной Кореей пика энергопотребления (Рисунок 28).

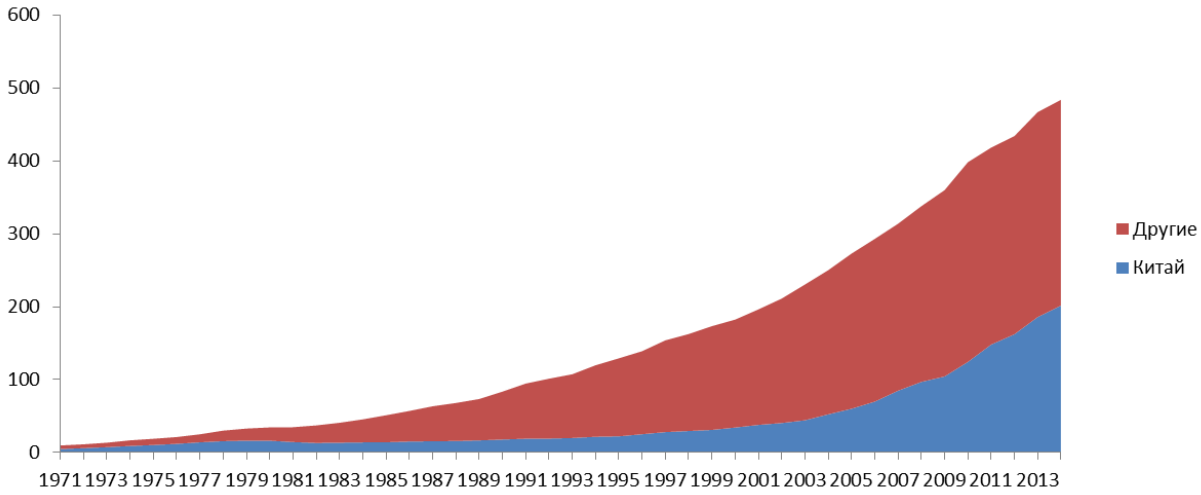


Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 28 – Прогноз потребления газа в Японии и Южной Корее, млрд куб. м

1.5.2.3 Не-ОЭСР Азия

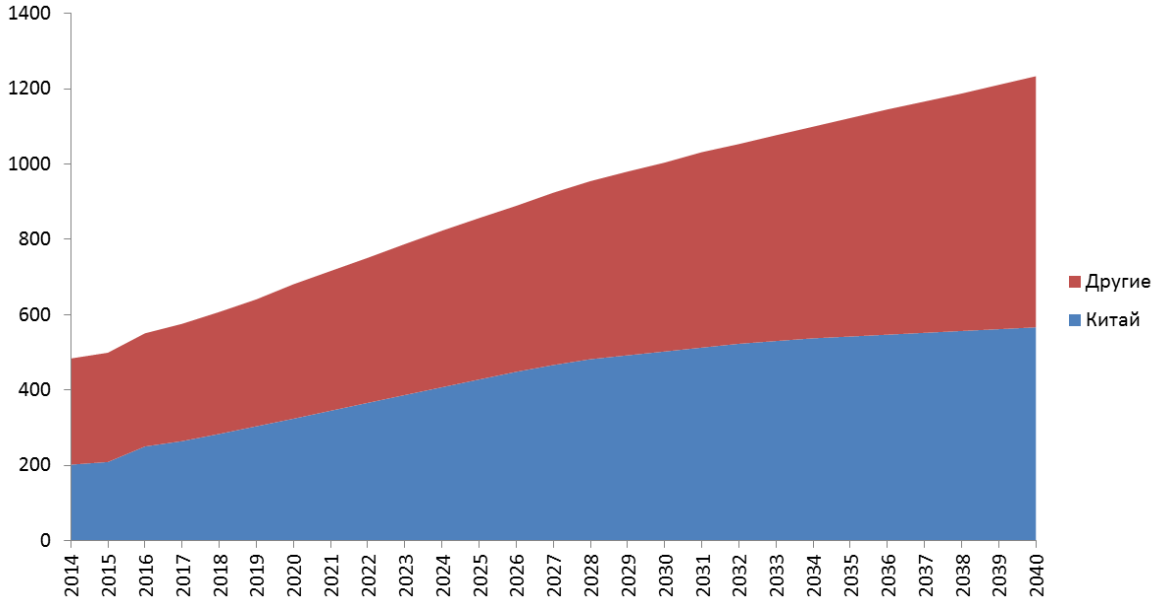
В не-ОЭСР Азии потребление газа устойчиво растет с 1970 г., причем с 2000 г. объемы прироста увеличились, во многом благодаря потреблению Китая (Рисунок 29).



Источник – МЭА

Рисунок 29 – Потребление газа в не-ОЭСР Азии, млрд куб. м

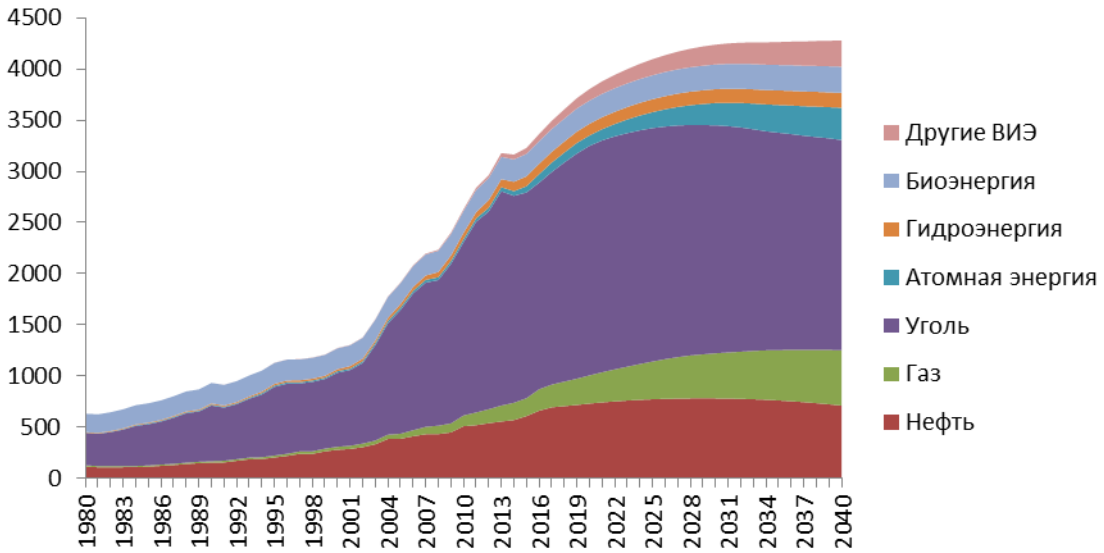
В долгосрочной перспективе спрос на газ в не-ОЭСР Азии продолжит расти, но темпы прироста будут замедляться (Рисунок 30).



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 30 – Прогноз потребления газа в не-ОЭСР Азии, млрд куб. м

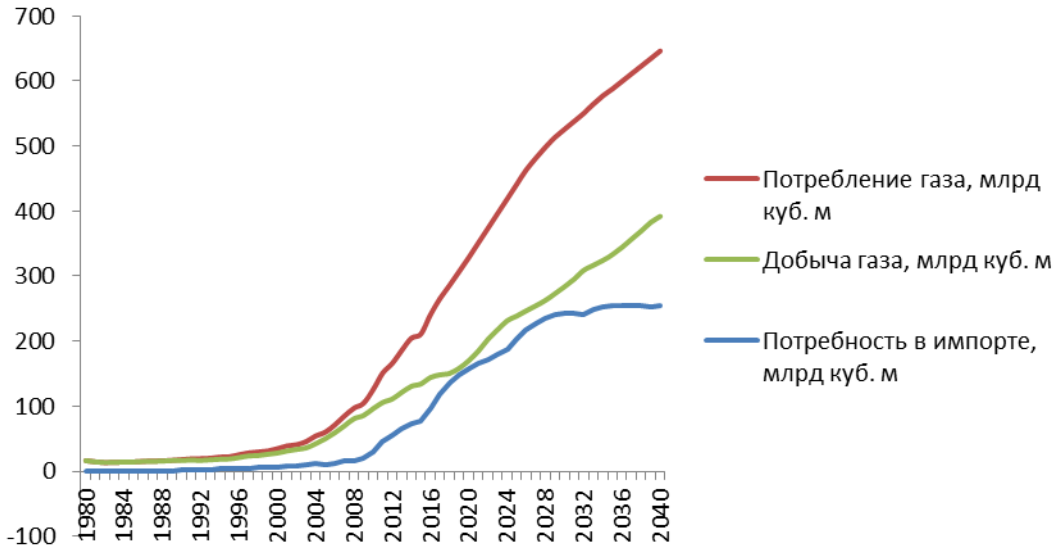
В ближайшие 25 лет в Китае существенно изменится энергетический рынок. От быстрого роста потребления с доминированием угля страна перейдет к стабилизации потребления и диверсификации энергобаланса (Рисунок 31). В результате в высоком сценарии потребление газа, ВИЭ и атомной энергии вырастет, в то время как использование угля и нефтепродуктов сократится.



Источник – МЭА (ретроспектива), ИНЭИ РАН (прогноз)

Рисунок 31 – Энергетический баланс Китая (высокий сценарий), млрд куб. м

Импорт газа будет уверенно расти до 2030 г., после чего стабилизируется (Рисунок 32). Основная часть прироста потребления будет обеспечена собственной добычей.



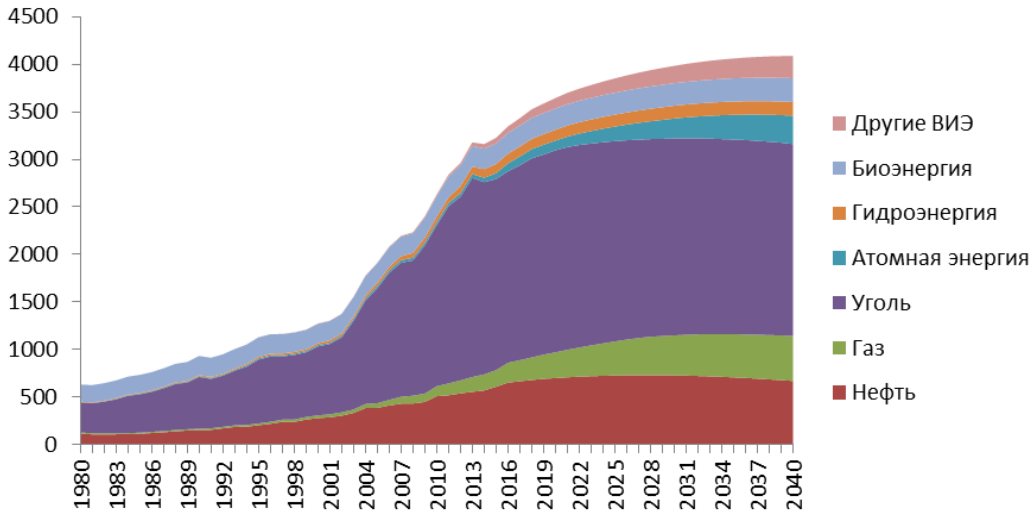
Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 32 – Газовый баланс Китая (высокий сценарий), млрд куб. м

Низкий сценарий для Китая характеризуется замедленными темпами роста ВПП и спроса на энергоресурсы. Здесь стабилизация энергопотребления и пик потребления угля имеют отложенный характер в сравнении с высоким сценарием (Рисунок 33). Потребление газа растет на всем рассматриваемом диапазоне, но после 2030 г. темпы прироста заметно замедляются.

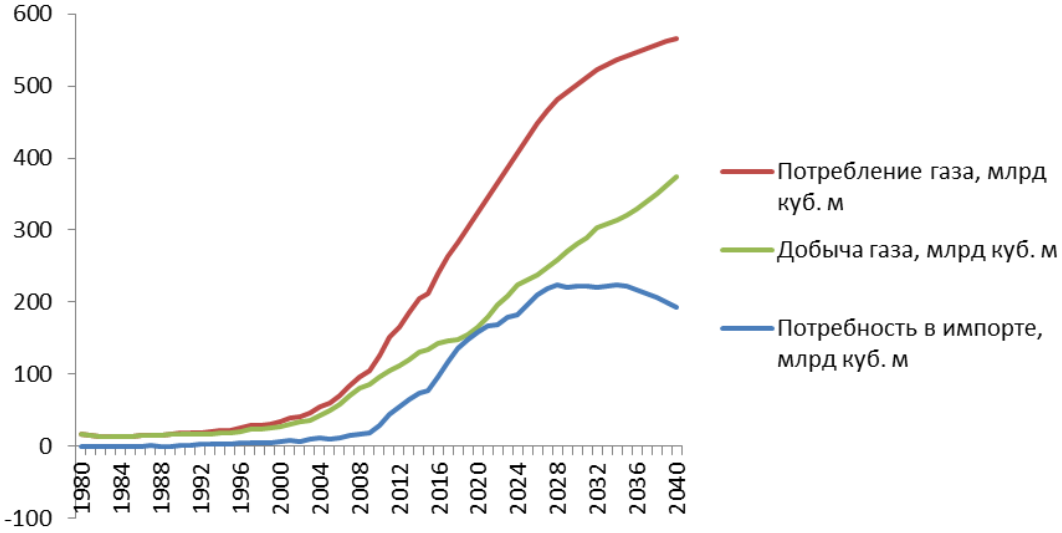
Следует отметить, что, согласно проведенным расчетам, в некоторых сценариях в период 2030-2040 гг. Китай проходит пик импорта газа, что фактически приводит к исчерпанию

потребностей в реализации новых трубопроводных проектов поставки газа после 2030 г. Это хорошо видно на примере низкого сценария (Рисунок 34).



Источник – МЭА (ретроспектива), ИНЭИ РАН (прогноз)

Рисунок 33 – Энергетический баланс Китая (высокий сценарий), млрд куб. м



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 34 – Газовый баланс Китая (низкий сценарий), млрд куб. м

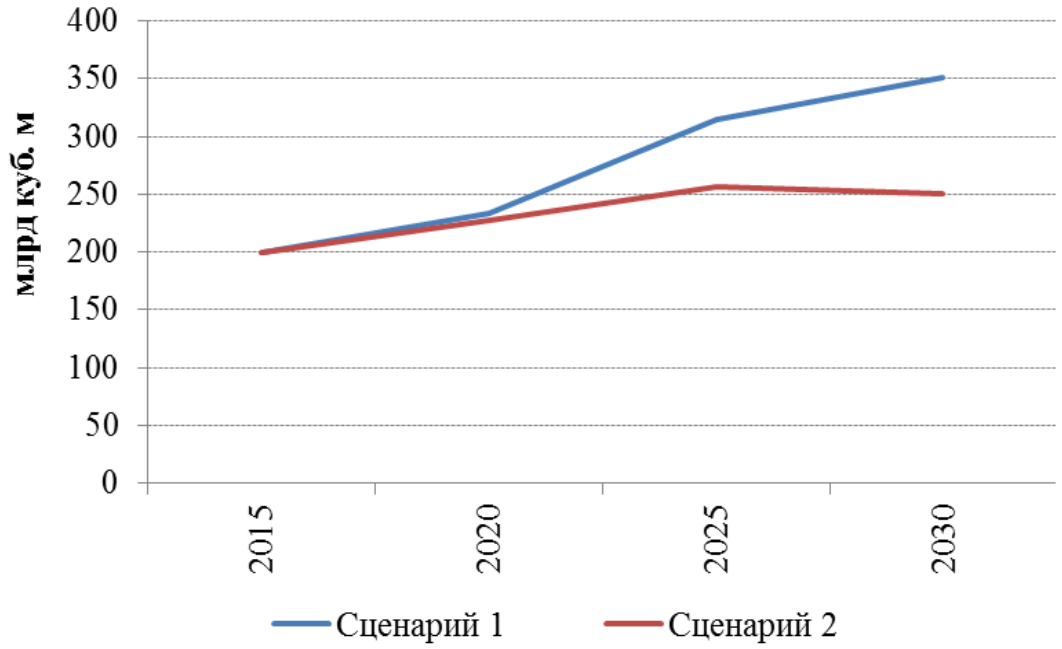
Газовая система России на востоке страны не соединена с ЕСГ и газовой сетью других стран ЕАЭС. Поэтому она будет развиваться с учетом региональных особенностей. Интерес для Общего рынка ЕАЭС с точки зрения интересов стран, в первую очередь, представляет Китай, для которого Россия и Казахстан выступают поставщиками газа, а Казахстан одновременно и транзитером. От ситуации на китайском рынке во многом будут зависеть экспортные объемы, поставляемые из ЕАЭС и транзитом через ЕАЭС. Потенциально есть возможности для осуществления дополнительных поставок газа в Китай, но эти возможности ограничиваются планами по собственной добыче в Китае и возможностями альтернативных поставщиков.

1.6 Средне- и долгосрочный экспортный потенциал каждого государства – члена ЕАЭС и ЕАЭС в целом при поставках газа на внешние рынки

Экспорт газа среди государств-членов ЕАЭС осуществляет в основном Россия, в меньшей степени – Казахстан. В средне- и долгосрочной перспективе экспорт газа другими государствами-членами ЕАЭС не ожидается.

Долгосрочный экспортный потенциал России во многом будет зависеть от спроса на российский газ на основных внешних рынках (европейском и азиатском), а также способностью адекватно реагировать на предъявленный спрос с точки зрения обеспечения поставок. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г. задает два основных сценария развития экспорта газа. Целевой сценарий предполагает существенное наращивание экспорта – до 324 млрд куб. м в 2030 г. (+60% к 2014 г.), а консервативный – небольшое снижение к 2020 г. с постепенным ростом к 2030-2035 гг.

В России существуют большие возможности по наращиванию добычи и экспорта газа, однако объемы экспорта будут определяться, прежде всего, потребностями внешних рынков и ценами. Потенциально при хорошей конъюнктуре до 2030 г. экспорт может быть увеличен и в 1,5-2 раза (Рисунок 35).



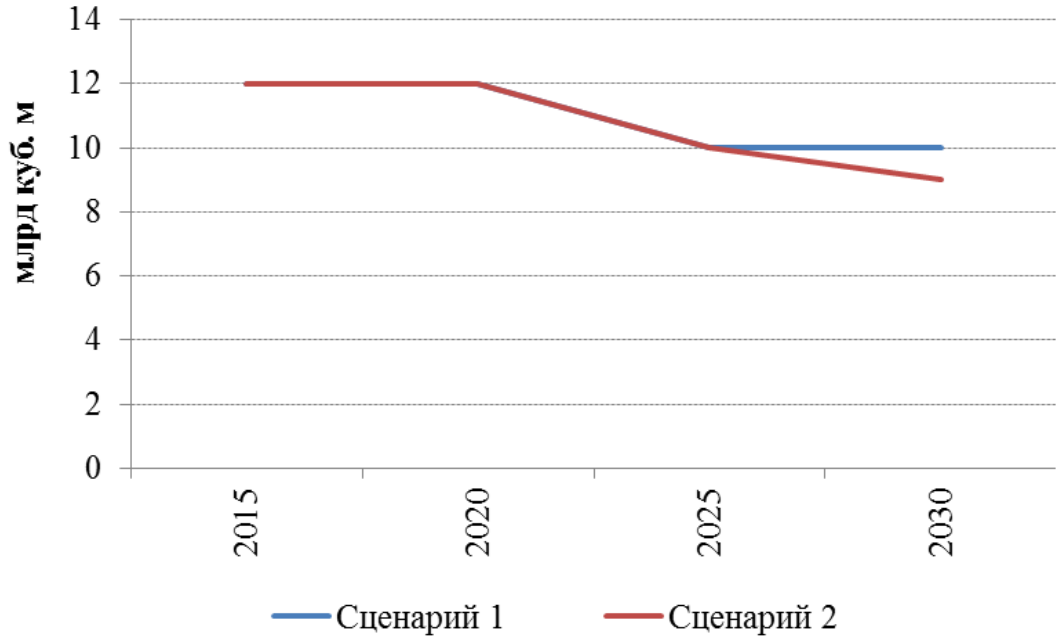
Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 35 – Прогноз экспортного потенциала России при поставках газа на внешние рынки в 2015-2030 гг.

Казахстан планирует постепенно наращивать производство газа, однако большей частью прирост будет направлен на внутреннее потребление. Однако необходимо учитывать вариант, что

вместе с созданием общего рынка газа ЕАЭС у Казахстана может возрасти интерес к интенсивному развитию газодобычи с целью поставок в другие государства-члены ЕАЭС, а также в третьи страны с использованием газотранспортной системы других государств-членов ЕАЭС.

Перспективные объемы экспорта Казахстана соразмерны с текущими 12 млрд. Но ожидается некоторое изменение географии поставок, за счет снижения торговли в СНГ и обеспечения поставок в Китай (Рисунок 36).



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 36 – Прогноз экспортного потенциала Казахстана при поставках газа на внешние рынки в 2015-2030 гг.

Таким образом, экспортный потенциал России превышает 400 млрд куб. м, но, учитывая конъюнктуру внешних рынков, реальные ежегодные объемы экспорта к 2030 г. (включая страны ЕАЭС) ожидаются на уровне 250-360 млрд куб. м.

1.7 Качественная модель, адекватно описывающая исходное состояние внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС и торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС на момент, предшествующий началу реализации первого этапа формирования общего рынка газа ЕАЭС

Разработка качественной модели внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС и торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами – членами ЕАЭС подразумевает определение и описание элементов и связей в наборе взаимосвязанных систем – отраслей и рынков газа на уровне каждой страны ЕАЭС и на наднациональном уровне – в рамках ЕАЭС в целом.

В данной работе моментом, предшествующим началу реализации первого этапа формирования общего рынка газа ЕАЭС, считается дата принятия Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС (далее – Концепция) – 31 мая 2016 г.

1.7.1 Республика Армения

1.7.1.1 Состав и структура участников оптовых рынков газа

В качестве оптового рынка газа Армении можно рассматривать только отношения, связанные с закупкой газа в ходе трансграничных поставок. Впоследствии покупатели либо потребляют газ самостоятельно (Ереванская ТЭЦ при закупке иранского газа), либо осуществляют продажу газа на розничных рынках через сеть филиалов (ЗАО «Газпром Армения» при закупке российского газа).

Покупателями газа на оптовом рынке газа Армении являются ЗАО «Газпром Армения» (100% акций принадлежит ПАО «Газпром»), впоследствии реализующее газ на розничном рынке через сеть филиалов, и Ереванская ТЭЦ (до 2016 года, впоследствии должна произойти смена лица, закупающего газ из Ирана). Продавцами на оптовом рынке газа выступают ПАО «Газпром» (в 2015 году обеспечило более 80% импорта, покупателем выступает ЗАО «Газпром Армения»[1]) и иранская национальная газовая компания NIGEC (поставки в 2015 году составили менее 20% импорта Армении).

Существенным ограничением на состав участников оптового рынка газа Армении является исключительное право ЗАО «АрмросГазпром» (преобразовано в ЗАО «Газпром Армения») на

[1] В подразделе 1.7 данные о фактических импортных и экспортных поставках газа основаны на сведениях из базы данных “Natural Gas Information” Международного энергетического агентства, если не указано иное.

импорт газа, поставляемого с территории России. Это право закреплено в межправительственном Соглашении между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «Армросгазпром» от 2013 года (далее – Соглашение об «Армросгазпроме»).

Указанное ограничение способно воспрепятствовать полномасштабной реализации выгод от создания общего рынка газа Союза. Наличие в Армении единственного покупателя на общем рынке газа Союза, который аффилирован с крупнейшим продавцом (ПАО «Газпром») создает риски ограничения доступа альтернативных поставщиков общего рынка газа к продажам газа в Армению. Поскольку Армения в обозримой перспективе будет играть роль импортера газа на общем рынке, важнейшие результаты интеграции для страны могут быть связаны с диверсификацией источников поставок и развитием конкуренции между поставщиками.

Вместе с этим эксклюзивное право на импорт газа само по себе не должно формально приводить к ограничению состава поставщиков газа и необязательно приведет к нему фактически. Отношение к этому ограничению зависит от интерпретации положений Соглашения об «Армросгазпроме», которое предусматривает, что объемы, цены и иные условия поставок газа в Армению определяются самостоятельно сторонами договоров между ПАО «Газпром» и ЗАО «Газпром Армения», но не указывают однозначно, что единственным поставщиком газа в Армению будет исключительно ПАО «Газпром».

С учетом интерпретации предыдущего абзаца даже на исходном этапе и тем более при формировании общего рынка газа ЗАО «Газпром Армения» имеет возможность приобретать газ у широкого круга поставщиков, в том числе и российских, если интерес к этому проявит головная организация – ПАО «Газпром». Это не исключено: в России, например, существует практика приобретения газа подконтрольными ПАО «Газпром» организациями у независимых поставщиков, в случае если это экономически эффективно (например, такие закупки осуществляет ПАО «Мосэнерго» [9]).

Отдельный вопрос состоит в том, будут ли созданы экономические условия для того, чтобы ЗАО «Газпром Армения» пользовалось этой возможностью и привлекало разных поставщиков, но это зависит от дальнейших характеристик модели.

В то же время ограничение на состав покупателей в совокупности с особенностями устройства внутреннего рынка газа Армении обусловливает еще более очевидную проблему: создание монопсонии на оптовом рынке газа, ограничивающей возможности как поставщиков газа, так и его непосредственных потребителей. В Армении де-факто отсутствуют другие покупатели газа, помимо ЗАО «Газпром Армения», на оптовом рынке, если вынести за скобки закупки по контракту с Ираном. Непосредственные потребители газа (в том числе крупные) действуют уже на розничном рынке, закупая газ у филиалов ЗАО «Газпром Армения»,

являющегося монопсонистом на оптовом рынке в соответствии с условиями Соглашения об «Армросгазпроме».

Из-за этого поставщики газа и его непосредственные потребители промышленного масштаба теряют возможность формировать конкурентные цены и объемы поставок на общем рынке газа и, следовательно, максимизировать общий выигрыш.

Данное ограничение – эксклюзивное право на импорт – не представляется устойчивым в перспективе развития общего рынка газа Союза: оно сталкивается с серьезной проблемой применимости различных правил закупки для российского газа, поставляемого с территории России, и газа других участников общего рынка, поставляемого через территорию России. Во-первых, в этом случае автоматически возникает барьер для поставок газа из других стран ЕАЭС, и этим барьером становится российская территория: если газ попадает на эту территорию, то купить его впоследствии может только один покупатель. Во-вторых, строго говоря, непосредственно с территории России газ в Армению не подается, он непременно проходит через территорию государств, не входящих в ЕАЭС (через Грузию в случае прямых поставок или через Иран в случае потенциальных своповых поставок). Соответственно, Россия в этом случае не будет являться ни страной происхождения газа (с территории которой начинается поставка), ни страной непосредственной поставки (т. е. последней страной, территорию которой проходит газ при перемещении). Россия может являться одной из стран на пути перемещения газа, и обосновать возникновение ограничений на продажи газа при транспортировке его через территорию России в контексте общего рынка довольно сложно.

1.7.1.2 Механизмы договорных отношений в сфере поставок газа

Оптовые поставки газа потребителям Армении осуществляются на базе двух долгосрочных договоров.

ПАО «Газпром» продает газ по контракту с ЗАО «Газпром Армения» от 2013 года, заключенному на поставки в 2014–2018 годах до 2,5 млрд куб. м газа в год.

Иранская компания NIGEC продает газ в соответствии с соглашением от 2004 года, предусматривающим поставки до 36 млрд куб. м газа в течение 20 лет в обмен на электроэнергию. Со стороны Армении покупателем выступила Ереванская ТЭЦ, в 2016 году было принято решение о смене закупочной структуры за счет создания новой специализированной госкомпании ЗАО «Энергаимпекс».

Эти два контракта закрепляют существование на оптовом рынке газа, во-первых, двусторонней монополии в части поставок иранского газа, во-вторых, вертикально интегрированной структуры отношений в части поставок российского газа, что более важно как с точки зрения объемов, так и в контексте общего рынка газа.

Поставки ПАО «Газпром» способны обеспечить и фактически обеспечивают практически весь спрос Армении на газ. Других поставщиков у ЗАО «Газпром Армения» нет, а интегрированное управление в рамках единой группы «Газпрома» ограничивает возможности частичного переключения ЗАО «Газпром Армения» на других поставщиков за счет неполной выборки контрактных объемов.

С точки зрения формирования общего рынка важно отметить две особенности.

С одной стороны, при наличии законодательно закрепленной монопсонии на оптовом и монополии на розничном рынке газа вертикальная интеграция поставщика и покупателя имеет важное положительное последствие для непосредственных потребителей Армении за счет решения проблемы «двойной надбавки» [10]. В этом случае ПАО «Газпром» не имеет стимулов к ограничению поставок газа и к установлению монопольной цены для покупателя на оптовом рынке, что могло бы иметь место при независимости поставщика и покупателя. Но этот плюс актуален лишь в том случае, когда формирование конкуренции с обеих сторон невозможно. Если же это не так, то вертикальная интеграция уступит в эффективности конкурентному рынку.

С другой стороны, контракт ПАО «Газпром» и ЗАО «Газпром Армения» имеет относительно ограниченную длительность, что оставляет возможность для конкуренции «за рынок» газа после 2018 года или далее, если механизм заключения долгосрочного договора почти на весь национальный объем потребления будет распространен за пределы этого временного интервала, а также для конкуренции «на рынке» газа, если после 2018 года или позднее произойдет отказ от этого механизма.

Другие механизмы оптовой торговли газом (в том числе на бирже) в стране отсутствуют. Препятствием для развития биржевой торговли является, в частности, отсутствие оптовых покупателей газа, помимо ЗАО «Газпром Армения», связанного долгосрочным контрактом, полностью покрывающим его потребности.

1.7.1.3 Механизм ценообразования на газ

Оптовые цены на российский газ устанавливаются в соответствии с Межправительственным соглашением о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения от 2013 года, которое предусматривает привязку цен на газ к российским ценам (Оренбург); в соглашение периодически вносятся коррективы в части базовой цены. Поставки иранского газа осуществляются по бартерной схеме, предусматривающей обмен 1 куб. м газа на 3,2 кВт·ч электроэнергии (по другим данным – 3 кВт·ч) по соглашению сторон.

Важно также, что розничные цены ЗАО «Газпром Армения» формируются фактически как надбавка к оптовой цене в соответствии с приложением к Соглашению об «Армросгазпроме» от 2013 года.

Эта ситуация несет риски снижения стимулов покупателя на оптовом рынке – а именно ЗАО «Газпром Армения» – к сокращению издержек и к иным шагам по повышению собственной эффективности. Причина кроется в отсутствии связи между ценой закупки газа и финансовым результатом компании-покупателя.

В результате ЗАО «Газпром Армения» может отказаться от поиска наиболее выгодных предложений со стороны поставщиков газа и сконцентрироваться на работе исключительно с ПАО «Газпром», что ограничит получение эффектов от общего рынка газа.

1.7.1.4 Распределение прав собственности на газотранспортные и газосбытовые организации и активы

ЗАО «Газпром Армения» владеет газотранспортной и газораспределительной системой Армении, а также единственным в стране ПХГ (Абовянская станция). Газосбытовые организации страны также принадлежат ЗАО «Газпром Армения» (Рисунок 37).

Это означает, что в Армении фактически действует модель интегрированной газовой компании, потенциально способной оказывать влияние на потребителей и конкурентов за счет манипулирования тарифами на транспортировку и доступом к сетям.

Необходимо также отметить, что часть газотранспортной системы между Россией и Арменией расположена на территории Грузии, что приводит к возможности влияния последней на параметры общего рынка газа Союза за счет условий транспортировки.

1.7.1.5 Порядок доступа участников рынка к газотранспортной системе

В Армении можно получить лицензию на транспортировку газа, но требования по обеспечению недискриминационного доступа участников рынка к газотранспортной системе отсутствуют.

Важно заметить, что мощность газопровода «Северный Кавказ – Закавказье» на участке Моздок – Тбилиси – Ереван, по которому осуществляется импорт газа из России в Армению через Грузию, существенно превышает потребности Армении в газе и, соответственно, суммарные объемы действующих контрактов на поставку газа. По экспертным оценкам, при ликвидации локальных дефектов мощность газопровода может достигнуть 5 млрд куб. м в год, при более серьезном ремонте – увеличиться до 7,5 млрд куб. м [11]. По данным грузинской нефтегазовой корпорации GOGC, занимающейся транспортировкой газа при полной загрузке указанная система может передавать до 12 млрд куб. м газа в год [12].

Это позволяет рассчитывать на возможность обеспечения свободных мощностей на рынке газа сверх объемов долгосрочных контрактов ПАО «Газпром».

Поставщики		ПАО «Газпром» (владелец ЗАО «Газпром Армения»)	NIGEC (Иран)
Характеристики отношений	Механизм договорных отношений	Долгосрочный двусторонний договор в рамках вертикально интегрированной структуры	Долгосрочный двусторонний договор
	Ценообразование	В соответствии с условиями межправительственного соглашения (привязка к российской внутренней цене). Перепродажа газа на розничном рынке по цене оптового рынка с надбавкой на деятельность ЗАО «Газпром Армения», утвержденной регулятором	В соответствии с условиями соглашения – бартер (обмен газа на электроэнергию)
	Доступ к инфраструктуре	Вертикально интегрированные поставщик и потребитель владеют газотранспортными сетями	В соответствии с условиями соглашения
Потребители		ЗАО «Газпром Армения» (100%-я дочерняя фирма ПАО «Газпром»; монопольное право на импорт с территории России)	Ереванская ТЭЦ (ЗАО «Энергаимпекс»)

Источник – Аналитический центр

Рисунок 37 – Схема устройства отношений на оптовом рынке газа Армении, исходный этап

1.7.2 Республика Беларусь

1.7.2.1 Состав и структура участников оптовых рынков газа

В качестве оптового рынка газа Республики Беларусь целесообразно рассматривать преимущественно отношения по закупке газа в рамках трансграничных поставок из России и его перепродаже ГПО «Белтопгаз». Конечный покупатель на этом рынке – ГПО «Белтопгаз» – представляет собой объединение региональных компаний, занимающихся распределением и сбытом газа уже на розничном рынке. Модель рынка газа Беларуси предусматривает возможность закупки газа иными лицами (потребителями) напрямую у ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (и межправительственные документы не содержат ограничений на круг покупателей ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»), но, как правило, оптовым покупателем выступает именно ГПО «Белтопгаз» [13, 14, 15].

Таким образом, покупателями газа на оптовом рынке Беларуси являются ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (100% акций принадлежит ПАО «Газпром») и ГПО «Белтопгаз», а также в отдельных случаях покупателями могут выступать иные оптовые потребители газа. Единственный поставщик газа – ПАО «Газпром» (в 2015 году поставки составили 18,8 млрд куб. м). ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» закупает газ у ПАО «Газпром» и перепродает его ГПО «Белтопгаз», которое в свою очередь выступает единственным продавцом на розничном рынке страны. ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» также выполняет функции по магистральной транспортировке газа (в том числе транзитной) по территории Беларуси.

В соответствии с межправительственным Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности открытого акционерного общества «Белтрансгаз» от 2011 года (далее – Соглашение о «Белтрансгазе») исключительное право на закупку природного газа с территории России принадлежит ОАО «Белтрансгаз».

Таким образом, накладывается ограничение на состав участников оптового рынка газа Беларуси со стороны покупателей и, вероятно, поставщиков.

Это типовое условие отношений в газовой сфере с участием ПАО «Газпром» и его дочерних организаций. Как и в случае с Арменией, данное условие может быть интерпретировано как препятствие для полноценного вступления Беларуси в общий рынок газа и получения ею максимальных выгод. Важной предпосылкой для успешной интеграции Беларуси является обеспечение конкуренции поставщиков газа перед белорусским потребителями, которое может быть поставлено под угрозу из-за того, что единственный законный импортер аффилирован с единственным действующим поставщиком газа в Беларусь. Это приводит к формированию монополии на оптовом рынке газа.

В отличие от Армении, межправительственное соглашение прямо предусматривает возможность закупки газа не только у ПАО «Газпром»: оно гласит, что с 2015 года условия поставок газа определяются содержанием контрактов не только с ПАО «Газпром», но и с другими хозяйствующими субъектами России. Таким образом, формально круг поставщиков газа не ограничен, но при выполнении одного важного условия: достижения рыночных (равнодоходных) цен на территории России, Беларуси и Казахстана. Это условие сильно затрудняет заключение договоров с другими поставщиками, в том числе из-за его неопределенности критерия рыночных или равнодоходных цен, которые к тому же могут быть не эквивалентны друг другу. Если же это условие не выполняется, то, в соответствии с прямым указанием в Соглашении о «Белтрансгазе», контракты заключаются между ПАО «Газпром» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

В любом случае данное ограничение обусловливает появление и закрепление монопсонии на оптовом рынке газа Беларуси, впоследствии – угрозу сохранения этой монопсонии для Беларуси на общем рынке газа Союза. Эта монопсония угрожает появлением барьеров для международной торговли и ухудшением положения как поставщиков, так и потребителей из-за отсутствия конкуренции на рынке.

Данная монопсонистическая структура, как и в случае Армении, представляется неустойчивой в перспективе развития общего рынка газа Союза, поскольку в этом случае возникает очевидный барьер: для газа, ввозимого с территории определенного государства (в данном случае России), действует ограничение на состав покупателей на общем рынке газа.

Указанная монополистическая структура распространяется и на следующую «ступень» оптового рынка – отношения между ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и ГПО «Белтопгаз». Поскольку в Беларуси не произведено разделение вертикально интегрированной газовой компании, и поставки конечным потребителям осуществляют газоснабжающие организации, владеющие распределительными сетями, их объединение – ГПО «Белтопгаз» – является основным покупателем на оптовом рынке газа (при возможности прямой закупки газа оптовыми потребителями в отдельных случаях). Соответственно, в этой части оптового рынка также фактически сохраняется еще более устойчивая двусторонняя монополия в рамках действующей нормативно-правовой базы: ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» является эксклюзивным импортером, а следовательно – и единственным перепродавцом импортного газа в соответствии с Соглашением о «Белтрансгазе», ГПО «Белтопгаз» – в большинстве случаев единственным возможным покупателем при условии сохранения вертикальной интеграции в белорусской газовой отрасли и отсутствия доступа отдельных предприятий к оптовому рынку.

В стране также присутствует собственная добыча попутного нефтяного газа, осуществляемая ПО «Белоруснефть». Относительно небольшие объемы добычи (около 0,2 млрд

куб. м в год) перерабатываются на газоперерабатывающем заводе ПО «Белоруснефть» в сжиженный газ для автотранспорта.

1.7.2.2 Механизмы договорных отношений в сфере поставок газа

Поставки осуществляются в соответствии с долгосрочными контрактами между ПАО «Газпром» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», которые в последнее время заключаются на три года. Действующий контракт заключен в 2014 году на 2015–2017 годы.

Данный контракт закрепляет существование вертикально интегрированного управления поставками непосредственно на этапе импорта. Контракт заключен на весь объем потребления Республики Беларусь, а встроенность ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» в структуру группы ПАО «Газпром» препятствует возможности переключения на других поставщиков.

На следующем этапе цепочки реализации газа ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» заключает контракты на продажу газа с ГПО «Белтопгаз» (или в отдельных случаях также с иными потребителями). В данном случае отсутствие возможности переключения сторон обеспечивает двусторонний механизм управления контрактом – двустороннюю монополию, подразумевающую высокую взаимозависимость сторон и решение конфликтных вопросов путем переговоров. Эта структура также не представляется устойчивой и периодически демонстрирует провалы координации, в частности при решении вопроса о ценах в 2016 году [15].

Отсутствие интеграции ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и ГПО «Белтопгаз» могло бы стать фактором монополистического ценообразования, но эта проблема преодолена за счет установления механизма начисления надбавки к цене на газ для ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» на базе издержек в соответствии с Соглашением о «Белтрансгазе» 2011 года.

Другие механизмы оптовой торговли газом (в том числе на бирже) в стране отсутствуют. Это связано с ограниченным кругом продавцов и покупателей на оптовом рынке и действующим механизмом договорных отношений.

1.7.2.3 Механизм ценообразования на газ

Цены на газ, поставляемый ПАО «Газпром» в адрес ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», устанавливаются в соответствии с межправительственным Соглашением о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь, от 2011 года (далее – Соглашение о ценах для Беларуси). Оно предусматривает привязку оптовых цен на газ, реализуемый ПАО «Газпром», к российским ценам внутреннего рынка (а именно к ценам для потребителей Ямало-Ненецкого автономного округа). ГПО «Белтопгаз» впоследствии закупает газ у ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» с наценкой, являющейся предметом договоренности сторон, и основанной на расходах ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Эта структура ценообразования с регулируемой надбавкой, покрывающей издержки, ограничивает стимулы ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» к повышению экономической эффективности. В связи с этим ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» не имеет сильной заинтересованности в снижении цен на закупаемый газ и может не стремиться к поиску альтернативного поставщика с оптимальной ценой.

Межправительственное соглашение предполагает, что действующий порядок ценообразования сохраняется до тех пор, пока Россия, Беларусь и Казахстан не перейдут к ценообразованию, основанному на принципе равнодоходности с экспортом (после 2015 года), в соответствии с Соглашением о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики (далее – Соглашение о правилах доступа). С 1 января 2015 г. и до момента достижения равнодоходных с экспортом цен цены при этом не должны превышать уровня, соответствующего Соглашению о правилах доступа. Но Соглашение о правилах доступа утратило силу с 2015 года после вступления силу Договора о ЕАЭС, при том что равнодоходный уровень цен так и не был достигнут, следовательно, и указанного ориентира более не существует, так что ценообразование по-прежнему определяется в соответствии с прежним порядком Соглашения о ценах для Беларуси, хотя возникший правовой вакуум небезосновательно вызвал спорную ситуацию.

1.7.2.4 Распределение прав собственности на газотранспортные и газосбытовые организации и активы

Магистральная газотранспортная система Беларуси, а также 3 ПХГ страны (Осиповичское, Прибугское и Мозырское) принадлежат ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Газораспределительная система и газоснабжающие организации страны принадлежат ГПО «Белтопгаз» (Рисунок 38).

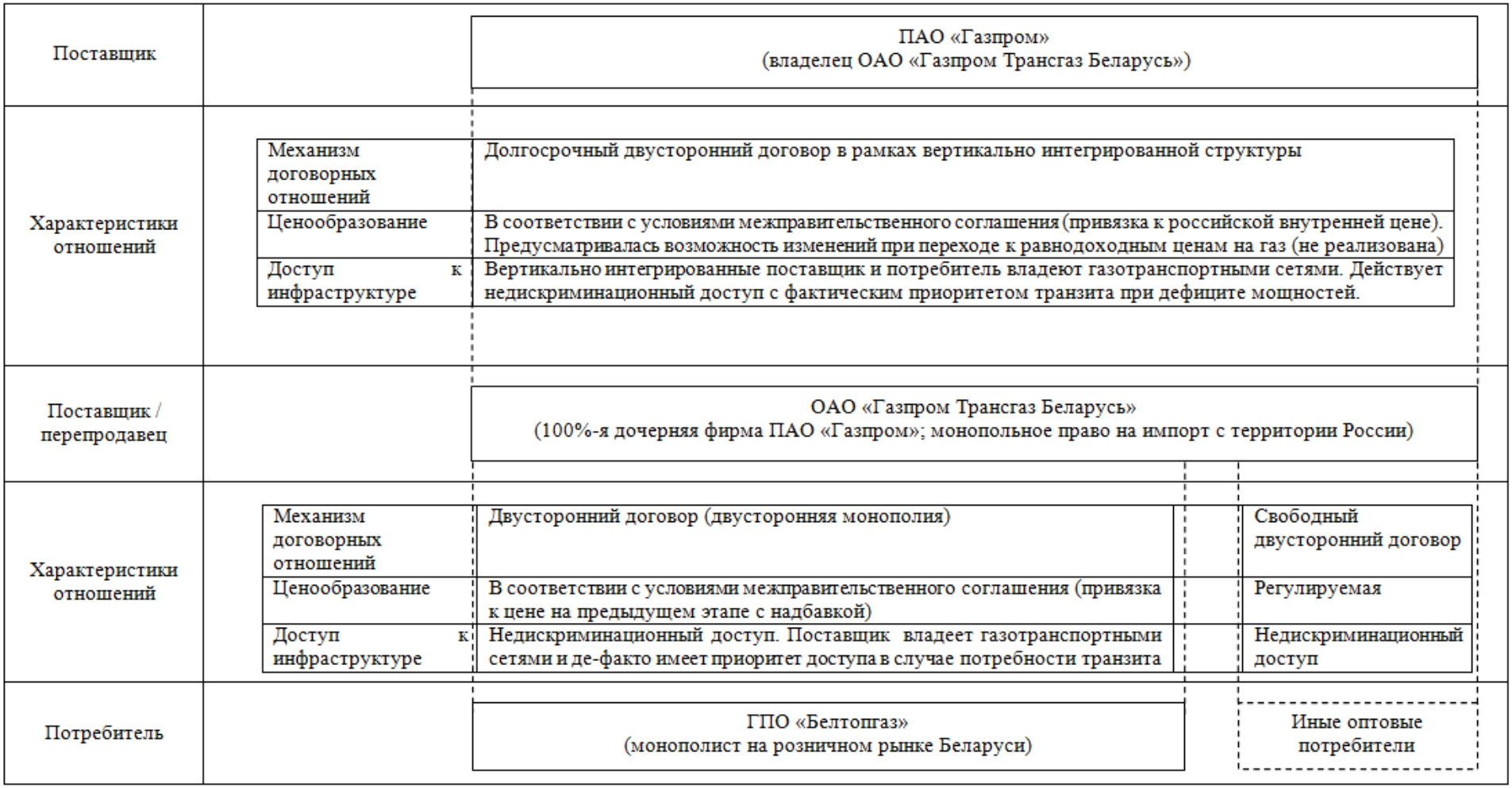
Таким образом, в Беларуси, так же как и в Армении, возможно существенное влияние доминирующего покупателя на оптовом рынке газа и продавца на розничном рынке газа на условия обращения газа в стране.

1.7.2.5 Порядок доступа участников рынка к газотранспортной системе

В соответствии со ст. 27 закона Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте» доступ к магистральной газотранспортной системе предоставляется на принципах «равнодоступности и недискриминационности». Вместе с этим при дефиците мощностей оператор вправе отдать приоритет целевому направлению использованию мощностей в соответствии с их первоначальным назначением, то есть ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» де-факто может отдавать приоритет транзиту газа ПАО «Газпром» при отсутствии свободных мощностей. В остальных

случаях дефицита мощностей доступ к свободным мощностям предоставляется пропорционально всем претендентам в соответствии с той же статьей законодательства.

Тарифы на магистральную транспортировку газа для целей внутреннего потребления регулируются белорусским законодательством, но не могут быть ниже суммы затрат и экономически обоснованной прибыли ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» в соответствии с Соглашением о «Белтрансгазе».



Источник – Аналитический центр

Рисунок 38 – Схема устройства отношений на оптовом рынке газа Беларуси, исходный этап

1.7.3 Республика Казахстан

1.7.3.1 Состав и структура участников оптовых рынков газа

Казахстан является крупным производителем газа, способным в основном самостоятельно обеспечивать свои потребности. Поэтому участниками оптового рынка газа со стороны предложения выступают в первую очередь национальные производители газа.

Продавцами газа на оптовом рынке Казахстана выступают государственная вертикально интегрированная компания АО «НК «КазМунайГаз», а также несколько нефтегазодобывающих СП, в первую очередь проекты «Тенгиз» и «Карачаганак» (с миноритарной долей АО «НК «КазМунайГаз», управляются консорциумами «Тенгизшевройл» и «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (КРО) соответственно), обеспечивающие большую часть газодобычи республики. Еще одним крупным продавцом на оптовом рынке является ПАО «Газпром», осуществляющий импортные поставки с территории России, Узбекистана и Туркменистана (по своп-контрактам.

ТОО «КазРосГаз» (СП ПАО «Газпром» и АО «НК «КазМунайГаз» на паритетной основе) является покупателем газа на оптовом рынке Казахстана для последующей поставки в Россию (прежде всего, на Оренбургский ГПЗ), в основном с Карачаганакского месторождения, а также закупает газ, импортируемый ПАО «Газпром» по различным маршрутам (в том числе переработанный в Оренбурге газ), для последующей розничной реализации.

Другим крупным покупателем на оптовом рынке газа Казахстана является АО «КазТрансГаз» (100% акций принадлежат АО «НК «КазМунайГаз») – национальный оператор в сфере газа и газоснабжения, который осуществляет закупки у внутренних поставщиков, перепродает газ собственной дочерней компании (АО «КазТрансГаз Аймак») также в рамках оптового рынка, которая в свою очередь впоследствии реализует газ на розничном рынке через собственные филиалы.

Таким образом, на оптовом рынке газа Казахстана действуют несколько крупных поставщиков и потребителей газа.

Территориальные и регуляторные особенности казахстанского рынка не позволяют говорить о наличии или потенциале *совершенной* конкуренции – на практике имеет место *монополистическая* конкуренция за счет высокой региональной дифференциации, подверженная достаточно сильному регуляторному вмешательству.

Во-первых, некоторые регионы Казахстана (Костанайская область и южные регионы) полностью или в значительной мере снабжаются импортным газом. Соответственно, в этих регионах реализуется модель двусторонней монополии на оптовом рынке, при которой единственным покупателем выступает ТОО «КазРосГаз», единственным продавцом – ПАО «Газпром» или аффилированные компании группы «Газпром».

Во-вторых, на особых принципах работает крупное месторождение Карачаганак, которое реализует сырой газ единственному покупателю – уже упоминавшемуся ТОО «КазРосГаз» – для последующей продажи в целях переработки в России. Таким образом, здесь тоже де-факто есть единственный поставщик и единственный покупатель, т. е. двусторонняя монополия.

Требования по использованию газа с месторождения Карачаганак и специальные полномочия ТОО «КазРосГаз» закреплены в Соглашении между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве в создании хозяйственного общества на базе Оренбургского газоперерабатывающего завода.

В-третьих, для обеспечения перераспределения внутренних поставок газа в нуждающиеся регионы национальный оператор – АО «КазТрансГаз», подконтрольный АО «НК «КазМунайГаз» – обладает приоритетным правом выкупа сырого и товарного газа у производителей. В этом случае один из покупателей обладает преимущественной позицией по отношению к другим, что опять означает ограничение свободной рыночной конкуренции.

В-четвертых, есть регионы, в которых расположены значительные запасы газа и действуют консорциумы-производители (в частности, Атырауская, Мангистауская, Западно-Казахстанская области). Здесь на оптовом рынке присутствует ряд продавцов и покупателей (включая и региональные газовые компании из структуры «КазТрансГаза», и оптовых промышленных потребителей), и в той или иной степени наличествует конкуренция, насколько это возможно при регулируемом ценообразовании.

1.7.3.2 Механизм договорных отношений в сфере поставок газа

Отношения между покупателями и продавцами газа в Казахстане основаны на разнородном наборе контрактов, закрепляющих фрагментированную структуру оптового рынка газа Казахстана. Наиболее значительными из них являются:

- долгосрочный контракт между ТОО «КазРосГаз» и КРО (оператор СРП на проекте «Карачаганак») до 2038 года на объем до 9 млрд куб. м в год, подразумевающий закупку газа у КРО с Карачаганакского месторождения и дальнейшую поставку газа на Оренбургский газоперерабатывающий завод;
- Соглашение о встречных поставках газа между ПАО «Газпром», НХК «Узбекнефтегаз» и АО «НК «КазМунайГаз» от 2006 года, подразумевающее осуществление своп-операций по передаче газа Карачаганакского месторождения со стороны ТОО «КазРосГаз» в адрес ПАО «Газпром» в обмен на поставку газа ПАО «Газпром» напрямую на север Казахстана в адрес ТОО «КазРосГаз» и закупку ПАО «Газпром» у НХК «Узбекнефтегаз» для перепродажи также ТОО «КазРосГаз» с регулярной пролонгацией и пересмотром объемов и цен.

Указанные контракты формально закрепили в длительном периоде эксклюзивные отношения в сегменте оптового рынка газа Казахстана, связанного с внешнеторговыми операциями (наряду с экспортным контрактом на поставки в Россию, который рассмотрен в п. 1.7.5). Соглашение о встречных поставках газа (своп-поставках) является более гибким в силу того, что оно каждый раз пролонгируется на небольшой срок (год).

Существуют контракты, предусматривающие реализацию преимущественного государства в сфере газа. Каждый оператор месторождения обязан предложить государству заключить такой контракт (кроме оператора СРП) по регулируемой цене, причем данный контракт заключается не менее чем на год. Это также искажает потенциальное конкурентное равновесие.

Наравне с этими контрактами присутствует также ряд внутренних двусторонних договоров, заключаемых на свободном рынке и в рамках относительно конкурентной среды: частные оптовые покупатели приобретают газ у различных производителей (впрочем, также по регулируемым ценам). Также присутствуют контракты между государственными участниками – например, между АО «КазТрансГаз» и его дочерней структурой АО «КазТрансГаз Аймак».

Механизмы биржевой торговли газом в стране отсутствуют, хотя в отдельных регионах – на западе страны – деятельность нескольких поставщиков и покупателей создает предпосылки для ее развития, хотя есть и препятствия в виде регуляторных рисков, таких как приоритетное право покупки национального оператора.

1.7.3.3 Механизм ценообразования на газ

Предельные оптовые цены на газ в Казахстане в рамках внутренних контрактных отношений (в том числе цены, по которым АО «КазТрансГаз» продает газ в рамках вертикально интегрированной структуры) регулируются Министерством энергетики страны в соответствии с Законом Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 532-IV «О газе и газоснабжении».

При этом существует несколько важных особенностей регулирования, в том числе особенный режим при реализации преимущественного права государства на закупку газа, снятие общего регулирования для СРП при наличии преимущественного права государства. Это приводит к наличию различных регулируемых цен в стране.

В случае реализации преимущественного права государства регулируемые цены устанавливаются на основе себестоимости добычи газа, определяемой на базе проектной документации.

При осуществлении СРП положения относительно преимущественного права государства и относительно регулирования цен применяются в соответствии с самим соглашением.

В случае регулирования по общим принципам предельная регулируемая цена в регионе формируется на основе данных о ценах газа, получаемого из-за рубежа, и приобретаемого по преимущественному праву государства.

Особые принципы касаются и газа, приобретаемого за границей по долгосрочным соглашениям. Например, цена закупки среднеазиатского газа ТОО «КазРосГаз» у «Газпрома» привязана к цене поставки газа Карачаганакского месторождения для последующей переработки в Оренбурге.

Во всех этих случаях цены могут быть разными, что еще более усугубляет отклонение оптовых рынков газа Казахстана от конкурентного равновесия.

1.7.3.4 Распределение прав собственности на газотранспортные и газосбытовые организации и активы

АО «КазТрансГаз» является оператором газотранспортной и газораспределительной системы страны (ПХГ являются неотъемлемым элементом газотранспортной системы в соответствии с национальными нормами), собственность на соответствующие активы принадлежит группе предприятия АО НК «КазМунайГаз» (Рисунок 39).

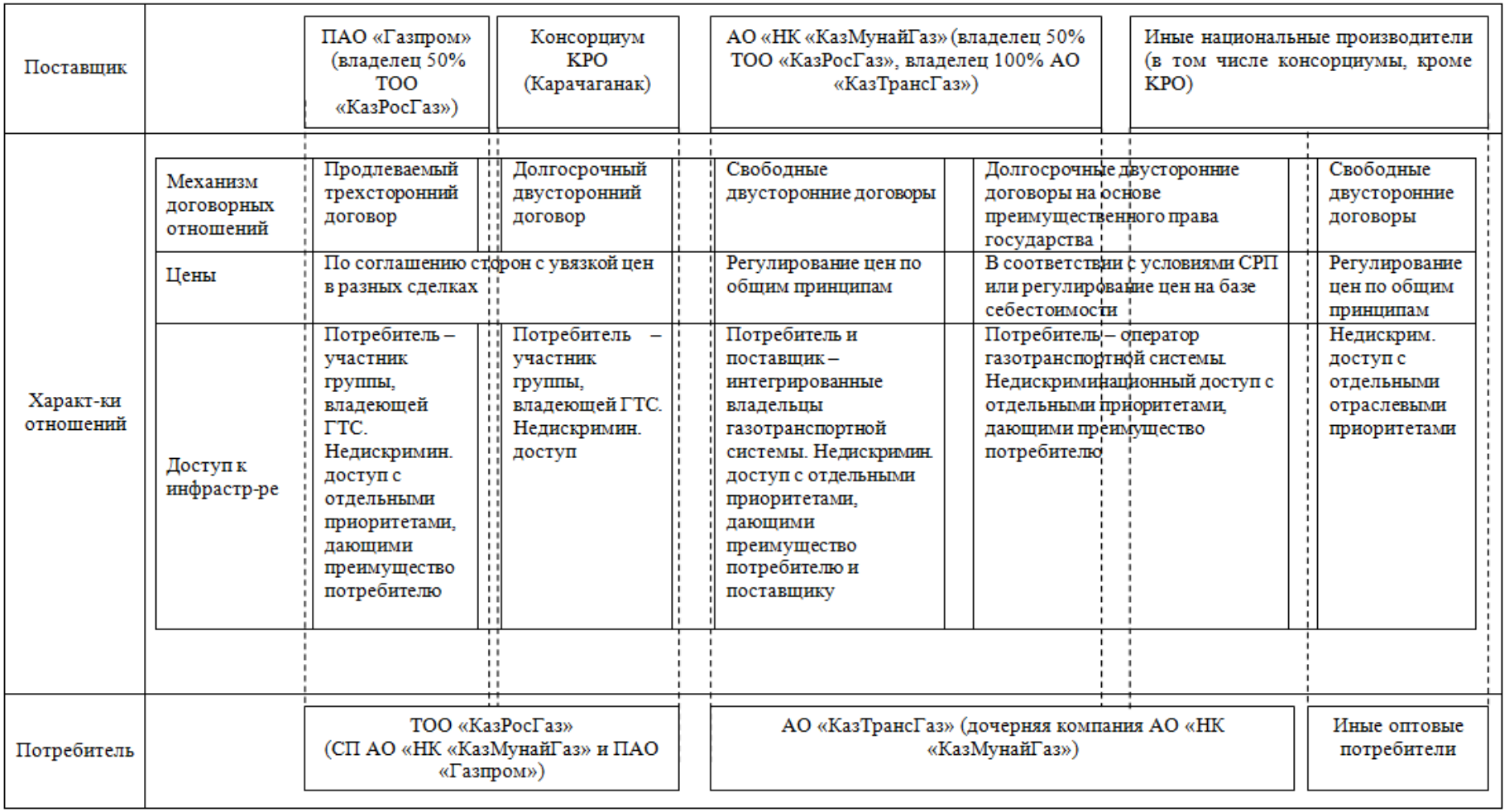
Как и в случае с ранее рассмотренными государствами-членами, это порождает риски антиконкурентных действий со стороны собственника газотранспортной системы, являющегося одновременно и поставщиком.

Вместе с тем в Казахстане существует и газотранспортная инфраструктура, принадлежащая частным лицам и организациям. Например, в число этих организаций входит консорциум «ТенгизШеврОйл» – собственник регионального газопровода.

1.7.3.5 Порядок доступа участников рынка к газотранспортной системе и ПХГ

В соответствии с приказом Министра национальной экономики Казахстана от 29 декабря 2014 г. № 175 «Об утверждении Правил предоставления равных условий доступа к регулируемым услугам (товарам, работам) в сфере естественных монополий» всем потребителям услуг в сфере естественных монополий предоставляется равный доступ к услугам по транспортировке газа по магистральным и распределительным газопроводам, а также по хранению газа.

При дефиците мощностей газотранспортной системы вводится в действие лист приоритетов, подразумевающих преимущество населения и коммунально-бытового сектора. Данный документ также декларирует «проведение единой тарифной политики в отношении всех потребителей услуг» в рамках политики предоставления равного доступа.



Источник – Аналитический центр

Рисунок 39 – Схема устройства отношений на оптовом рынке газа Казахстана, исходный этап

1.7.4 Кыргызская Республика

1.7.4.1 Состав и структура участников оптовых рынков газа

Для Кыргызстана, как и для Армении и Беларуси, в качестве оптового рынка целесообразно рассматривать только отношения, связанные с закупкой газа в ходе трансграничных поставок. Впоследствии единственный покупатель газа распространяет газ уже на розничном рынке страны через сеть своих газораспределительных филиалов.

Единственным покупателем газа на оптовом рынке Кыргызстана и единственным продавцом на розничном рынке выступает компания ОсОО «Газпром Кыргызстан» (на 100% принадлежит ПАО «Газпром»). В соответствии с Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Кыргызской Республики о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики от 2013 года (далее – Соглашение о «Кыргызгазе») этой компании принадлежит исключительное право на импорт газа на территорию Кыргызстана.

Единственным продавцом газа на оптовом рынке является ПАО «Газпром» (через дочерние организации), закупающее газ для Кыргызстана в других среднеазиатских странах (в частности, в Узбекистане). 90% потребления газа Кыргызстана обеспечивается импортом, ведущимся с территорий Узбекистана и Казахстана. Помимо этого, до 10% потребления газа Кыргызстана обеспечивается внутренней добычей, которую ведет компания ОАО «Кыргызнефтегаз», контролируемая государством.

Наличие единственного импортера газа, аффилированного с крупнейшим поставщиком газа, является ограничением для развития рынка газа, поскольку оно обусловливает монопсонию на внутреннем оптовом рынке газа и является фактором монополии на данном рынке. Сохранение указанных рыночных особенностей при переходе к общему рынку газа может ограничить получение выгод от процесса интеграции как конечными потребителями в Кыргызстане, так и широким кругом поставщиков (потенциальных) газа в страну.

Вместе с этим Соглашение о «Кыргызгазе» не закрепляет существование единственного поставщика газа в страну: как и в случае Армении и Беларуси, теоретически возможны закупки газа со стороны ОсОО «Газпром Кыргызстан» не только у ПАО «Газпром», но и у альтернативных поставщиков газа, хотя на практике это представляется маловероятным на данном этапе.

1.7.4.2 Механизм договорных отношений в сфере поставок газа

Оптовые продажи газа осуществляются на основе долгосрочных контрактов ОсОО «Газпром Кыргызстан» с компаниями группы «Газпрома». В частности, в 2014 году был заключен

контракт с Gazprom Schweiz AG, подразумевающий перепродажу среднеазиатского газа на юг Кыргызстана.

Договорные отношения компаний группы ПАО «Газпром» с ОсОО «Газпром Кыргызстан» фиксируют существование вертикально интегрированной монополистической структуры отношений на оптовом рынке газа страны. Объем потребления Кыргызстана практически полностью обеспечивается за счет указанных контрактов, а возможность переключения на других поставщиков ограничена интегрированным управлением поставщиком и потребителем в рамках единой организационной структуры.

Указанная система имеет и определенные преимущества в плане минимизации рисков разрыва контрактных отношений и преодоления проблем «двойной надбавки» при монополистическом ценообразовании на рынках двусторонней монополии. Но в перспективе фиксация этой системы препятствует доступу широкого круга поставщиков и потребителей к поставкам газа в Кыргызстан, что не позволит реализовать потенциальные выгоды от создания общего рынка газа Союза.

Механизмы биржевой торговли газом в стране отсутствуют. В условиях сложившейся монополистической структуры оптового рынка газа их развитие не представляется обоснованным.

1.7.4.3 Механизм ценообразования на газ

В отличие от ситуации с трансграничными поставками газа российским поставщиков на оптовые рынки Армении и Беларуси, в случае Кыргызстана оптовые цены или механизмы их формирования не оговариваются межправительственными документами. Поэтому оптовые цены газа соответствуют контрактным ценам продаж ПАО «Газпром» в соответствии с ценовой политикой этой организации.

Вместе с этим цены ПАО «Газпром» де-факто ограничены тем, что в соответствии с Соглашением о «Кыргызгазе» розничные цены регулируются государством. Они основываются на затратах ОсОО «Газпром Кыргызстан» на приобретение и дальнейшее использование газа. Таким образом, с одной стороны, возникает опосредованное ограничение на установление монопольно высоких цен на оптовом рынке, поскольку оптовый покупатель, также входящий в структуру ПАО «Газпром», будет вынужден продавать газ по регулируемым ценам, обоснованность которых контролируется государством. В то же время розничное ценообразование для единственного импортера, основанное на его затратах, ограничивает его стимулы к поиску наиболее эффективных вариантов поставки газа на оптовом рынке.

1.7.4.4 Распределение прав собственности на газотранспортные и газосбытовые организации и активы

Система магистральных и распределительных газопроводов, газосбытовые организации и ПХГ в Кыргызстане полностью принадлежат ОсОО «Газпром Кыргызстан». Вследствие интеграции поставок и транспортировки газа в рамках одной организационной структуры существуют риски злоупотребления доминирующим положением (Рисунок 40).

1.7.4.5 Порядок доступа участников рынка к газотранспортной системе

Межправительственное соглашение о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики между Россией и Кыргызстаном от 2013 года предусматривает, что государство не вмешивается в тарифообразование на услуги по транспортировке и хранению газа. Закон «О естественных монополиях в Кыргызской Республике» указывает, что транспортировка, распределение, хранение и продажа природного газа входят в состав естественных монополий. Закон обязывает монополиста обеспечить доступ потребителей к соответствующим услугам, однако понятия равного и/или недискриминационного доступа отсутствуют, порядок доступа определяется правительством страны.



Источник – Аналитический центр

Рисунок 40 – Схема устройства отношений на оптовом рынке газа Кыргызстана, исходный этап

1.7.5 Российская Федерация

1.7.5.1 Состав и структура участников оптовых рынков газа

Россия является крупным производителем газа, обеспечивающим потребности внутреннего рынка. Как и в Казахстане, предложение на оптовом рынке преимущественно обеспечивается национальными производителями.

Продавцами на оптовом рынке газа России выступают ряд нефтегазовых компаний, самостоятельно добывающих газ или перепродающих его. Большая часть рынка контролируется тремя компаниями: ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть» и ОАО «НОВАТЭК», суммарная доля которых составляет свыше 70%, в том числе доля ПАО «Газпром» – около 50%. Эти доли характеризуют оптовый рынок до перепродажи газа («на устье скважины»), с учетом выкупа ПАО «Газпром» существенной части производства газа как вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), так и иных добывающих предприятий.

Помимо этого, продавцами на оптовом рынке газа в рамках трансграничных поставок выступают АО «КазРосГаз», поставляющий газ, в том числе, на Оренбургский газоперерабатывающий завод, и НХК «Узбекнефтегаз». В масштабах национального спроса роль импортных поставок невелика (2–3%). Поставки газа из Туркмении с 2016 года прекращены.

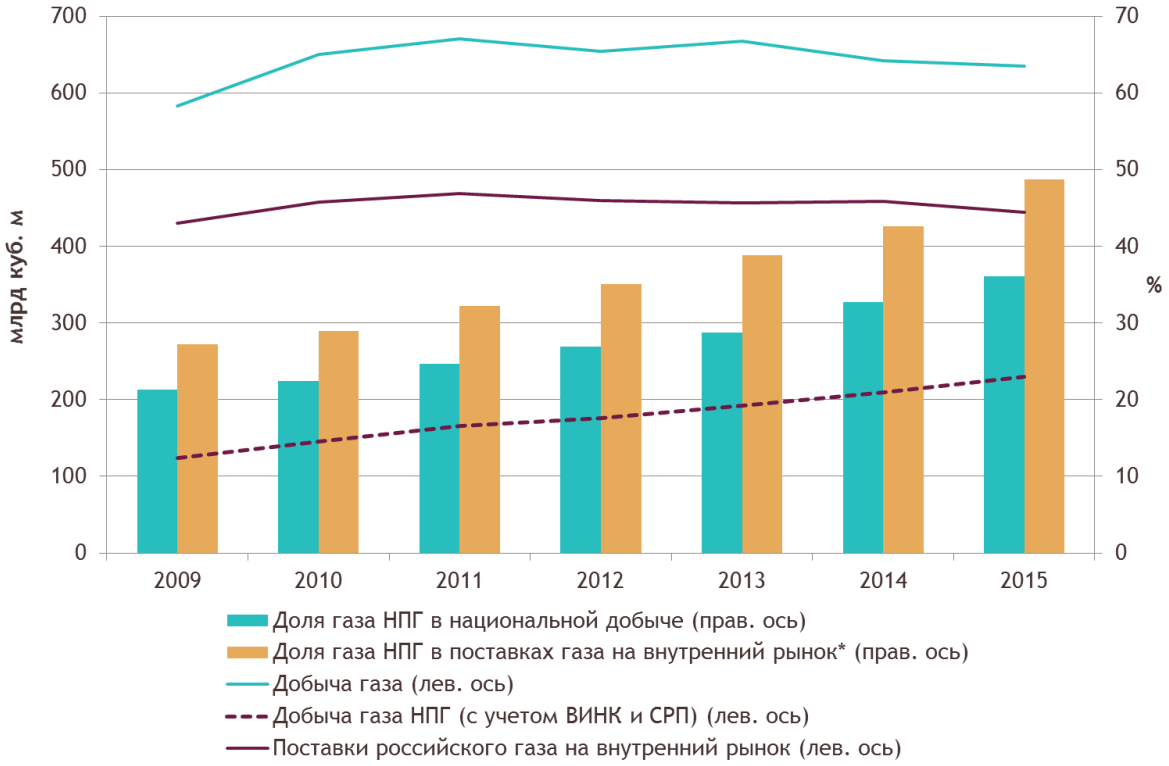
Покупателями на оптовом рынке являются региональные газовые компании («газосбыты»), подконтрольные преимущественно ПАО «Газпром» и впоследствии реализующие газ на розничном рынке, крупные промышленные предприятия (в т. ч. ТЭС), газовые трейдеры.

Наличие значительного количества поставщиков и потребителей создает предпосылки для развития конкуренции на оптовом рынке газа России. Эта тенденция выразилась в росте добычи и поставок на внутренний рынок со стороны независимых поставщиков газа (НПГ, т. е. всех поставщиков, кроме ПАО «Газпром») в последние годы (Рисунок 41).

Вместе с этим оптовый рынок газа России, как и Казахстана, сильно фрагментирован, и говорить об однородной рыночной структуре на территории страны не приходится. Фактическое состояние конкуренции зависит от присутствия поставщиков в отдельных регионах страны, которое в свою очередь определяется платежеспособностью региональных потребителей и параметрами регулирования цен на газ и тарифов на магистральную транспортировку газа.

Российские регионы могут быть разделены на несколько групп по степени развития конкуренции, сильно зависящие от территориального расположения. Регионы, близкие к районам добычи, или характеризующиеся высоким спросом и хорошей платежной дисциплиной (Западная Сибирь, Урал, Москва и Санкт-Петербург), привлекают независимых поставщиков газа. В этих субъектах Федерации либо наблюдается активная конкуренция между поставщиками, либо доминирует кто-либо из НПГ (например, в Челябинской области). В удаленных от районов

добычи регионах, потребление в которых субсидируется за счет ограниченных регулируемых цен, и субъектах Федерации с низкой платежной дисциплиной доминирует или присутствует в качестве единственного поставщика, как правило, ПАО «Газпром».



Источник – ЦДУ ТЭК, Минэнерго России, расчет и оценка Аналитического центра. * Без учета газа СРП, направляемого на экспорт.

Рисунок 41 – Основные показатели роли НПГ (включая вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) и соглашения о разделе продукции (СРП)) на рынке газа России

Помимо этого, в стране есть регионы, не подключенные к Единой системе газоснабжения, на территории которых поставки газа по изолированным системам газоснабжения осуществляют либо отдельные крупные производители (например, ПАО «Роснефть» в Хабаровском крае) или малые и средние региональные добывающие компании (например, в Республике Саха (Якутия)).

1.7.5.2 Механизм договорных отношений в сфере поставок газа

Газ реализуется преимущественно на основе долгосрочных и среднесрочных контрактов производителей и потребителей, свободно заключаемых на внебиржевом рынке, в рамках более или менее развитой конкурентной среды, в зависимости от региона. В ряде случаев ПАО «Газпром» вынужденно заключает контракты с потребителями газа как гарантирующий поставщик де-факто, в связи с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 31 марта1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

Импортные поставки газа на внутренний рынок осуществляются на основе долгосрочных контрактов компаний группы ПАО «Газпром» с зарубежными партнерами, в том числе в рамках описанного ранее взаимодействия с ТОО «КазРосГаз».

Часть газа продается производителями ПАО «Газпром» на входе в ГТС для дальнейшей реализации, но крупные независимые продавцы заключают контракты напрямую с потребителями.

С 2014 года в стране также функционируют организованные торги природным газом на базе Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (СПбМТСБ). Торги ведутся в режиме «на следующий месяц» и «на сутки». Объем биржевых контрактов (с физической поставкой) в 2015 году составил 7,6 млрд куб. м, то есть около 1,5–2% национального потребления газа.

1.7.5.3 Механизм ценообразования на газ

ФАС России регулирует оптовые цены на газ, поставляемый ПАО «Газпром» (с возможностью повышения цены в пределах 10% в отдельных случаях), в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации».

Оптовые цены на газ регулируются по формуле, которая включает, в том числе, привязку к экспортной цене газа (на основе расчета нетбэка) и региональную диверсификацию. В составе этой цены в явном виде не учитываются расходы на транспортировку по магистральным газопроводам, но де-факто этот компонент принимается во внимание в рамках региональной составляющей.

НПГ продают газ по нерегулируемым ценам, но фактически их ценовая политика привязана к регулируемым ценам: это обусловливает возможность успешного ведения ими ценовой конкуренции за счет предоставления скидок к цене ПАО «Газпром».

Оптовые цены на газ, реализуемый на организованных торгах, не регулируются.

1.7.5.4 Распределение прав собственности на газотранспортные и газосбытовые организации и активы

Магистральные газопроводы, объединенные в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) России, принадлежат ПАО «Газпром» или аффилированным структурам. Распределительные газопроводы принадлежат региональным газораспределительным организациями (ГРО), почти все они тоже контролируются ПАО «Газпром». ПХГ страны также принадлежат ПАО «Газпром» (Рисунок 42).

В связи с этим, как и в других государствах – членах ЕАЭС, в России сохраняются риски неравного положения поставщиков газа в связи с исключительным положением собственника газотранспортных систем (как с точки зрения дополнительных прав, так и с точки зрения дополнительных обязанностей и издержек).

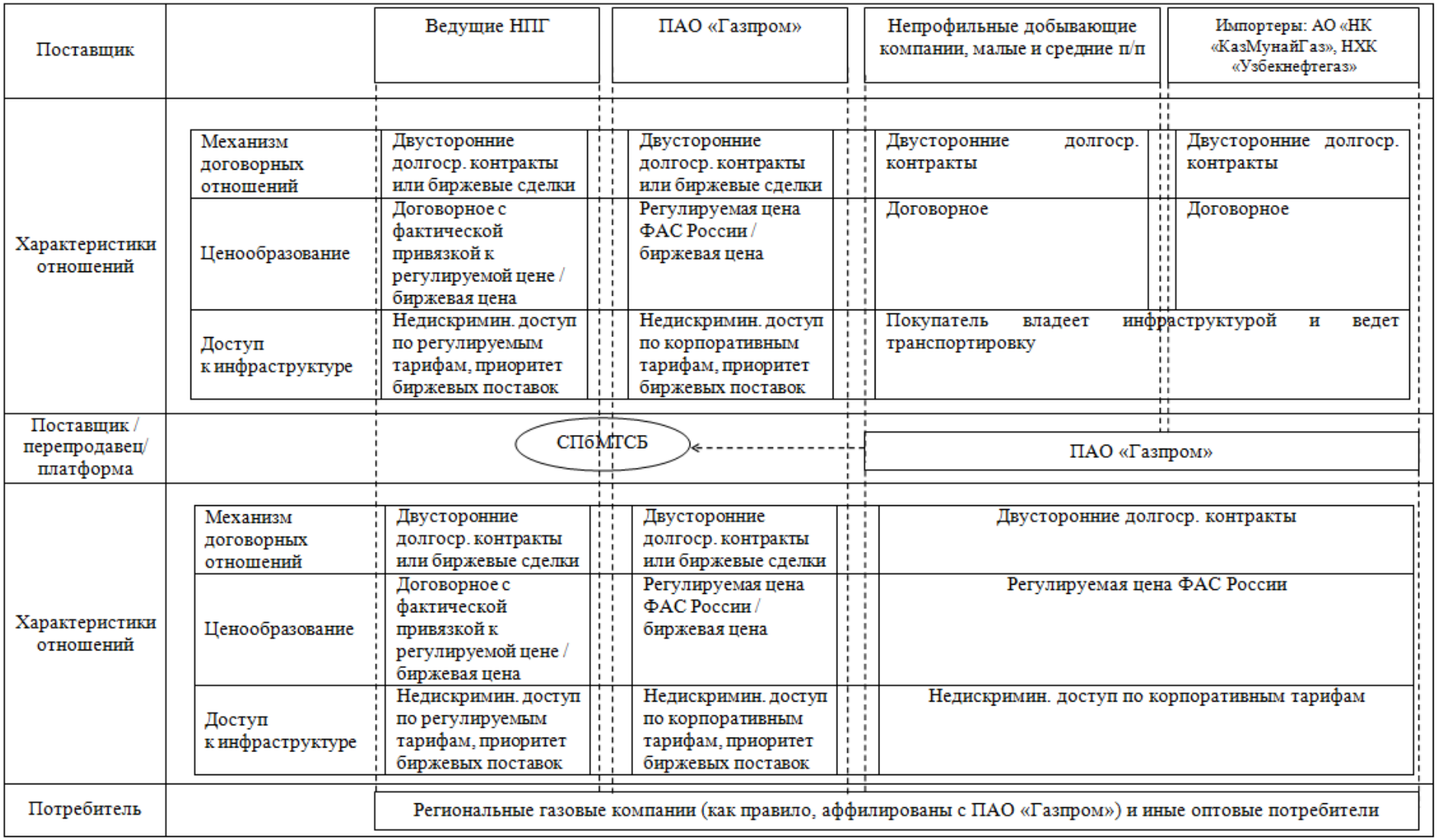
1.7.5.5 Порядок доступа участников рынка к газотранспортной системе

Закон «О газоснабжении в Российской Федерации» предусматривает обязанность собственников системы газоснабжения (в том числе ЕСГ) обеспечивать недискриминационный доступ к газотранспортным и газораспределительным сетям всем потребителям услуг транспортировки газа при наличии свободных мощностей. Недостаточная прозрачность определения свободных мощностей является потенциальной возможностью ограничения доступа. Вместе с тем ограниченный внутренний спрос на газ и активное строительство инфраструктуры обеспечили снижение напряженности относительно обеспечения недискриминационного доступа к газопроводам.

В случае недостатка свободных мощностей приоритет получают поставки для коммунальных и бытовых нужд населения, во вторую очередь – биржевые поставки газа.

ФАС России также отдельно регулирует тарифы на транспортировку газа по магистральным газопроводам для НПГ, и это регулирование является поводом для конфликтов: во-первых, по причине того, что указанные тарифы для ПАО «Газпром» не применяются, во-вторых, потому что соотношение цен на газ и тарифов на транспортировку для НПГ оказывает влияние на нетбэк, получаемый НПГ в разных регионах и, следовательно, на привлекательность того или другого региона для прихода НПГ в качестве поставщиков.

Доступ к ПХГ в законодательстве не регламентируется.



Источник – Аналитический центр

Рисунок 42 – Схема устройства отношений на оптовом рынке газа России, исходный этап

1.7.6 Общая модель торгово-экономических отношений между государствами – членами ЕАЭС в газовой сфере

Торгово-экономические отношения государств – членов ЕАЭС в газовой сфере могут быть по-разному квалифицированы в зависимости от целей исследования, в частности, могут включать или не включать вопросы взаимного участия в добывающих проектах, совместной деятельности в третьих странах и т. п.

Для целей данной работы, то есть с точки зрения формирования общего рынка газа Союза, важнейшим аспектом этих отношений является непосредственно торговля газом и прямо связанные с ней правоотношения. Они могут быть описаны по тем же критериям, по которым в предыдущих разделах были описаны оптовые рынки газа. При этом из моделей национальных рынков фактически исключаются отношения, касающиеся исключительно внутренних рынков, а также сделок с третьими сторонами за пределами ЕАЭС.

При этом вопрос распределения прав собственности на газотранспортные и газосбытовые организации и активы выносится за пределы рассмотрения, поскольку предполагается, что он находится в национальной юрисдикции и решается на национальном уровне. Существенные изменения в данной сфере этой научно-исследовательской работой не предполагаются.

1.7.6.1 Состав и структура участников торгово-экономических отношений в сфере поставок газа

Участниками торгово-экономических отношений в сфере оптовых поставок газа между государствами-членами являются государственные газовые компании: ЗАО «Газпром Армения», ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (и опосредованно – ГПО «Белтопгаз»), АО НК «КазМунайГаз» (и его совместная с ПАО «Газпром» дочерняя организация ТОО «КазРосГаз»), ПАО «Газпром» (и дочерние организации), ОсОО «Газпром Кыргызстан».

На данный момент состав этих участников в большинстве случаев зафиксирован как долгосрочными контрактами, так и межправительственными соглашениями. В Армении, Беларуси, Кыргызстане установлены законодательные монополии на импорт газа из России, что влечет за собой описанные ранее риски с точки зрения эффективности сложившихся таким образом монополистических рыночных структур и возможности их интеграции в формирующийся общий рынок газа Союза, хотя у такого эксклюзивного характера отношений при ограниченном развитии инфраструктуры и нормативно-правовой базы есть и плюсы, в первую очередь обеспечение надежности отношений в рамках вертикально интегрированных структур управления.

1.7.6.2 Механизм договорных отношений в сфере поставок газа

Основным механизмом договорных отношений являются долгосрочные контракты, заключенные между ПАО «Газпром» и контрагентами (на импорт газа – с компаниями из Беларуси, Армении, Кыргызстана, на импорт и встречные поставки – с партнерами из Казахстана).

Указанные договоры имеют ограниченный и не слишком долгий срок действия (или и вовсе ежегодно продлеваются), так что они должны, как правило, истечь до предполагаемого полномасштабного старта функционирования общего рынка газа Союза.

Вместе с тем договорные отношения основаны на межправительственных соглашениях с неограниченным сроком действия (за исключением отдельных аспектов с ограничением по срокам), оговаривающих основы отношений сторон в сфере поставок газа, в том числе и вопросы ценообразования. Положения этих межправительственных соглашений в ряде случае (в частности, в случае эксклюзивного права на импорт газа) противоречат задачам создания общего рынка газа Союза и поэтому, как предполагается, с началом полномасштабного функционирования общего рынка газа Союза соглашения должны быть отменены.

1.7.6.3 Механизм ценообразования на газ

В рамках торгово-экономических отношений между государствами-членами и их хозяйствующими субъектами используются различные механизмы ценообразования. Обычно используются долгосрочные механизмы ценообразования, оговоренные в межправительственных соглашениях, с привязкой к какому-либо ориентиру, обеспечивающему экономическую обоснованность цен.

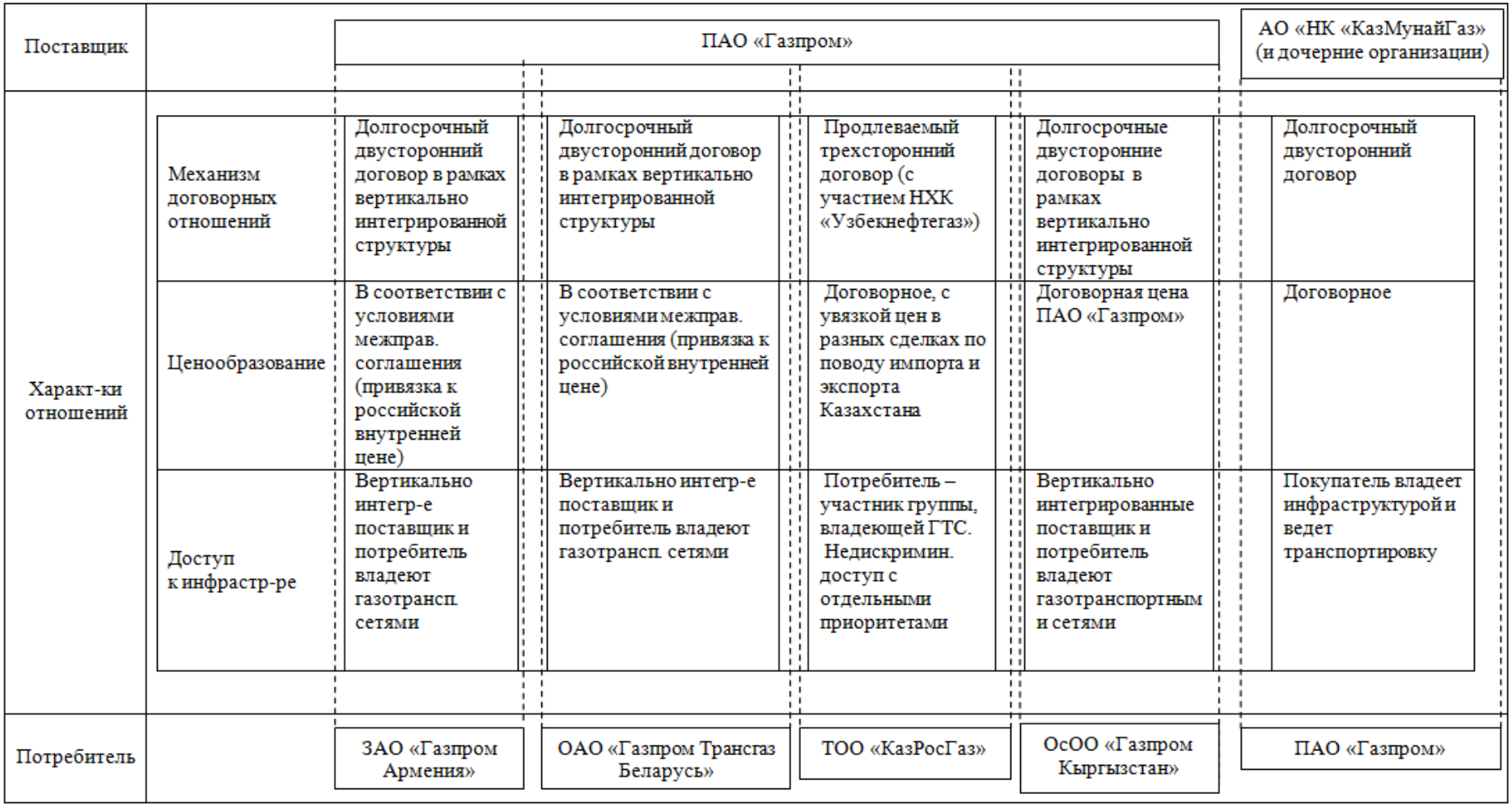
В отношениях между Арменией и Россией, Беларусью и Россией применяется ориентир в виде внутренних оптовых цен России в определенных регионах (Оренбург и Ямало-Ненецкий автономный округ соответственно) с учетом транспортных расходов, в отношениях между Россией и Казахстаном применяется увязка цен на газ, импортируемый и экспортируемый из Казахстана. В отношениях между Россией и Кыргызстаном на уровне межправительственных договоренностей такой ориентир отсутствует, цена устанавливается на договорной основе.

1.7.6.4 Порядок доступа участников рынка к газотранспортной системе

Эксклюзивный характер взаимоотношений участников оптовых поставок газа между странами ЕАЭС, строящихся на базе межправительственных соглашений и с вовлечением собственников газотранспортных систем или даже с передачей газотранспортных систем в состав вертикально интегрированных компаний других государств – членов Союза, снижает на данном этапе актуальность проблем доступа (Рисунок 43).

Очевидно, что от обеспечения доступа закупаемого газа от единственного (или крупнейшего) поставщика к газотранспортной системе в ряде стран (Армения, Беларусь, Кыргызстан) зависит энергетическая безопасность страны, поэтому для этих стран об ограничениях доступа импортного газа в газотранспортную систему речь не идет.

Несколько сложнее стоит вопрос в отношениях России и Казахстана, в которых на данный момент не решен вопрос о правовом формате перемещения газа Казахстана через территорию России. При развитии общего рынка газа эта проблема обострится, но пока, в рамках двусторонних закупок и своп-операций России и Казахстана она не является приоритетной.



Источник – Аналитический центр

Рисунок 43 – Схема устройства отношений между государствами – членами ЕАЭС по поводу поставок газа, исходный этап

1.8 Модели, описывающие состояние организационно-функциональной структуры и государственного регулирования внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС, а также торгово-экономических отношений в газовой отрасли между государствами-членами ЕАЭС, на момент завершения каждого из этапов формирования общего рынка газа ЕАЭС

Предполагается, что на первом этапе создания общего рынка газа ЕАЭС, то есть до начала 2020 года, продолжат функционировать действующие модели национальных внутренних оптовых рынков газа и торгово-экономических отношений между государствами – членами ЕАЭС по поводу поставок газа. Впоследствии, уже на этапе формирования общего рынка газа, эти отношения могут измениться, несмотря на то что начало полномасштабного функционирования рынка запланировано на 2025 год.

Поскольку предполагается создание общего рынка газа Союза при одновременном сохранении внутренних рынков газа государств – членов Союза с их особенностями, изменения будут затрагивать преимущественно торгово-экономические отношения в рамках ЕАЭС по поводу трансграничных поставок газа, хотя, безусловно, внутренние оптовые рынки газа и Общий рынок газа Союза будут тесно связаны друг с другом.

В данном подразделе будут рассмотрены возможные изменения именно в части отношений по поводу поставок газа между странами ЕАЭС и предложены соответствующие скорректированные модели этих отношений с учетом того, как они могут повлиять на модели внутренних оптовых рынков газа государств – членов Союза.

Также в конце данного подраздела для целей сопоставления и в качестве иллюстрации векторов возможного развития рынка газа Союза рассмотрена эволюция рынков газа крупных федеративных государств и регионов (США и Европы), а также проанализированы примеры органов управления общим рынком газа из практики Евросоюза.

1.8.1 Модели рынков газа ЕАЭС по итогам первого этапа создания общего рынка

Первый этап создания общего рынка в соответствии с Концепцией формирования общего рынка газа Союза подразумевает, что к 2020 году будут достигнуты следующие результаты:

– проведена гармонизация законодательства в части регулирования общего рынка газа;

– обеспечен доступ заинтересованных сторон к полной информации о свободных газотранспортных мощностях;

– достигнута унификация нормативно-технической документации (включая стандарты газа и стандарты газотранспортных систем);

– создана система информационного обмена в части сведений о рынках газа государств ЕАЭС;

– разработаны согласованные правила доступа к газотранспортным системам;

– установлен согласованный порядок биржевой торговли на общем рынке газа ЕАЭС;

– сформирован индикативный баланс газа ЕАЭС;

– выработаны предложения по модернизации инфраструктуры для целей интеграции рынка с учетом выявленных инфраструктурных ограничений.

Последние две позиции мало повлияют на фактические модели рынка после первого этапа, в то время как реализация первых шести задач позволит начать переход к модели общего рынка газа ЕАЭС. Она создает базу для объединения множества участников оптовых рынков газа на всей территории ЕАЭС за счет обеспечения доступа всех участников общего рынка газа ЕАЭС к газотранспортным системам и к биржевой торговле друг с другом в пределах ЕАЭС. Кроме этого, предполагается, что будут сняты национальные регуляторные ограничения, де-факто препятствующие ведению торговли газом в пределах ЕАЭС организациями, кроме государственных нефтегазовых компаний, контролирующих при этом внешнеторговую инфраструктуру.

Единство требований к параметрам газа и иным техническим стандартам, наличие полной информации о свободных транспортных мощностях, снятие регуляторных барьеров «на границах» за счет гармонизации законодательства способны существенно снизить помехи для доступа потребителей и производителей к трансграничным сделкам по купле-продаже газа. Наличие согласованных правил доступа к газотранспортным системам, согласованного порядка биржевой торговли, а также полноценной актуальной информации о ситуации на рынках газа других стран ЕАЭС снизит неопределенность осуществления таких сделок и повысит привлекательность трансграничных операций.

Вместе с этим наличие согласованных правил не означает фактического предоставления беспрепятственного доступа к ГТС или к биржевым торгам, к тому же фактически формирование правовой базы еще будет в стадии активного развития.

Ограничением на развитие новых отношений станет и наличие действующих контрактов на поставку газа. В условиях апробации новых механизмов сложно ожидать того, что стороны завершат или пересмотрят свои долгосрочные и среднесрочные контракты уже к моменту завершения первого этапа создания общего рынка – к 2020 году.

Маловероятно в этот период и повсеместное развитие биржевых механизмов: в условиях, когда на биржу в Армении, Беларуси или Кыргызстана с высокой вероятностью выйти только один поставщик – ПАО «Газпром» – введение в действие биржевых механизмов нецелесообразно.

Вместе с этим организованные торги газом к 2020–2021 годам могут получить развитие в России и в Казахстане: в России это является официальным вектором развития газового рынка, в Казахстане это целесообразно с учетом наличия нескольких поставщиков, перспектив роста добычи и в контексте желательности формирования для них собственной торговой площадки при дальнейшем развитии продаж на территории ЕАЭС. Но развитие полноценной биржевой торговли потребует обеспечения возможности поставщикам выходить на биржу независимо от транспортных и сбытовых компаний.

Таким образом, по итогам первого этапа можно ожидать только первых шагов по изменению системы отношений на рынках газа: пилотных, пробных проектов в части поставок газа со стороны поставщиков и/или потребителей, ранее не участвовавших в трансграничных поставках газа.

Но реализация этих проектов на практике все еще будет требовать специальных договоренностей для обеспечения доступа к рынку другой страны ЕАЭС, поскольку по итогам первого этапа еще не вступят в силу обязательства по предоставлению недискриминационного доступа.

В связи с этим целесообразно ожидать, что фактически новые трансакции на общем рынке газа Союза не будут происходить до завершения второго этапа создания общего рынка, однако условия для осуществления этих трансакций: заключение контрактов, снятие инфраструктурных ограничений – будут создавать уже на данном этапе. Поэтому по итогам первого этапа можно рассчитывать на следующие параметры отношений в рамках формирующегося общего рынка газа Союза.

Состав и структура участников. Состав участников рынка существенно не изменится, однако на рынке в качестве *потенциальных* участников могут появиться новые поставщики, ранее не занимавшиеся трансграничными поставками, прежде всего крупные НПГ из России или частные добывающие предприятия Казахстана.

Механизм договорных отношений в сфере поставок газа. Действующие контракты сохранятся или будут продлены в примерном соответствии с их действующим составом и структурой. Но при условии гармонизации законодательства (вплоть до корректировки исключающих положений в межправительственных соглашениях) в соответствии с задачами формирования общего рынка газа могут быть заключены или подготовлены к заключению новые краткосрочные и долгосрочные «пилотные» контракты (с поставкой в будущие периоды, после 2021 года или даже после 2025 года, скорее всего, на исходно низкий объем поставок

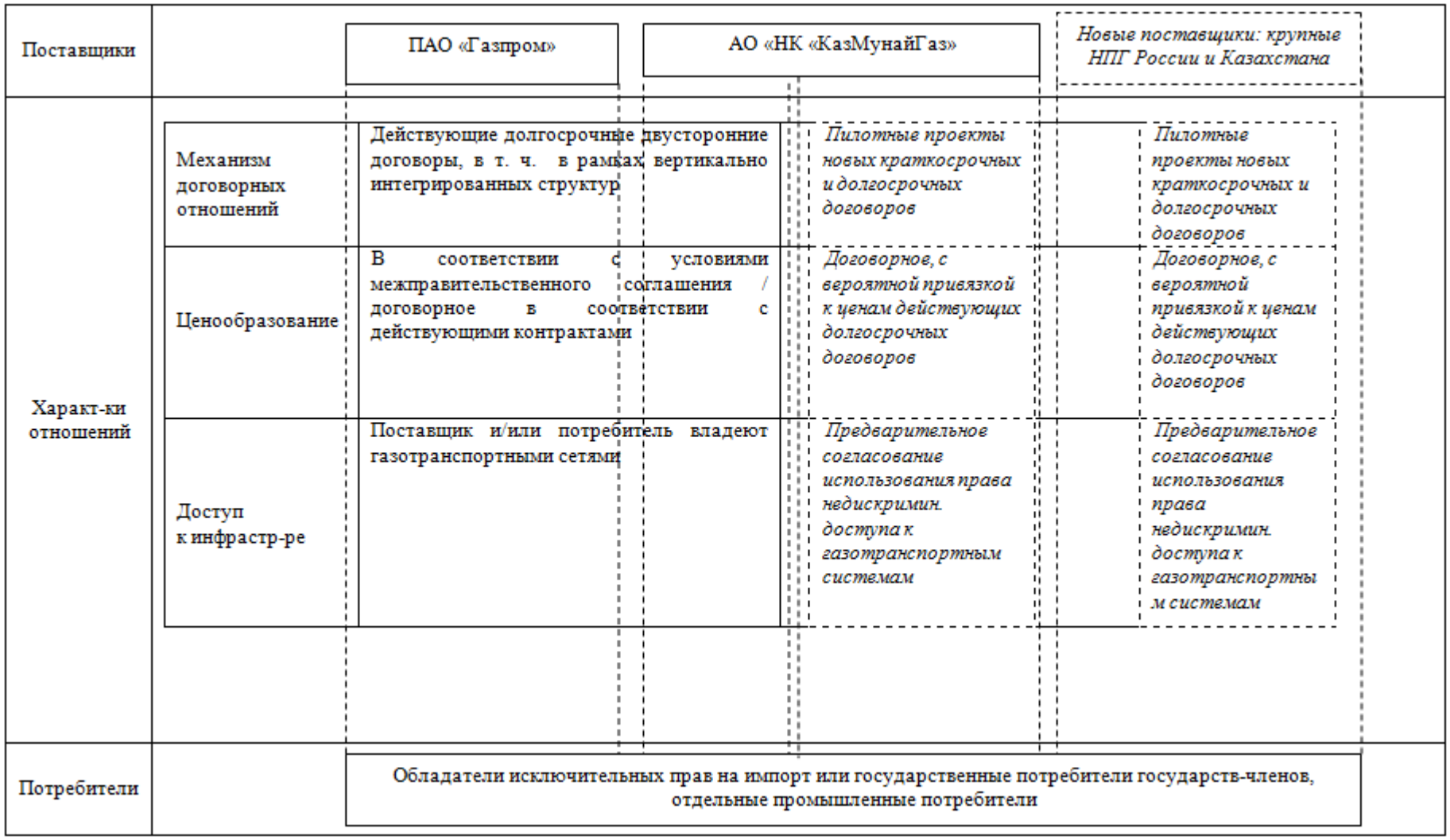
относительно объемов национального потребления с возможностью последующего расширения) между:

1) крупными НПГ из России или крупными частными добывающими предприятиями Казахстана и компаниями-потребителями, являющимися на данный момент эксклюзивными импортерами газа в Армению, Беларусь, Кыргызстан;
2) государственными добывающими предприятиями Казахстана и компаниями-потребителями, являющимися на данный момент эксклюзивными импортерами газа в Армению, Беларусь, Кыргызстан.

Объемы поставок по этим контрактам должны согласовывать с позициями разработанного на тот момент индикативного (прогнозного) баланса газа Союза.

Механизм ценообразования на газ. В условиях сохранения традиционных долгосрочных контрактов на поставку газа и при отсутствии (или практическом отсутствии) биржевой торговли в рамках общего рынка газа Союза наиболее вероятным вариантом ориентира ценообразования в новых контрактах будет цена действующих долгосрочных контрактов. Цена последних будет устанавливаться в соответствии с продолжающими действовать на тот момент межправительственными соглашениями.

Порядок доступа участников рынка к газотранспортным системам. До 2021 года существенных изменений в этом порядке не ожидается, однако вероятна разработка договоренностей между хозяйствующими субъектами относительно реализации единых правил доступа по соглашениям, поставки по которым начнутся на последующих этапах (Рисунок 44).



Источник – Аналитический центр

Рисунок 44 – Схема устройства отношений между государствами – членами ЕАЭС по поводу поставок газа, после первого этапа

1.8.2 Модели рынков газа ЕАЭС по итогам второго этапа создания общего рынка

Второй этап создания общего рынка подразумевает, что к 2021 году будут обеспечены:

– функционирование одной или нескольких бирж, организующих торговлю газом на территории ЕАЭС, при недискриминационном доступе к ним участников рынка;

– доступ участников рынка газа к ГТС на территориях государств-членов (в пределах индикативного баланса);

– функционирование механизмов поддержки инвестиций в газотранспортную инфраструктуру;

– проведение консультаций относительно экспорта в третьи страны.

С точки зрения развития общего рынка газа ЕАЭС наиболее важны первые две позиции. Они открывают для участников рынка полноценные возможности взаимодействия друг с другом, так что потенциально каждый поставщик и каждый потребитель, действующие на оптовом рынке газа ЕАЭС, смогут заключить сделку купли-продажи газа. В соответствии с Концепцией сохраняются некоторые ограничения, связанные с доступом к ГТС, а именно установление количественных пределов по перетокам газа в рамках индикативного баланса и отсутствие указаний на недискриминационность доступа к ГТС (в отличие от биржи). Эти ограничения могут снизить скорость создания общего рынка и привести к модели ограниченного взаимодействия, вплоть до сохранения отношений в рамках действующих и продлеваемых контрактов.

Если указанные ограничения будут преодолены, то уже по итогам второго этапа может быть создан общий рынок газа в полном смысле этого слова.

Формирование на практике благоприятных условий за счет реализации мероприятий Программы в условиях неминуемого сохранения достаточно высокой неопределенности на стадии апробации общего рынка при продолжении действия ряда предшествующих контрактов (и нежелании сторон от них отказываться в данных условиях) приведет к:

– началу реализации и активному расширению сегмента краткосрочных контрактов или биржевых сделок;

– постепенному старту реализации пилотных долгосрочных контрактов в ограниченных масштабах.

Эти благоприятные условия включают:

– хорошее развитие механизмов биржевой торговли (в т. ч. торговли производными инструментами, на разные сроки, с возможностью перепродажи и т. п.);

– недискриминационный доступ к биржам и к ГТС де-факто;

– открытие фактического доступа к торгам и к ГТС не только для национальных газовых компаний, но и непосредственно для отдельных промышленных потребителей;

– обеспечение механизмов ценообразования, минимизирующих перекрестное субсидирование между странами и регионами, поставщиками и потребителями.

В случае реализации этих благоприятных условий (хотя бы в значительной степени) по итогам второго этапа можно рассчитывать на следующие параметры отношений в рамках формирующегося общего рынка газа Союза.

Состав и структура участников. На общем рынке газа Союза в качестве фактических участников торговли газом начнут осуществлять поставки новые поставщики, в частности крупные НПГ из России и частные добывающие предприятия Казахстана. С началом функционирования биржевой торговли и обеспечения доступа к газотранспортным системам в рамках общего рынка газа Союза на организованный рынок или на рынок краткосрочных поставок могут выйти новые покупатели – отдельные промышленные предприятия, в том числе резиденты приграничных районов, реализующие новые экономические возможности за счет устранения дисбалансов в ценах на газ. С высокой вероятностью сохранятся ограничения на участие в торгах потребителей Армении, Беларуси, Кыргызстана в связи с сохранением исключительных прав на импорт отдельных компаний.

Механизм договорных отношений в сфере поставок газа. Действующие контракты на данном этапе по-прежнему сохранятся или будут продлены в примерном соответствии с их действующим составом и структурой. После завершения второго этапа может начаться реализация новых краткосрочных (в большей степени) и долгосрочных «пилотных» контрактов между упоминавшимися по итогам первого этапа категориями участников:

1) крупными НПГ из России или крупными частными добывающими предприятиями Казахстана и компаниями-потребителями, являющимися на данный момент эксклюзивными импортерами газа в Армению, Беларусь, Кыргызстан;
2) государственными добывающими предприятиями Казахстана и компаниями-потребителями, являющимися на данный момент эксклюзивными импортерами газа в Армению, Беларусь, Кыргызстан.

Также предполагается активизация краткосрочных внебиржевых контрактов и биржевых сделок между рядом промышленных потребителей (прежде всего в России и Казахстане) и производителей газа (включая как НПГ России и Казахстана, так и ПАО «Газпром» и АО «НК «КазМунайГаз»).

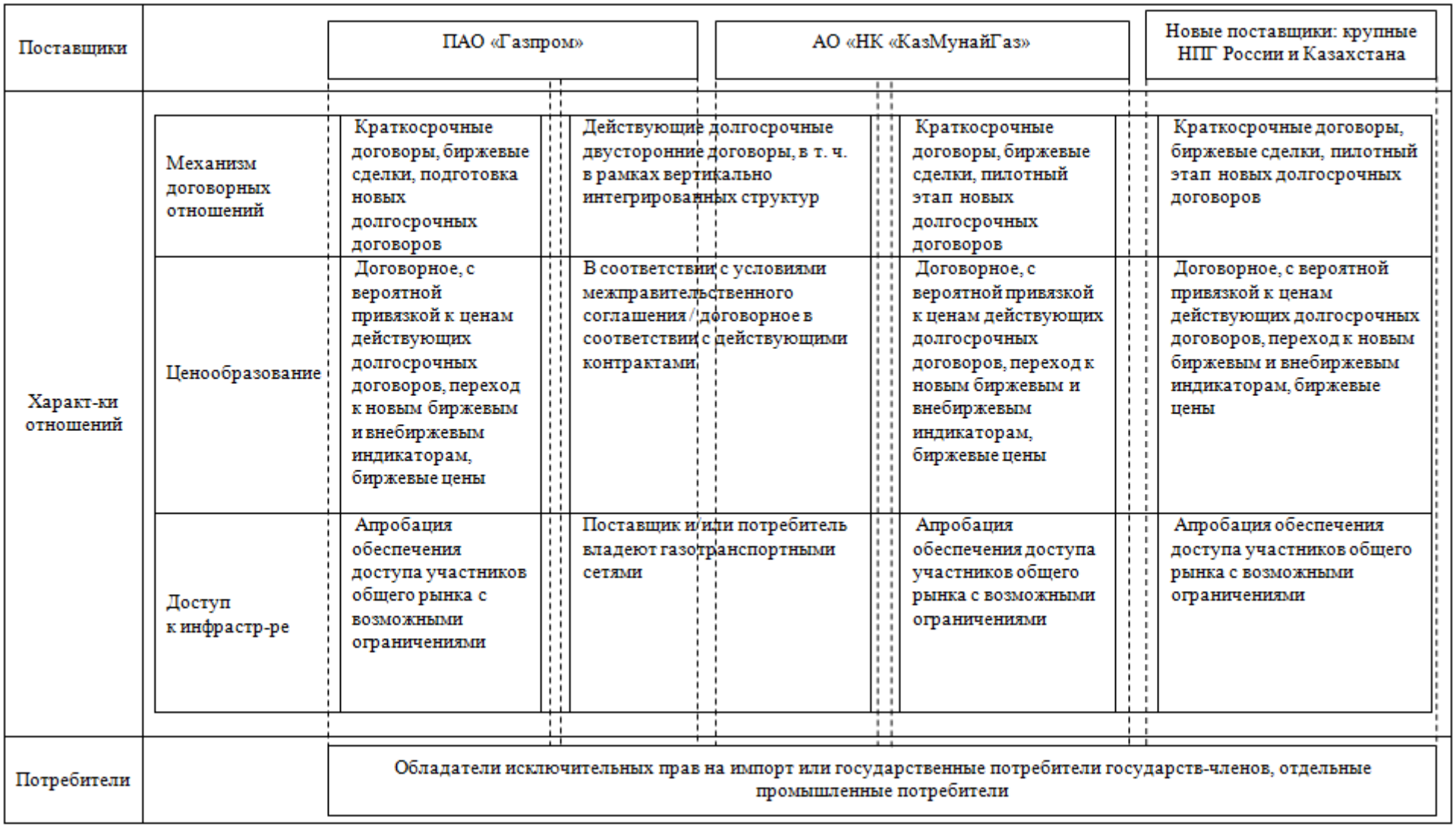
Наряду с этим в преддверии перехода к полномасштабной реализации общего рынка газа Союза с 2025 года ПАО «Газпром» также может прибегнуть к заключению новых долгосрочных договоров в соответствии с изменениями нормативно-правовой основы рынка.

Объемы поставок по всей совокупности этих контрактам также будут соответствовать позициям индикативного (прогнозного) баланса газа Союза.

Механизм ценообразования на газ. При продолжении действия традиционных долгосрочных контрактов на поставку газа и на начальном этапе развития биржевой и внебиржевой торговли в рамках общего рынка газа Союза по-прежнему вероятным вариантом ориентира ценообразования в новых контрактах будет цена действующих долгосрочных контрактов с постепенным переходом к новым биржевым и внебиржевым индикаторам.

Порядок доступа участников рынка к газотранспортным системам. С 2021 года начнется процесс существенных изменений в порядке доступа к газотранспортным системам. Хозяйствующие субъекты начнут практическую апробацию новых механизмов доступа к газотранспортным системам других государств-членов, с учетом разработанных единых правил доступа. Тем не менее в условиях отсутствия Договора об общем рынке газа и отсутствия требований именно по недискриминационному доступу могут возникать некоторые инфраструктурные сложности и конфликты (Рисунок 45).

На втором этапе возможны определенные изменения в *национальных моделях оптовых рынков газа государств-членов*. Модели внутренних оптовых рынков газа стран-импортеров фактически содержатся в описании рассмотренной выше модели отношений в рамках ЕАЭС, поскольку как на данный момент, так и в перспективе второго этапа оптовые рынки этих стран затрагивают именно трансграничные поставки. На внутренних оптовых рынках газа производителей после второго этапа могут произойти изменения, связанные с частичным переключением отдельных поставщиков на общий рынок газа, но с учетом ограниченных масштабов этих изменений принципиальных структурных корректировок моделей не последует.



Источник – Аналитический центр

Рисунок 45 – Схема устройства отношений между государствами – членами ЕАЭС по поводу поставок газа, после второго этапа

1.8.3 Итоговые модели рынков газа ЕАЭС

Третий этап создания общего рынка подразумевает, что к 2025 году будут обеспечены:

– свободные поставки газа между участниками общего рынка газа в требуемых объемах и направлениях;

– рыночные цены, гарантирующие коммерческую рентабельность поставок;

– решение государств-членов о совместном переходе к равнодоходным ценам.

Обеспечение свободных поставок газа по итогам третьего этапа автоматически снимает существовавшие на втором этапе угрозы, связанные с возможностью дискриминации отдельных участников рынка или с необоснованными (с позиций индикативных (прогнозных) балансов газа Союза) количественными ограничениями на поставки. Решение о рыночных механизмах ценообразования при условии коммерческой рентабельности автоматически предполагает отказ от присутствующих на рынке ценовых искажений, ограничивающих конкуренцию на уровне отдельных регионов и стран.

В результате на пространстве ЕАЭС может быть сформирована конкурентная модель рынка газа, в рамках которой будут действовать следующие характеристики газовых рынков:

Состав и структура участников. На общем рынке газа Союза действуют все участники оптовых рынков газа всех государств-членов за счет обеспечения доступа всех участников общего рынка газа Союза к газотранспортным системам и к поставкам газа (в т. ч. к биржевой торговле) в пределах Союза.

В состав участников общего рынка газа Союза во всех государствах-членах входят государственные и частные производители и поставщики газа, крупные потребители (промышленные предприятия, электростанции, имеющие доступ к магистральным газопроводам), в том числе ранее не участвовавшие в трансграничных поставках газа и (или) ранее не являвшиеся участниками национального оптового рынка.

Предполагается, что государства-члены вправе при необходимости ограничивать доступ отдельных категорий участников внутренних рынков газа к общему рынку газа Союза на основе критериев (условий), совместно определяемых государствами-членами.

Механизм договорных отношений в сфере поставок газа. На общем рынке газа Союза будут действовать:

– долгосрочные «якорные» контракты между национальными компаниями-покупателями (в том числе аффилированными с ПАО «Газпром») и группой «Газпрома» как поставщиком (вероятно, в меньших объемах по сравнению с поставками по этим контрактам до формирования общего рынка газа Союза);

– набор долгосрочных контрактов отдельных крупных потребителей (промышленных потребителей и газосбытовых компаний) как с компаниями группы «Газпрома», так и с другими производителями газа (из России и из Казахстана);

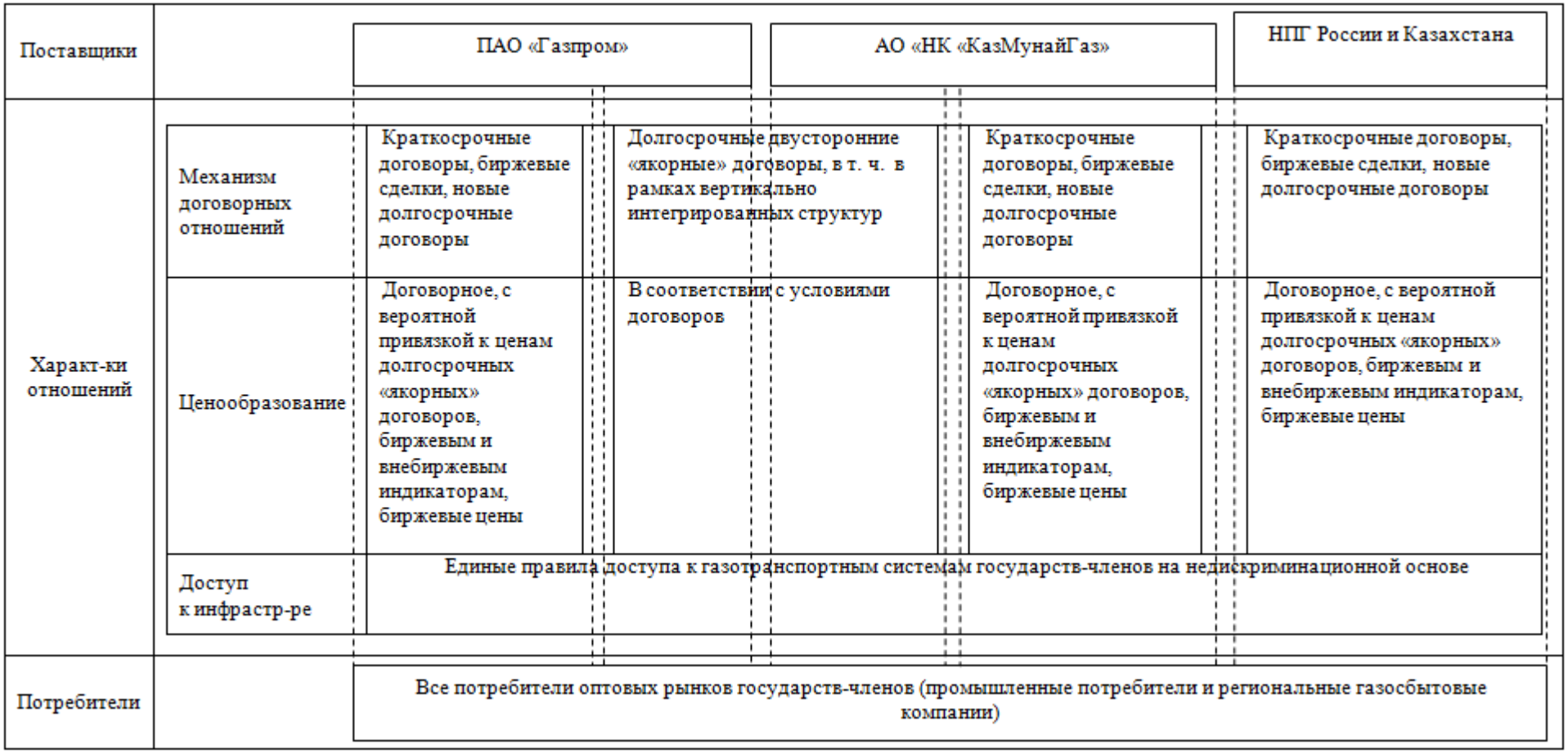
– множество биржевых сделок и краткосрочных контрактов между всеми допущенными к торгам продавцами и покупателями с территории ЕАЭС.

Механизм ценообразования на газ. На общем рынке газа Союза будет действовать рыночное ценообразование: цены на газ в рамках общего рынка газа Союза не будут подлежать общему регулированию. Свободные рыночные цены автоматически будут приближаться к уровню, обеспечивающему как необходимый уровень коммерческой рентабельности, так и достаточный уровень доходности по сравнению с экспортными поставками (равнодоходность).

Цены действующих долгосрочных договоров между крупнейшими поставщиками и покупателями устанавливаются в соответствии с условиями соответствующих договоров, предположительно ценовая политика в этих договорах будет (по крайней мере на первых порах) соответствовать принятым ранее принципам ценообразования. Цены новых долгосрочных договоров между поставщиками и потребителями будут определяться по договоренности сторон, а вероятным ориентиром для участников на случай противоречий по цене будут служить биржевые ценовые индикаторы, индикаторы внебиржевого рынка, цены действующих долгосрочных договоров. Цены биржевых сделок и краткосрочных договоров будут формироваться с учетом биржевых ценовых индикаторов.

Порядок доступа участников рынка к газотранспортным системам. Доступ к газотранспортным системам государств-членов (именно к системам в целом, а не к отдельным трансграничным газопроводам!) для целей поставки газа в рамках функционирования общего рынка газа Союза (в том числе с учетом индикативного (прогнозного) баланса газа Союза) осуществляется в соответствии с едиными правилами доступа к газотранспортным системам на территории Союза, включая единые правила распределения свободных мощностей.

Единые правила предусматривают недискриминационный характер доступа к газопроводам. Тарифы на услуги по транспортировке газа устанавливаются национальными регуляторами для участников общего рынка газа Союза также на недискриминационной основе (по отношению к участникам общего рынка газа Союза) (Рисунок 46).



Источник – Аналитический центр

Рисунок 46 – Схема устройства отношений между государствами – членами ЕАЭС по поводу поставок газа, итоговая модель

Национальные модели оптовых рынков газа государств-членов также подвергнутся некоторым изменениям в рамках перехода к итоговой модели общего рынка газа ЕАЭС. Для стран-импортеров важнейший аспект этих изменений коснется существенного расширения участников оптовых рынков со стороны спроса. Фактически оптовый рынок газа будет по-прежнему касаться для этих стран только трансграничных поставок по причине минимальных объемов собственной газодобычи. Но после завершения действия двусторонних межправительственных соглашений, закреплявших эксклюзивные права отдельных организаций на импорт газа, на оптовый рынок (в том числе на биржевой рынок) смогут выйти все потребители, действующие в промышленных масштабах.

В целом же изменения, касающиеся трансграничных поставок в рамках национальных оптовых рынков как стран-импортеров, так и стран-экспортеров, рассмотрены в рамках приведенного выше описания новой модели общего рынка газа.

Структура внутренних поставок на рынках стран-экспортеров может несколько измениться, но с учетом сохранения примерно прежних совокупных объемов спроса и предложения это не должно привести к коренному пересмотру экономических отношений на внутреннем рынке.

1.8.4 Органы управления общим рынком газа Союза

Проект Программы предполагает, что в ходе создания общего рынка газа Союза будут сформированы специальные органы управления общим рынком. В течение трех этапов создания рынков они будут решать задачи, связанные с переформатированием отношений по поводу трансграничных поставок газа и соответствующими изменениями внутренних рынков.

В состав этих органов входят:

- Совет по рынку газа Союза;
- Совет по газовой инфраструктуре Союза.

Функции Совета по рынку газа Союза:

- оценка регулирующего воздействия отдельных мер политики государств-членов и ЕАЭС в газовой отрасли;
- вынесение рекомендаций в адрес ЕЭК и уполномоченных органов государств-членов по вопросам реализации Программы;
- организация присоединения новых государств-членов к общему рынку газа;
- мониторинг индикаторов развития общего рынка газа;
- сбор предложений, выработка и утверждение согласованных предложений по Плану мероприятий Программы;
- сбор предложений, выработка и утверждение согласованных предложений по мерам регулирования общего рынка газа;

– иные функции, предусмотренные Программой или нормативно-правовыми актами ЕАЭС.

Функции Совета по газовой инфраструктуре Союза:

– разработка единых стандартов и методик сбора, переработки и раскрытия данных о свободных мощностях газотранспортных систем;

– разработка предложений по гармонизации регулирования функционирования газотранспортных систем государств-членов и по унификации нормативно-технической документации;

– разработка проектов нормативно-правовых документов по единым правилам доступа к газотранспортным системам на территории государств-членов;

– разработка системы мониторинга инфраструктурных ограничений при транспортировке газа между государствами-членами;

– разработка механизмов для развития мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, в целях общего рынка газа Союза;

– иные функции, предусмотренные Программой или нормативно-правовыми актами ЕАЭС.

Более подробно процесс создания и функционирования этих органов рассмотрен в подразделе 6.1 данной научно-исследовательской работы.

Впоследствии планируется сохранение этих органов для решения задач оперативного управления, если государства-члены сочтут это необходимым.

Целесообразность создания этих органов при формировании общего рынка газа Союза основана, во-первых, на наличии перечисленного выше функционала, требующего организационных ресурсов. Во-вторых, имеющийся европейский опыт – важнейший пример интеграции газовых рынков – свидетельствует о важной роли подобных органов: ACER и ENTSOG. Этот опыт подробнее рассмотрен далее.

1.8.4.1 Роль и опыт функционирования общеевропейских регуляторов рынка природного газа ЕС

Наднациональные регулирующие институты и органы – необходимый элемент для проведения интеграционных мероприятий и реализации интеграционных процессов по формированию общего рынка газа. Именно наднациональные агентства и регуляторы помогают странам-участникам интеграции гармонизировать национальные законодательства, проводить единую согласованную тарифную и ценовую политику, а также координировать работу национальных газотранспортных и газораспределительных систем.

Ключевой успешный опыт интеграции газовых рынков – это процесс создания единого рынка газа Европейского союза. Опыт организации наднациональных агентств и иных

организаций в рамках общего рынка ЕС может являться типовой моделью для формирования органов управления газового рынка ЕАЭС, при этом многие особенности интеграции в рамках ЕАЭС будут предполагать разработку уникальных механизмов и инструментов регулирования и организации общего рынка газа ЕАЭС.

В контексте создания общенациональных регуляторов общего рынка газа ЕАЭС особый интерес представляет изучение роли двух регулирующих организаций общего рынка газа ЕС: Агентства по взаимодействию регуляторов энергетики (ACER) и Европейской сети операторов газотранспортных систем (ENTSOG). Комплексный анализ деятельности двух этих европейских институтов предполагает:

– определение основных целей и функций организаций в рамках создания и функционирования общего рынка газа ЕС;

– изучение организационной структуры;

– исследование системы взаимодействия организаций с наднациональными органами ЕС, а также с национальными регуляторами и организациями, компаниями газовых отраслей стран-членов ЕС;

– проведение сопоставительного анализа возможности и целесообразности применения организационного и функционального опыта общеевропейских регуляторов в контексте создания общенациональных регулирующих органов общего рынка газа ЕАЭС.

Нормативно-правовая основа регулирования общего рынка газа ЕС разработана на основе нескольких общеевропейских нормативно-правовых актов, которые входят в так называемый «Третий энергетический пакет», вступивший в силу в 2009 году:

– Директива (ЕК) № 2009/73. Директива Европейской комиссии, направленная на создание правил общего рынка газа для всех участников рынка газа ЕС. В ней заложены общие принципы межнационального регулирования газового рынка;

– Регламент (ЕК) № 713/2009. Акт, основавший Агентство по кооперации энергетических регуляторов (ACER), которая занимается вопросами регулирования общего рынка газа ЕС и согласования действий национальных регуляторов рынка;

– Регламент (ЕК) № 715/2009. Нормативный правовой акт, определяющий необходимость создания сетевых кодексов для усиления координации и кооперации между операторами ГТС, регулирующий правила передвижения газовых потоков в рамках общего рынка, а также распределения мощностей между газотранспортными компаниями. Европейская сеть операторов систем транспортировки природного газа (ENTSOG) участвует в непосредственной разработке европейских газовых нормативов и сетевых кодексов, координирует работу сетевых операторов газотранспортных сетей, тогда как ACER является надзорным органом, представляющим аналитические отчеты в Европейскую комиссию по выполненным программам,

гармонизации национального законодательства с сетевыми кодексами, а также по прогрессу развития общего рынка газа ЕС.

На основе данных нормативно-правовых актов происходит формирование институциональной регулирующей среды на общем рынке природного газа. В компетенции двух основных организаций входит право законодательной инициативы, то есть возможность предлагать, в соответствии с общей программой газового рынка ЕС, необходимые нормативные акты по регулированию газового рынка и гармонизации национальных законодательств.

1.8.4.2 Агентство по взаимодействию регуляторов энергетики (ACER) и его роль в создании и функционировании общего рынка газа ЕС

1.8.4.2.1 Цели и основные полномочия организации

Ниже в таблице приведены основные цели организации (Таблица 33).

Таблица 33 – Основные цели и полномочия Агентства (ACER)

Цель и принципы Агентства	Основные цели Агентства (ACER) включают: – координацию действий национальных регуляторов газового рынка; – оказание помощи регулирующим органам странам ЕС в выполнении их национальных регуляторных задач на уровне Сообщества; – участие в усилиях по укреплению энергетической безопасности; – проведение работы по организации общего рынка газа ЕС; Принципы, на которых строится вся работа единого регулятора, включают: – единообразное применение законодательства по внутренним рынкам природного газа; – учет специфической роли национальных регулирующих органов и гарантии их независимости; – стремление поддерживать независимость Агентства от производителей газа, операторов газотранспортных систем и газораспределения.

Продолжение таблицы 33

Основные полномочия и задачи Агентства	Основные полномочия и ограничения Агентства включают: – принятие индивидуальных решений в ситуациях, затрагивающих несколько государств-членов ЕС, включая следующие темы: 1) технические вопросы; 2) регуляторный режим для электроэнергетической и газовой инфраструктуры. 3) изъятия из правил внутреннего рынка для новых электрических соединений и новой газовой инфраструктуры. – информирование Европейской Комиссии о: 1) безрезультатности взаимодействия между операторами передающих/транспортных систем; 2) невыполнении национальным регулирующим органом заключения, рекомендации или решения Агентства. – предоставление рекомендаций регулирующим органам и рыночным игрокам по обмену лучшими практиками; – консультирование заинтересованных сторон по таким вопросам, как сетевые кодексы и правила; – предоставление заключение по десятилетним планам по развитию энергетических сетей ЕС; – принятие решений по условиям: 1) доступа к трансграничной энергетической инфраструктуре; 2) операционной безопасности трансграничной энергетической инфраструктуры.

Источник – ACER

1.8.4.2.2 Организационная структура ACER

Основной целью агентства является поддержка и координация национальных регуляторов газовых рынков стран ЕС на наднациональном уровне. В соответствии с данной целью была разработана и реализована структура Агентства, включающая следующие органы (Таблица 34):

– Совет регуляторов (Board of Regulators);

- Апелляционный совет (Board of Appeal);
- Профильные рабочие группы (Agency’s Working Groups);
- Координационная группа по обеспечению целостности и прозрачности общего энергетического рынка ЕС (The REMIT (Regulation on Energy Market Integrity and Transperancy) Coordination Group – REMITCG).
- Координационная группа по региональным газовым инициативам.

Таблица 34 – Подробная организационная структура Агентства (органы и их основные задачи и функции)

Орган Агентства	Основные задачи и функции
Совет регуляторов (Board of Regulators)	Совет регуляторов является высшим совещательным органом организации, который выполняет следующие функции: – предоставляет рекомендации и окончательные решения по принятию тех или иных документов или сетевых кодексов, регулирующих правила на общем рынке газа; – дает рекомендации по составлению годовых отчетов работы Агентства, а также ежегодного мониторинга развития общего рынка газа; – одобряет и принимает бюджет Агентства. В состав совета включаются по два полномочных представителя от каждого национального регулятора государства-члена ЕС (один из них заместитель), а также один не имеющий права голоса представитель Европейской Комиссии от каждого государства. В свою очередь руководитель Агентства представляет все решения, проекты и планы, разработанные Агентством, Совету для общего рассмотрения, голосования и принятия в соответствии с законодательством ЕС. Официальные встречи Совета Регуляторов проводятся ежемесячно.
Исполнительный (административный) совет (Administrative Board)	Данный орган Агентства включает в себя функции по составлению бюджета организации, а также координирует всю деятельность рабочих групп регулятора в соответствие с целями и задачи Агентства в рамках программы организации и регулирования общего рынка газа ЕС.
Апелляционный совет (Board of Appeal)	Апелляционный совет представляет собой орган, выполняющий функции независимой судебно-апелляционной комиссии, которая предоставляет возможность всем участникам общего рынка газа ЕС (национальные регуляторы, физические и юридические лица) право апеллировать к решениям Агентства. Совет состоит из 6 членов, которые назначаются исполнительным советом Агентства на срок 5 лет. Члены апелляционного совета обычно представляют собой представителей национальных регуляторов, других государственных или общественных организаций.

Продолжение таблицы 34

Орган Агентства	Основные задачи и функции
Профильные департаменты (ACER Departments)	В структуру Агентства входит четыре основных профильных департамента (административный, электроэнергетический, газовый, рыночного мониторинга). В контексте формирования общего рынка газа представляет интерес изучения профильных департаментов. В газовый департамент входят: управление рыночного мониторинга; управление по контролю и гармонизации технических стандартов; управление нормативно-правового обеспечения газового рынка (разработка институциональной, правовой структуры рынка и газовых сетевых кодексов). В департаменте рыночного мониторинга работают управления по реализации программы обеспечения целостности и прозрачности рынка, аналитические и статистические управления по газовому рынку.
Профильные рабочие группы (Agency's Working Groups)	В структуре агентства существует 4 рабочих группы: электроэнергетическая, газовая, по обеспечению целостности и прозрачности рынка, по исполнению и мониторингу проектов. Рабочие группы подготавливают аналитические и статистические материалы по реализации основных регуляторных мероприятий Агентства по обеспечению единого регулирования общего рынка газа ЕС [16]. Интерес представляет деятельность газовой рабочей группы, которая занимается разработкой аналитических отчетов и рекомендаций для национальных регуляторов и Совета Регуляторов для последующего принятия нормативных актов, сетевых кодексов. Темы отчетов включают анализ и оценку эффективности следующих механизмов, разрабатываемых ENTSOG: – балансировки потоков (Balancing); – распределния пропускной способности (Capacity Allocation Mechanisms – CAM) – интеграции газовых сетей (Interoperability); – единого тарифообразования. Деятельность всех рабочих групп направлена на оценку эффективности существующей институциональной регулирующей системы общего рынка газа ЕС.
Координационная группа по обеспечению целостности и прозрачности общего энергетического рынка ЕС (The REMIT Coordination Group – REMITCG)	Данная координационная группа, организованная в 2015 году, призвана проводить мониторинг и обеспечивать эффективность мероприятий по гармонизации национальных законодательств стран-членов ЕС в соответствии с правовыми нормами обеспечения целостности и прозрачности общего энергетического рынка ЕС (REMIT).

Источник – ACER Work Program 2016

1.8.4.2.3 Основные задачи Агентства в отношении основных участников регуляторной системы ЕС

Агентство выполняет свою деятельность по регулированию общего рынка газа ЕС на основании следующих инициатив:

- по просьбе Европейского парламента;
- по просьбе Европейского Совета;
- по просьбе Европейской Комиссии;
- по собственной инициативе.

Задачи Агентства подразделяются на следующие смысловые группы [17] (Таблица 35):

- общие и конкретные задачи;
- задачи в отношении национальных регулирующих органов;
- задачи в отношении взаимодействия операторов сетей транспортировки энергии;
- задачи в области доступа к трансграничной энергетической инфраструктуре и ее операционной безопасности.

К общим задачам Агентства относится предоставление Европейскому парламенту, Совету или Комиссии, а также операторам систем транспортировки энергии, национальным регуляторам заключений или рекомендаций по любому вопросу, связанному с оказанием помощи национальным регулирующим органам энергетики в выполнении ими регуляторных задач и координация их деятельности. Агентство также предоставляет руководящие рекомендации по условиям доступа к сетям для трансграничного обмена электроэнергией и к сетям транспортировки газа напрямую Еврокомиссии.

Таблица 35 – Задачи, выполняемые Агентством [18]

Группы задач	Формулировки задач
Конкретные задачи	– мониторинг внутренних рынков природного газа (включая розничные цены на природный газ, доступ к сети); – мониторинг регионального сотрудничества между операторами систем транспортировки электроэнергии и газа; – содействие выполнению задач ENTSOG; – разработка необязательных руководящих рекомендаций, которым должны соответствовать сетевые кодексы; – участие в создании и корректировке сетевых кодексов (рекомендация Комиссии в отношении принятия); – содействие эффективному функционированию внутренних рынков электроэнергии и природного газа; – содействие углублению сотрудничества национальных регулирующих органов на уровне Европейского Союза; – координация деятельности национальных регулирующих органов на рынках электроэнергии и природного газа в соответствии с Директивами Третьего энергетического пакета.

Продолжение таблицы 35

Группы задач	Формулировки задач
Задачи в отношении национальных регуляторов газовых рынков государств-членов ЕС	– принятие индивидуальных решений по техническим вопросам в специально оговоренных случаях, которые отмечены в Директиве 2009/72/ЕС, Директиве 2009/73/ЕС, Регламенте (ЕС) № 714/2009 или Регламенте (ЕС) № 715/2009; – предоставление рекомендаций национальным регуляторам и другим участникам рынка газа по обмену успешной практикой внедрения и гармонизации законодательства или реализации других мероприятий по организации общего рынка газа; – стимулирование сотрудничества (вплоть до просьбы издания рекомендации Еврокомиссии) между центральными национальными регулирующими органами и национальными регулирующими органами на региональном уровне и уровне Сообщества; – представление заключений о соответствии решений национальных регулирующих органов (в случае несоблюдения национальным регулирующим органом заключения Агентства в течение 4 месяцев Агентство информирует об этом Комиссию и заинтересованное государство-член); – оказание содействия национальным регулирующим органам в части выполнения Руководящих рекомендаций, а именно Директивы 2009/72/ЕС, Директивы 2009/73/ЕС, Регламента (ЕС) № 714/2009 или Регламента (ЕС) № 715/2009 (Агентство осуществляет данную задачу в трехмесячный срок по просьбе национального регулятора и после консультаций с Комиссией); – принятие решений по условиям доступа к газовой инфраструктуре, соединяющей или имеющей возможность соединять два или больше государства-члена ЕС, а также принятие дополнительных решений по операционной безопасности инфраструктуры.
Задачи в отношении условий доступа к трансграничной энергетической инфраструктуре и ее операционной безопасности	– принятие решения по регуляторным вопросам, находящимся в компетенции национальных регуляторов, в случаях если: 1) компетентные национальные регулирующие органы не смогли достигнуть соглашения в течение 6 месяцев; 2) после получения совместного обращения компетентных национальных регулирующих органов; – определение условий доступа к трансграничной инфраструктуре, которые включают: 1) процедуру распределения мощностей; 2) временной график распределения мощностей; 3) распределяемые доходы от управления перегрузками мощностей; 4) наложение сборов на пользователей инфраструктуры. Агентство может получить и другие полномочия принимать решение в отношении условий доступа к трансграничной энергетической инфраструктуре и ее операционной безопасности. Существуют также полномочия в отношении изъятий, сертификации и некоторых других вопросов.

Продолжение таблицы 35

Группы задач	Формулировки задач
Задачи в отношении ENTSOG	– представление Еврокомиссии заключение относительно проектов учредительных документов, списка членов и проект правил процедур ENTSOG; – осуществление мониторинга выполнения задач ENTSOG; – предоставление заключений ENTSOG по вопросам, касающимся: 1) сетевых кодексов; 2) проектов ежегодной рабочей программы ENTSOG; 3) проектов плана развития сетей в Сообществе; – представление заключений и рекомендаций ENTSOG, а также Европейскому парламенту, Европейскому совету и Европейской комиссии в случае несоответствия проекта ежегодной рабочей программы или проекта плана развития энергетических сетей в ЕС требованиям недискриминации, развития конкуренции, эффективного функционирования энергетического рынка и достаточного уровня трансграничных соединений, открытых для доступа третьих сторон; – участие в разработке сетевых кодексов и предоставление Еврокомиссии рекомендаций по их принятию; – разработка и представление Еврокомиссии необязательные руководящие рекомендации по ее просьбе; – осуществление мониторинга выполнения сетевых кодексов и осуществление докладов о результатах выполнения Европейской комиссии; – предоставление заключений и решений в случаях, когда операторы систем транспортировки газа в составе ENTSOG не выполняют правила и рекомендации сетевых кодексов; – осуществление мониторинга: – выполнение проектов по созданию новых мощностей по соединениям систем; – выполнение планов по развитию сетей Сообщества; – обеспечение регионального взаимодействия операторов систем транспортировки энергии.

Источник – ФСТ России, ACER Work Program 2016, Регламент (ЕК) № 713/2009

1.8.4.2.4 Возможности использования опыта функционирования ACER в контексте создания общего рынка газа ЕАЭС

Использование опыта организации и функционирования Агентства (ACER) может быть достаточно эффективным при организации общего рынка ЕАЭС. Опыт ЕС показывает, что единый регулятор играет важную роль посредника между национальными регуляторами и наднациональными органами ЕС, такими как Еврокомиссия, Европейский совет и Европарламент,

а также надзорного органа, который оценивает эффективность и экономические выгоды интеграции газовых рынков.

Использование модели ACER для организации в будущем Совета по рынку газа Союза является целесообразным, однако при этом следует учитывать региональные социально-экономические особенности развития стран-членов ЕАЭС и создавать организационную структуру регулятора в соответствии с этими особенностями.

1.8.4.3 Европейская сеть операторов систем транспортировки природного газа (ENTSOG)

1.8.4.3.1 Цель и задачи организации

Европейская сеть операторов систем транспортировки природного газа (ENTSOG) является подотчетной Агентству организацией, которая объединяет и координирует действия независимых сетевых операторов ЕС с помощью имплементации сетевых кодексов в национальные законодательства государств – членов ЕС (Таблица 36).

Таблица 36 – Основные цели и задачи ENTSOG

Цель и принципы Агентства	– содействие завершению создания и налаживанию функционирования внутреннего единого рынка газа ЕС; – содействие развитию трансграничной торговли газом; – обеспечение оптимального управления, координированной эксплуатации и обоснованного технического развития европейской газотранспортной сети.
Основные полномочия и задачи Агентства	– разработка сетевых кодексов, в т.ч. по вопросам доступа к трансграничным трубопроводным системам; – разработка 10-летнего плана развития газотранспортной сети Сообщества; – совершенствование системы представления информации участникам рынка; – обеспечение общих операционных инструментов для координации функционирования сети; – принятие: 1) инструментов для работы сетей в обычных и чрезвычайных условиях, включая общую классификационную шкалу аварий; 2) рекомендаций по координации технического сотрудничества между операторами систем транспортировки ЕС и третьих стран.

Источник – Регламент (ЕК) № 715/2009

1.8.4.3.2 Организационная структура ENTSOG

Организационная структура ENTSOG устроена по принципу организации рабочих групп, сформированных по отдельным аспектам функционирования организации. Рабочие группы формируются из сотрудников общих департаментов организации, занимающихся общими финансовыми, правовыми и другими вопросами, также существует административное управление. В ENTSOG состоят 45 национальных сетевых операторов и 2 ассоциированных члена, а также 2 наблюдателя (всего 49 членов) из 26 европейских стран (Рисунок 47).



Источник – ENTSOG

Рисунок 47 – Карта сетевых операторов единого рынка газа ЕС, входящих в ENTSOG

В ENTSOG существуют следующие профильные области работы, которыми занимаются рабочие группы:

- единый рынок ЕС (рабочие группы по балансировке потоков, распределению пропускной способности, тарифообразованию).
- системное развитие газотранспортных сетей (рабочая группа по инвестициям в единую газотранспортную систему);
- системный оператор ENTSOG (рабочие группы по интеграции газовых сетей и прозрачности информации).

Рабочие группы занимаются, как правило, выработкой черновых вариантов и проектов сетевых кодексов по профильным направлениям, которые далее представляются на рассмотрение Агентству и Еврокомиссии. Рабочие группы также проводят мониторинг имплементации сетевых кодексов в национальные законодательства государств-членов единого рынка газа ЕС. Помимо работы по указанным аспектам ENTSOG также привлекает к сотрудничеству в разработке кодексов региональные организации, включая национальных сетевых операторов, представителей национальных регуляторов.

Таким образом, гибкая и проблемно-ориентированная организационная структура ENTSOG позволяет гибко решать основные задачи, поставленные перед организацией в соответствии с общими принципами и целями организации общего рынка газа ЕС. Структура также предполагает тесное сотрудничество как с Агентством, так и с национальными регуляторами, что позволяет повысить уровень качества сетевых кодексов и согласовывать их со всеми членами общего рынка газа до официального вступления в силу.

1.8.4.3.3 Сетевые кодексы общего рынка газа ЕС

Сетевые кодексы общего рынка газа ЕС – основные регламентирующие нормативно-правовые акты Европейской комиссии, которые разрабатываются ENTSOG и Агентством (ACER) совместно с национальными регуляторами и сетевыми операторами, а также другими заинтересованными участниками общего рынка газа ЕС. Данные регламенты, в соответствии с целью и программой общего рынка газа ЕС, подлежат последующей имплементации в национальные законодательства стран Сообщества (или гармонизации с ними) (Таблица 37).

После принятия сетевых кодексов допускается внесение в них изменений Еврокомиссией по инициативе Агентства (ACER) для оптимизации интеграционных процессов и повышения эффективности гармонизации законодательства.

Таблица 37 – Действующие и планируемые сетевые кодексы общего рынка газа ЕС

Сетевой кодекс	Особенности кодекса
Действующие	
Интеграция газовых сетей (Interoperability)	Сетевой кодекс объединяет в себе комплексные технические нормы, правила и процедуры, которые используются всеми операторами газотранспортных сетей в рамках Европейского союза, а также с возможностью расширения юрисдикции и влияния на третьи страны, не входящие в ЕС, но тесно сотрудничающие с ним в рамках общего рынка газа ЕС. Регламент ЕК № 703/2015
Балансировка потоков (Balancing)	Данный сетевой кодекс регулирует правила балансировки в рамках единой газотранспортной системы ЕС (состоящей из объединения сетевых операторов ЕС), а также обозначает основные обязанности газотранспортных компаний, потребителей и производителей газа в отношении балансировки газовых потоков и использования газотранспортной системы. Регламент ЕК № 312/2014
Распределение мощностей (CAM)	Сетевой кодекс устанавливает единые правила доступа к газотранспортной инфраструктуре для всех игроков общего рынка газа ЕС и правила аукционов на предоставление услуги по транспортировке. Регламент ЕК № 984/2013
Управление устранения сетевых перегрузок (Congestion Management Procedures)	Сетевой кодекс направлен на устранение или максимальное снижение вероятности образования сетевых перегрузок в газотранспортной системе ЕС. Устанавливает единые правила для всех транспортных компаний-операторов, которые обязывают данные компании продавать запасные мощности на рынке или в противном случае рисковать их потерей. Регламент ЕК № 715/2009
Планируемые	
Тарифообразование (Tariffs)	Планируемый сетевой кодекс направлен на создание единой системы и методологии тарифообразования для всех стран-членов ЕС, а также единые стандарты публикации информации по тарифам и правилам тарифообразования для всех сетевых операторов. Данный сетевой кодекс находится в стадии разработки.

Источник – Еврокомиссия

1.8.4.3.4 Возможности использования опыта организации ENTSOG в контексте создания общего рынка газа ЕАЭС

Единая организация сетевых операторов газотранспортной системы важна для эффективной и качественной интеграции газовых рынков государств-членов ЕАЭС. Но прежде чем ее организовывать, следует оценить возможную эффективность и необходимость ее создания применительно к особенностям интеграции в рамках Договора о ЕАЭС. По ряду причин создание единого сетевого оператора по образу ENTSOG не является необходимым, как это может быть в случае с единым регулятором общего рынка газа.

В ЕАЭС существует всего лишь два независимых сетевых оператора (ПАО «Газпром», АО «КазТрансГаз»), координация которых потребует меньше институциональных и организационных затрат, чем в случае с координацией 49 независимых сетевых операторов в ЕС. Именно поэтому для координации двух сетевых операторов не требуется сложной и затратной структуры организации по примеру ENTSOG, а потребуется создать отдельный орган, который будет в целом подчинен Совету по рынку газа ЕАЭС, вероятно, без отдельного секретариата, но выполняющего все вышеперечисленные функции. По мере расширения участников общего рынка газа, а также появления новых сетевых организаций возможно появление новых рабочих групп на базе данного органа объединения сетевых операторов, а в перспективе на базе этого органа возможно создание отдельной организации – Единого сетевого оператора ЕАЭС.

Опыт институциональной структуры и принципов функционирования ENTSOG может быть полезен для успешного проведения гармонизации законодательства государств-членов общего рынка ЕАЭС. Под принципами функционирования подразумевается:

- разработка проектов общенациональных нормативно-правовых актов (прообраз сетевых кодексов), принимаемых и публикуемых Евразийской экономической комиссией после согласования на национальном уровне и консультаций со всеми участниками рынка газа;
- надзор за гармонизацией законодательства государств-членов ЕАЭС в соответствии с изданными нормативными правовыми актами ЕЭК и анализ эффективности гармонизации данных законов.

Таким образом, особенности региональной интеграции ЕАЭС указывают на отсутствие необходимости в создании отдельной организации по примеру ENTSOG, однако при этом целесообразно создание отдельного органа при Совете по рынку газа ЕАЭС, объединяющего всех системных операторов государств-членов ЕАЭС. Опыт функционирования ENTSOG демонстрирует, что основные принципы и процедуры функционирования по гармонизации национальных законодательств с наднациональными нормативными актами (сетевыми кодексами)

зарекомендовали себя достаточно эффективными и их применение является целесообразным в качестве основных процедур и функций органа по координации системных операторов ЕАЭС.

1.8.5 Газовый рынок США: пример структурных реформ и выстраивания либеральной модели рынка после десятилетий неудачного регулирования

История становления рыночных отношений в газовой отрасли США берет свое начало с первой половины XX века, времени начала эксплуатации природного газа в качестве энергетического сырья. В течение долгого периода истории газовой отрасли проводились государственный контроль естественных транспортных монополий и регулирование тарифов и цен на газ в отрасли, в частности регулирование цен добытого газа, тарифов на транспортировку по газотранспортной инфраструктуре, тарифов на газораспределение и снабженческие услуги. Повышение спроса на природный газ в США в начале 1970-х годов после первых нефтяных шоков привело к несбалансированности спроса и предложения на газ, создав ситуацию дефицита, которая также поддерживалась злоупотреблениями со стороны естественных монополий – операторов газотранспортной инфраструктуры. Для дальнейшего развития отрасли, удовлетворения растущего спроса и снижения общественных потерь ситуация требовала внесения кардинальных изменений, направленных на дерегулирование рынка газа, а также создания новых правил функционирования рынка и институтов государственного регулирования.

В связи с этим газовая отрасль и рынок США с конца 1970-ых и по настоящее время подвергается активному дерегулированию как цен газ, так и тарифов на газотранспортные услуги. Несмотря на активную либерализацию газового рынка и стремление повысить конкуренцию среди производителей, транспортных компаний и сбытовых организаций, на современном этапе государство оставляет за собой многие функции по прямому и косвенному регулированию транспортных тарифов, а также технических регламентов.

Результаты научно-технического прогресса в области освоения нетрадиционных запасов сланцевых месторождений нефти и газа сильно повлияли на конъюнктуру рынка и его дальнейшую стратегию развития. С 2018 года начнётся активная фаза экспорта американского СПГ в Азиатско-Тихоокеанский регион и Европу, что уже с начала 2010-ых годов трансформирует газовый рынок и отрасль США. В данной связи особый интерес представляют возможные и нынешние последствия от начала экспорта газа для внутреннего рынка США по причине того, что страны ЕАЭС являются крупными экспортерами газа, а при создании общего рынка ЕАЭС станет крупнейшим мировым экспортером природного газа.

В свете разработки Программы создания общего рынка газа ЕАЭС наиболее актуальными вопросами и проблемами для изучения в тематике развития газового рынка США являются:

- правовая и институциональная основа формирования и функционирования газового рынка и отрасли США;
- основные регулирующие государственные организации, влияющие на развитие и функционирование газового рынка;
- основные участники газового рынка США, включая потребителей, производителей, транспортные компании и организации, сбытовые компании и рыночных посредников (биржи);
- основные особенности функционирования оптового рынка газа с точки зрения интеграции различных регионов и штатов США, а также развития конкурентной среды;
- основные особенности функционирования розничного рынка США с точки зрения развития конкуренции внутри отдельных регионов и штатов.

1.8.5.1 Эволюция нормативно-правовой базы в сторону дерегулирования и либерализации газового рынка

Для создания общего рынка газа ЕАЭС следует внимательно и подробно изучить опыт тех стран, которые за достаточно долгий период сумели добиться значительных результатов в либерализации рынка, создании институтов регулирования рыночных отношений, а также в проведении интеграционных мероприятий по созданию общего рынка газа. Одним из таких рынков бесспорно является газовый рынок США с его уникальными особенностями и историей формирования.

Прежде чем переходить к описанию современного состояния и развития газового рынка США, следует изучить этапы, включающие периоды регулирования, затем активной фазы дерегулирования, его постепенной институционализации, а также либерализации. Регулирование и дерегулирование газового рынка в США имеет длительную историю, которая состоит из следующих основных этапов, перечисляющихся в порядке издания основополагающих нормативных правовых актов газовой отрасли (Таблица 38).

Таким образом, газовый рынок США прошел путь от полного регулирования рынка и естественных газотранспортных монополий до частичного дерегулирования тарифов и полной отмены регулирования цен. В основном первый этап формирования законодательной базы в газовой сфере США подразумевал установление прочных торгово-экономических связей и сотрудничества между штатами, в результате в конце 1970-ых годов был полностью оформлен общий рынок газа США. Второй этап, который проводится до сих пор, направлен на более глубокое развитие общего рынка газа, либерализацию и повышение конкуренции между производителями, сбытовыми и транспортными компаниями.

Таблица 38 – Основные этапы развития рынка газа в США с 1930-ых по настоящее время

Этапы и законы	Содержание этапов
Первый этап: усиление регулирования рынка (1903 – 1978 годы)	
Закон о холдинговых компаниях в коммунальном хозяйстве, 1935 год	Закон подразумевал разделение функций газотранспортных компаний и региональных распределительных компаний, тем самым расширялась газовая отрасль и появлялись новые игроки на рынке
Закон о природном газе, 1938 год	Закон предполагал установление тарифов на транспортировку по газопроводам в сочетании с лицензированием мощностей новых трубопроводов. Закон также подразумевал то, что те производители, которые хотят экспортировать природный газ, должны получить лицензию на экспорт в Департаменте энергетики США.
Закон Хоупа, 1944 год	Закон был направлен на обеспечение газотранспортным компаниям установления справедливых (не заниженных) тарифов
Решение Верховного суда по делу Филлипс, 1954 год	Переход к регулированию оптовых цен на газ на устье скважины (цен нетбэка)
Второй этап: дерегулирование рынка (1978 – по настоящее время)	
Закон о политике в сфере природного газа, 1978 г.	Закон подразумевает создание общего рынка природного газа в США, начало либерализации цен на газ, а также основание организации по регулированию энергетических рынков – Федеральной комиссии по энергетическим рынкам.
Закон о дерегулировании цен на газ, 1989 г.	Закон, отменивший государственное регулирование цены нетбэка (или wellhead), положивший начало дерегулированию ценообразования на газ
Указ № 636 Федеральной комиссии	Распоряжение разделяет транспортные и сбытовые функции, владельцам магистральных трубопроводов запрещено перепродавать природный газ. Решение разделило виды услуг по транспортировке и хранению, а также разрешило потребителям прерывать поставки, что позволило им выбирать наиболее выгодный маршрут доставки по независимым от нетбэка тарифам. Потребители на оптовом рынке имеют возможность покупать газ по спотовой цене (нетбэку) с прибавкой транспортных издержек;
Указ №. 717 Федеральной комиссии	Распоряжение усиливает надзор Федеральной комиссии за аффилиацией транспортных и сбытовых компаний на региональном уровне, способствуя выявлению сговоров между ними. В конечном итоге распоряжение ставит целью полное разделение транспортных и сбытовых функций на розничном рынке

Источник – EIA, FERC, NARUC, Аналитический центр

Текущая тенденция развития правовой организации отрасли и рынка ведет к тому, чтобы увеличить конкуренцию сбытовых компаний на региональных рынках газа внутри штатов, а также провести более глубокую либерализацию экспорта сланцевого газа для поставок СПГ в Азиатско-Тихоокеанский регион.

1.8.5.2 Государственные организации и институциональные ограничения, способствующие регулированию рынка газа США на федеральном и региональном уровнях.

Для осуществления регулирования тарифов или цен, а также установления других неценовых барьеров и правил для более эффективной работы газовой отрасли и совершенствования рынка в сторону конкуренции государство использует различные институциональные ограничения и задействует профильные организации.

К числу государственных организаций, осуществляющих регулирующие функции газового рынка США на федеральном и региональном уровнях в настоящее время, относятся: Федеральная комиссия по энергетическим рынкам (Federal Energy Regulation Comission – FERC), Национальная ассоциация регуляторов деятельности коммунальных служб (National Association of Regulatory Utility Commissions – NARUC), Федеральная торговая комиссия (Federal Trade Commission – FTC), Антимонопольное подразделение Министерства Юстиции США (United States Department of Justice Antitrust Division) (Таблица 39).

Таким образом, можно отметить, что на газовом рынке США ведется активное прямое и косвенное регулирование со стороны государства как на федеральном, так и на региональном уровнях. Государство не вмешивается в ценообразование на газ, однако применяет регулирование тарифов, которое осуществляется с применением механизмов гибкости, а также сохраняет монополию на выдачу лицензий и разрешений о строительстве новых газопроводов. Следует также отметить роль NARUC в защите интересов непосредственных потребителей на розничном рынке газа, которая позволяет балансировать интересы разных участников рынка. Данная структура организации государственных регуляторов способствует либерализации рынка и развитию конкуренции, поэтому некоторые характеристики данной модели могут быть положены в основу организации общего рынка газа ЕАЭС.

Таблица 39 – Организации, занимающиеся регулированием газового рынка США

Регулирующие организации	Ключевые задачи и функции
Федеральный уровень	
Федеральная комиссия по энергетическим рынкам (FERC)	Ключевая задача комиссии – развитие единого общенационального газового рынка США. Основные функции организации: - содействие интегрированию удаленных регионов без собственных газовых месторождений, газификации и участию в общенациональном рынке газа; - определение методологии расчета тарифа на транспортировку по магистральным газопроводам (предоставление механизмов гибкости в определении тарифов); - открытая публикация тарифов на транспортировку газа по магистральным трубопроводам всех газотранспортных компаний США; - надзор в сфере строительства газотранспортной системы (ГТС); мониторинг безопасности объектов газовой инфраструктуры; - надзор за разделением функций региональных ГРО и сбытовых компаний.
Федеральная торговая комиссия (FTC)	Ключевая задача комиссии в контексте регулирования газового рынка – поддержка конкуренции и недопущения установления монополии на рынках сбыта природного газа (оптовом и розничном).
Антимонопольное подразделение Министерства Юстиции США (US Department of Justice Antitrust Division)	Ключевая задача подразделения в контексте регулирования газового рынка – сбор и анализ информации и данных по возможным картельным соглашениям на газовом рынке (сбыт, транспортировка, распределение, производство) для последующего возбуждения уголовных и административных дел в случае выявления картелей.
Региональный уровень	
Национальная ассоциация регуляторов деятельности коммунальных служб (NARUC)	Ключевая задача ассоциации – объединение и координация региональных регуляторов деятельность коммунальных организаций и служб. Основные функции: - надзор за слияниями и поглощениями компаний в газовой отрасли; - представление интересов потребителей газа и защита их прав от сговора между ГРО и сбытовыми компаниями.

Источники – EIA, NARUC, FERC, FTC, US Department of Justice, Аналитический центр

1.8.5.3 Участники рынка природного газа США

Управления энергетической информации США (EIA) выделяет следующие группы участников газового рынка США:

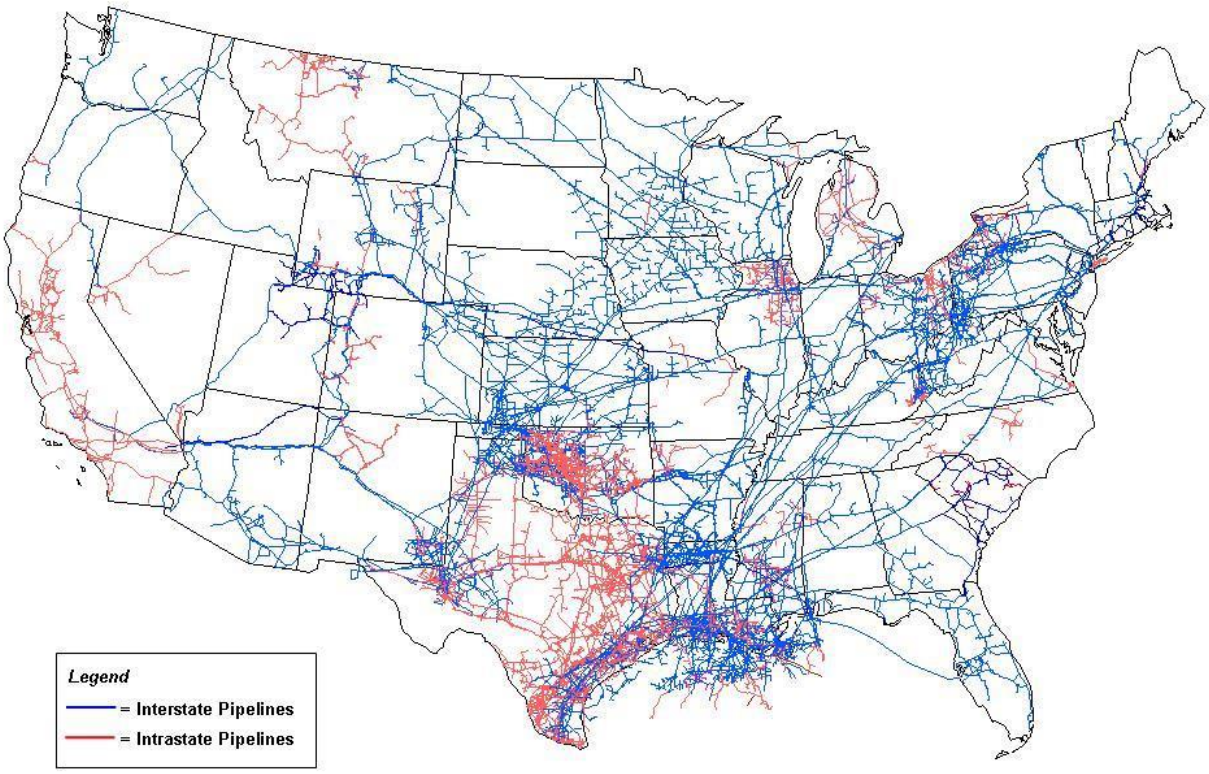
– *Производители природного газа.* Компании можно разделить на две основные группы: крупные вертикально интегрированные производители нефти и газа, иногда транснациональные корпорации с контролем полной цепочки добавления стоимости для продуктов природного газа; мелкие газовые производители – компании, которые состоят из нескольких сотен человек, иногда из нескольких десятков, занимающиеся определенным видом деятельности по добыче или производству (бурение, нефтегазовый сервис, инвестиции). Сланцевая революция в США стала возможна именно благодаря мелким компаниям, использовавшим высокопроизводительные технологии.

– *Операторы газотранспортных сетей*. В соответствии со статистикой EIA, на сегодня в США зарегистрировано более 150 трубопроводных организаций, которые осуществляют транспортировку газа по более чем 300 тыс. миль газопроводов. Из числа данных газопроводов 180 тыс. миль – это магистральные газопроводы (Рисунок 48). Все 300 тыс. миль газопроводов имеют пропускную мощность около 4,3 млрд куб. м газа в сутки. Роль данных организаций колоссальна, они представляют собой регулируемые естественные монополии, которые осуществляют снабжение всех 50 штатов в США. Данная модель представляет собой отличную от стран ЕАЭС модель организации транспортной системы. Данная модель независимых газотранспортных компаний за более чем 30 лет своего существования показала себя достаточно эффективной как в строительстве инфраструктуры и вовлечении новых потребителей и производителей на рынок, так и в эффективности перемещения газа внутри и за пределами штатов.

– *Газоперерабатывающие компании*. По данным EIA, в США располагается более 500 предприятий по переработке природного газа и производству сжиженного углеводородного газа (СУГ), который впоследствии используется для потребления мелкой промышленностью и населением на розничном рынке. Основой гражданской организацией данных производителей является Ассоциация газопереработчиков (Gas Processors Association), которая занимается защитой их интересов.

– *Операторы подземных хранилищ газа*. В отличие от стран ЕАЭС, в США существует отдельная отрасль хранения газа, где функционируют более 120 операторов. Данные компании предоставляют конкурентные услуги по хранению газа с равным и недискриминационным доступом для всех производителей и крупных потребителей, администрируют 410 подземных хранилищ газа емкостью, общий оперативный объем которых составляет 121,6 млрд куб. м. Разветвленная и конкурентная система хранилищ газа увеличивает конкуренцию между

сбытовыми компаниями и позволяет более ответственно и точно обеспечивать потребителей газом во время сезонных пиков потребления.



Источник – EIA

Рисунок 48 – Карта магистральных внутрирегиональных (красные линии) и межрегиональных (синие линии) газопроводов в США.

– *Региональные газораспределительные компании (Local Distributing Companies – LDC).* Данный сектор представлен более чем 1200 местными распределительными компаниями, которые, по данным EIA, владеют и управляют более чем 1,2 млн миль распределительных газопроводов. В связи с монопольным или олигопольным положением многих компаний в штатах, правительства отдельных регионов проводят политику либерализации, направленную на повышение конкуренции и предоставление больших возможностей выбора потребителям в плане закупки газа на рынке. Либерализация данного сектора рынка в США является наиболее приоритетной современной задачей по развитию национального рынка.

– *Маркетеры (газовые и товарные биржи).* Данная сфера газового рынка США является одной из наиболее динамично развивающихся. Практически вся торговля природным газом (более 90% объемов) производится на биржах, в основном это биржи NYMEX (CME Group) и крупнейшая в мире электронная газовая площадка ICE. Объем виртуального природного газа (созданного спекуляциями на деривативах), которым оперируют биржи, по оценкам EIA, превосходит физический рынок более чем в 10 раз. Основным институтом, защищающим интересы бирж и торговых площадок, является Национальная ассоциация бирж (National Energy

Marketers Association). Именно за счет развитого биржевого спотового и фьючерсного рынка природного газа газовый рынок США смог достичь высокого уровня конкуренции и прозрачности.

– *Исследовательские институты и консалтинговые организации.* Косвенными участниками рынка газа являются многочисленные консалтинговые организации, которые принимают участие в разработках стратегий всех остальных участников общего рынка газа. Некоторые из них занимаются обработкой и анализом статистических данных (EIA, ERRA), другая часть – аудитом, стратегическим консалтингом в сфере газа («большая тройка» и «большая четверка»). В разработку новых технологий и анализ современных тенденций также активно вовлечены ведущие университеты США.

Таким образом, большое количество и разнообразие участников рынка представляет одну из главных особенностей газовой отрасли США. Эти характеристики наряду с высокой технологичностью и развитыми институтами позволяют газовому рынку США постоянно эволюционировать и развиваться в сторону открытости, прозрачности и повышения уровня конкуренции.

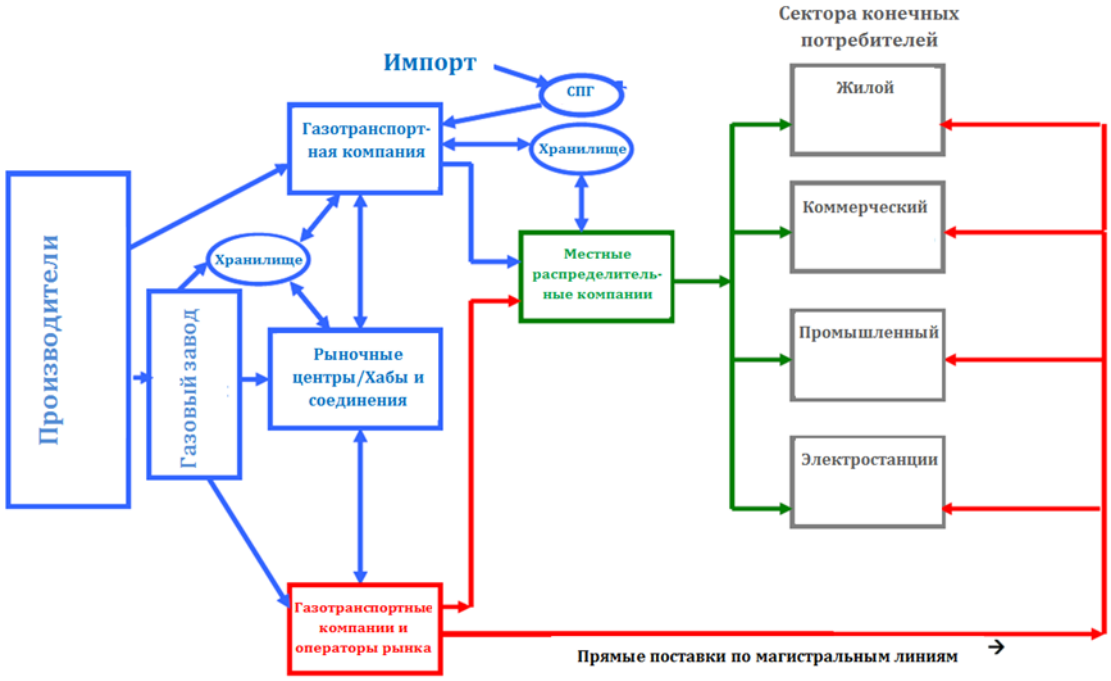
1.8.5.4 Основные особенности интеграции и развития регионов в рамках общенационального оптового и розничного рынков газа в США

Общенациональный рынок газа США, а точнее 48 континентальных штатов, входящих в единую систему газоснабжения (ЕСГ) США, подразделяется на пять зон: Северо-Восток (Northeast), Юго-Восток (Southeast), Средний Запад (Midwest), Зона Мексиканского залива (Gulf), Запад (West). Данные зоны, высоко дифференцированные по уровню развития газовой инфраструктуры и социально-экономического развития, за счет развитой инфраструктуры и многочисленных физических и виртуальных хабов объединяются в один общенациональный рынок газа США.

Цена нетбэка не регулируется государством, с 2013 года значения нетбэка не публикуются, вместо них значением нетбэка принято считать цену Henry Hub, которая формируется в рамках организованных торгов. Цена определяется на основе рыночного механизма.

Современный рынок транспортировки газа в США представляет собой рынок регулируемых естественных монополий. Все межрегиональные газотранспортные компании (более 100 компаний) работают в режиме «открытого доступа», обеспечивая равные и недискриминационные возможности для поставщиков. В то время как цены на природный газ освобождены по закону о дерегулировании цен на газ, тарифы на его транспортировку и хранение подлежат жесткому контролю со стороны FERC. FERC устанавливает тарифные ставки, исходя из средних издержек газотранспортной компании. Тарифы по фиксированным контрактам включают две части: ставка за предоставление доступа к трубопроводу (покрывает большую часть

фиксированных издержек транспортировки) и ставка за его использование (покрывает переменные издержки). Ставка за предоставление доступа к газопроводу формируется, исходя из максимальной дневной мощности, зарезервированной пользователем (чем она больше, тем ниже плата за единицу)/ Ставка за использование мощности газопровода обычно рассчитывается исходя из расстояния (на единицу расстояния – милю). Также может использоваться зонирование, когда ставки зафиксированы внутри определенных зон (регионов), или плоская шкала (ставка не зависит от расстояния). По данным региональной ассоциации энергетических регуляторов (ERRA), тарифы на услуги газораспределительных компаний, на услуги снабжения, а также цены для конечных потребителей регулируются регуляторами деятельности коммунальных служб на уровне отдельных штатов. Тарифы устанавливаются по тому же принципу, что и тарифы на транспортировку по магистральным трубопроводам.



Источник – EIA

Рисунок 49 – Схема торговли, транспортировки и распределения природного газа в США

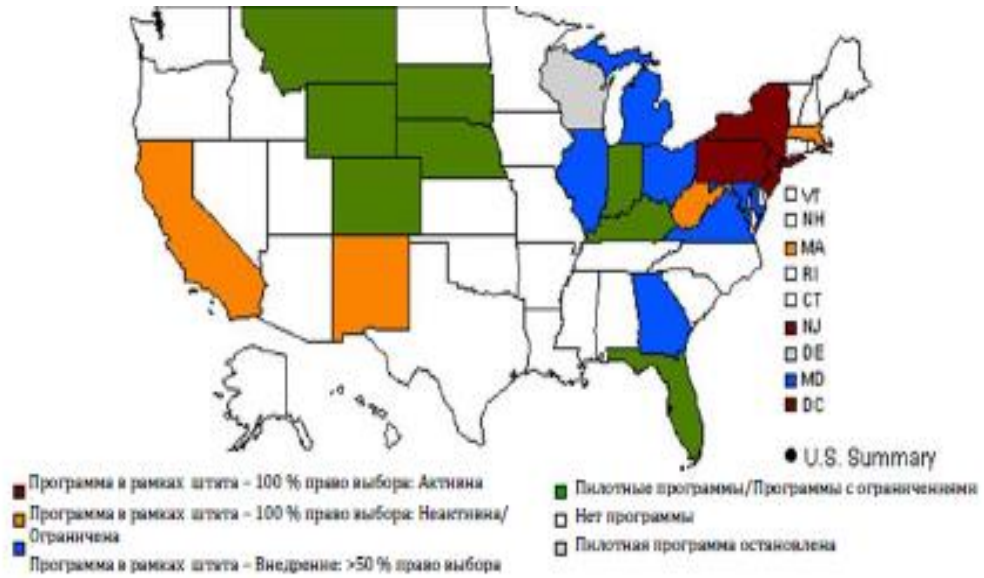
Проблема произвольного распределения фиксированных издержек разрешается FERC введением гибких ставок на тарифы по транспортировке. Во-первых, компания может использовать рыночные ставки при условии, что она может продемонстрировать отсутствие рыночной власти. Во-вторых, компания может использовать льготные ставки при наличии рыночной власти. Применение данного механизма является добровольным. В-третьих, транспортные компании имеют право определять ставки, согласовывая их в двухстороннем порядке с компанией. Большая часть компаний выбирает именно этот метод расчета тарифов на транспортировку.

Обеспечивается недискриминационный доступ к газопроводам для всех потребителей оптового рынка. Услуги по транспортировке газа по магистральным трубопроводам и сбыт газа ГРО разделены на законодательном уровне, что препятствует созданию монопольного преимущества, усиливает конкуренцию и способствует снижению цен для конечных потребителей оптового рынка. Однако на розничном рынке достаточной острой остается проблема аффилиации ГРО и сбытовых компаний, что, несмотря на разделение функций, не всегда способствует образованию рыночных тарифов на распределение газа в штатах.

Оптовый рынок полностью дерегулирован, сохраняются лишь элементы косвенного регулирования FERC (лицензирование строительства газопроводов, публикация тарифов компаний, антимонопольный надзор).

Оптовые покупатели приобретают газ напрямую у производителей по цене нетбэка, оплачивая отдельно услуги транспортных компаний.

На розничном рынке природного газа транспортные и сбытовые функции осуществляют ГРО. В соответствии с распоряжением №717 FERC проводит политику разрыва связей между ГРО и сбытовыми компаниями, препятствуя образованию неконкурентных цен и ценовых сговоров. В ряде штатов проводятся программы “residential choice”, позволяющие розничным потребителям самостоятельно закупать газ, минуя региональную газосбытовую компанию, но этот опыт является не повсеместным и не всегда результативным (Рисунок 50).



Источник – EIA

Рисунок 50 – Ход реализации программ «потребительского выбора» в секторе распределения энергии

Торговля газом осуществляется посредством продажи на бирже. Биржевая торговля ведется на платформе Нью-Йоркской фондовой биржи (NYMEX) или на электронной торговой площадке ICE в системе электронных торгов. Биржевые цены определяются спросом и предложением на

основных физических и виртуальных газовых хабах США. Биржевая площадка также позволяет хеджировать ценовые риски с использованием производных инструментов.

В настоящее время FERC совместно с другими федеральными агентствами, Национальной ассоциацией регуляторов деятельности коммунальных служб и комиссиями отдельных штатов стремятся установить более прозрачную и конкурентную систему образования тарифов на газораспределительные услуги на региональном рынке газа с помощью «Программы потребительского выбора». В результате проведенных изменений по распоряжению 717 исключается аффилиация сбытовых и распределительных компаний, что лишит монопольного преимущества некоторых игроков на рынке и усилит конкурентную среду на газовом рынке на уровне отдельных штатов. Кроме того, потребитель на розничном рынке сможет напрямую покупать природный газ у производителя на бирже, используя при этом наиболее выгодный вариант доставки как по магистральным трубопроводам, так и по региональным системам газопроводов.

Таким образом, газовый рынок США может характеризоваться как близкий к конкурентному со свободным тарифо- и ценообразованием на оптовом и розничном рынках. Внутринациональный рынок является высоко интегрированным, с незначительной ценовой разницей в различных районах реализации газа. Успешная интеграция рынка газа с США с другими газовыми рынками будет подразумевать высокие требования к организации инфраструктуры, организованных торгов, а также уровню конкуренции на других рынках. Некоторые попытки интеграции рынка газа США с другими газовыми рынками предпринимаются на сегодняшний день. Изучение опыта интеграции рынка США с другими газовыми рынками, к примеру, соседями Канадой и Мексикой, может предоставить полезную модель для возможного применения в контексте интеграции рынков газа государств – членов ЕАЭС в общий рынок газа Союза.

1.8.6 Интеграция газовых рынков США, Канады и Мексики: частичное объединение

Анализ установил, что рынок природного газа США является одним из самых наиболее динамично развивающихся в мире. Успехи в данной области энергетики не могут не привлечь внимание соседних государств, особенно тех, которые участвуют в общих интеграционных проектах совместно с США. Данными государствами являются Канада и Мексика, а интеграционным проектом – Североамериканское соглашение о свободной торговле, или НАФТА (The North American Free Trade Agreement, NAFTA).

В свете разработки Программы создания общего рынка газа ЕАЭС наиболее актуальными вопросами и проблемами для изучения в тематике развития и интеграции стран НАФТА являются:

- правовая и институциональная основа функционирования зоны свободной торговли НАФТА применительно к энергетическим ресурсам и природному газу;
- характеристики торговли природным газом между странами соглашения НАФТА и интеграционные особенности;
- предпосылки и возможности формирования общего рынка природного газа на базе НАФТА между Канадой, Мексикой и США.

1.8.6.1 Основные институциональные особенности североамериканской интеграции

Рассмотрев основные особенности развития и устройства газового рынка США, Канады и Мексики, а также интеграции штатов США в один общенациональный рынок, следует обратиться к опыту интеграции нескольких стран Северо- и Центральноамериканского континентов. В основном анализ интеграционных процессов и их институционального оформления в данных регионах сосредоточен вокруг трех государств: США, Канады и Мексики, и центрального для данного региона интеграционного проекта – НАФТА.

Данное соглашение вступило в силу 1 января 1994 г. Оно представляет собой начальную стадию организации зоны свободной торговли – лишь начальную, так как между ними в рамках данной организации происходит лишь постепенная отмена барьеров и препятствий. В контексте развития интеграции газовых рынков государств-членов ЕАЭС и организации общего рынка газа ЕАЭС особый интерес представляет рассмотрение и анализ развития трехсторонних отношений между данными странами по вопросам газовой политики, а также установления режима свободной торговли газом.

Для применения основных положений соглашения о свободной торговле существует несколько общих органов (институтов). Члены НАФТА не взимают торговых и импортных пошлин с товаров, которые производятся на территории данных стран, обычно в соответствии с особыми правилами квалификации данных товаров. В основном данные правила обозначают, что режим свободной торговли и беспошлинный ввоз осуществляются только для тех товаров, которые не были импортированы из-за пределов стран-участников НАФТА.

С 1 января 2008 г. члены НАФТА отменили последние таможенные пошлины между странами на все товары. Другие барьеры, которые каким-либо образом препятствуют международным инвестиционным потокам и передвижению товаров и услуг между данными тремя странами, в соответствии с соглашением должны быть постепенно сняты в течение 15 лет. То же касается и рынков газа стран-участниц НАФТА.

Контролем за выполнением интеграционных процессов и обеспечения свободной и беспошлинной торговли на наднациональном уровне НАФТА занимаются следующие организации (Таблица 40).

Таблица 40 – Наднациональные органы, функционирующие в рамках соглашения НАФТА

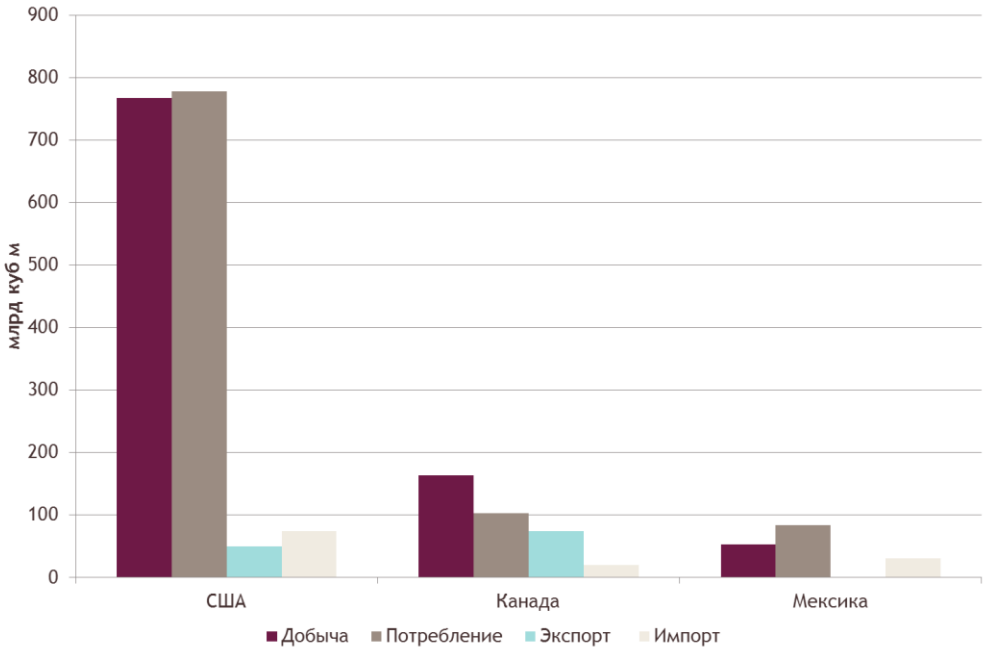
Наднациональный орган или комитет	Задачи и функции
Секретариат НАФТА (NAFTA Secretariat)	Основной совещательный и судебный орган НАФТА. Отвечает за процедуры разрешения споров, возникающих по вопросам свободной торговли товарами и услугами, а также занимается проблемами инвестиций между странами-участниками
Комиссия по свободной торговле (NAFTA Free Trade Commission)	Комиссия состоит из полномочных представителей и членов профильных министерств стран-участников НАФТА, осуществляет надзор за функционированием и результатами рабочих групп по тем или иным вопросам, связанным с обеспечением режима свободной торговли. Является исполнительным органом наднациональной организации, которые отвечают за непосредственное выполнение решений НАФТА
Рабочие группы и комитеты по соглашению (NAFTA Working Groups and Committees)	Для выполнения мероприятий в рамках соглашения НАФТА функционируют более 30 рабочих групп и комитетов, которые основаны для более эффективной реализации соглашения и способствуют улучшению правил свободной торговли между тремя странами. Основные направления работы включают следующие позиции: – торговля товарами; – правила определения происхождения товаров (rules of origin); – таможенные процедуры, торговля продуктами сельского хозяйства; – технические стандарты; – межправительственное регулирование правил и норм торговли, а также инвестиционных режимов; – международная трудовая миграция между странами; – разрешение торговых и инвестиционных споров на наднациональном уровне в рамках соглашения

Источник – NAFTA, Аналитический центр

Таким образом, интеграция между странами-участниками соглашения НАФТА осуществляется в рамках договора о зоне свободной торговли и не переходит на следующий уровень интеграции, как это происходит в случае ЕС. Это демонстрирует желание и стремление участников интеграции к сотрудничеству, однако не в рамках общего экономического пространства или федеративного устройства. Данный путь интеграции выбран во многом из-за отличного уровня экономического развития стран НАФТА, а также из-за отсутствия предпосылок для более глубокой интеграции. Несмотря на это, страны-участники НАФТА все же стремятся к углублению интеграции в газовой сфере.

1.8.6.2 Интеграция газового и энергетических рынков стран участников НАФТА

В соглашении НАФТА энергетическим товарам и продукции нефтехимической промышленности посвящена шестая глава. В данной главе стороны признают, что торговля энергетической продукцией играет важную роль в свободной торговле, соглашаясь с тем, что данная сфера отношений должна постепенно переходить на более высокий уровень, а именно проходить процесс либерализации и повышения конкуренции на рынках. Однако в то же время договор не содержит никаких четких условий или временных рамок к переходу интеграции на уровень общего рынка газа.



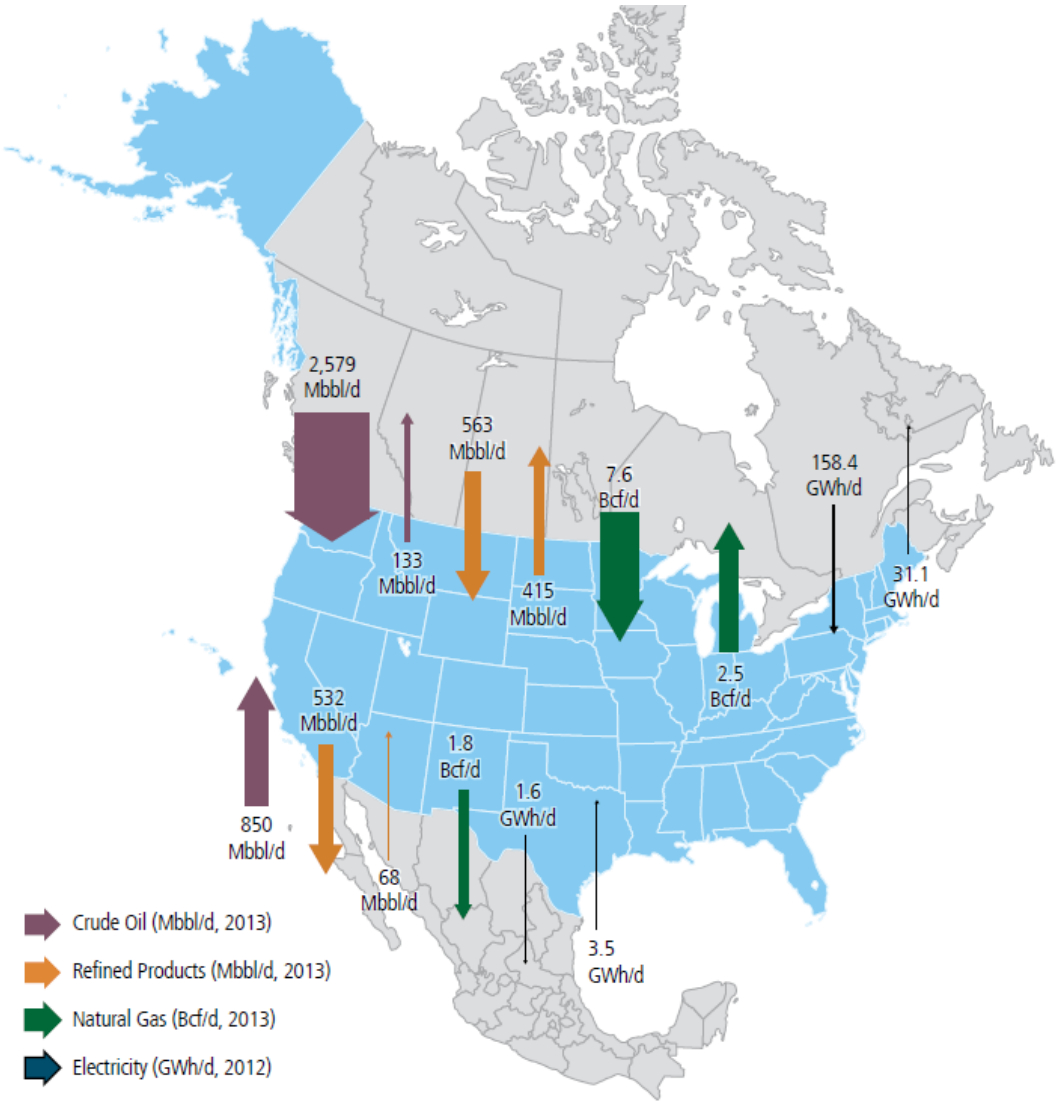
Источник – BP Statistical Review of World Energy 2016

Рисунок 51 – Добыча, потребление экспорт и импорт стран НАФТА, 2015 год

Соглашение касается энергетических и нефтехимических товаров, произведенных на территории стран-участниц, и определяет меры, касающиеся инвестиций и трансграничной торговли этими товарами. Для целей соглашения все энергетические и основные нефтехимические товары классифицированы в соответствии с гармонизированной системой.

Торговля энергоносителями, в том числе и природным газом – основная часть торгового баланса США, Канады и Мексики. Более 15% общего объема торговли между партнерами по НАФТА составляют нефтепродукты и природный газ. В контексте данного исследования интересна, в первую очередь, именно торговля газом.

Канада – крупнейший торговый партнер США в торговле природным газом, в 2015 г. объем импорта природного газа между этими странами составил 74,4 млрд куб м со стороны США и 19,8 млрд куб. м –со стороны Канады (весь объем импорта в Канаду обеспечен США, а объем импорта в США – Канадой). Третий член НАФТА – Мексика – импортирует газ из США, а экспорт из нее отсутствует. Оставшаяся часть экспорта США идет в виде минимального объема СПГ в Азиатско-Тихоокеанский регион и по спотовым контрактам в Европу (Рисунок 52).



Источник – EIA

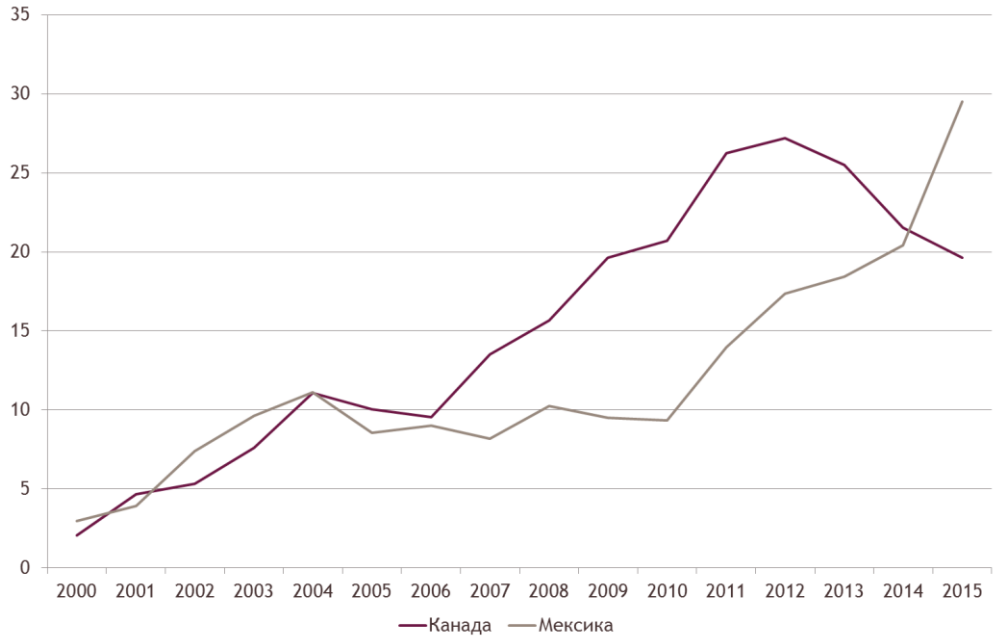
Рисунок 52 – Энергетические потоки стран НАФТА в 2013 году (зеленый цвет – потоки природного газа, млрд куб. футов в день, фиолетовый цвет – потоки сырой нефти, млн барр. в день, желтый цвет – потоки нефтепродуктов, млн барр. в день, синий цвет – потоки электроэнергии, ГВтч в день)

Крупнейший канадский газовый хаб – Dawn Hub располагается физически в штате Онтарио. Данный хаб представляет собой подземное хранилище газа объемом более 4,5 млрд куб м. К хабу проведено большое количество магистральных трубопроводов, которые интегрируются с основными промышленными регионами Восточной Канады и регионами, производящими природный газ в Западной Канаде, и Новой Англии в США. Права на владение хабом принадлежат Union Gas Canada.

Данный хаб Dawn Hub является наиболее удачным примером того, как может происходить многосторонняя интеграция между двумя государствами в газовой сфере, а также демонстрирует все основные преимущества процессов интеграции газовых рынков США и Канады. К примеру, газ из данного хаба часто используется для сглаживания сезонных пиков потребления в развитых и густозаселенных штатах Канады и приграничных штатах США.

Что касается Мексики и ее взаимодействий в газовой сфере с США, то здесь стоит отметить большие изменения, которые произошли за последние несколько лет. В 2013 году прошла масштабная реформа энергетики Мексики, в ходе которой был реформирован и газовой рынок. Во многом это касалось изменений в Конституции страны, которые предполагали, что Правительство Мексики будет сохранять полный контроль над недрами, однако в то же время позволит иностранным игрокам разрабатывать недра на условиях соглашений о разделе продукции (СРП). Данная реформа стимулирует повышение сотрудничества в газовой отрасли с США, тем самым ускоряя интеграционные процессы между странами.

Добыча газа в самой Мексике развивается достаточно медленно из-за малого объема инвестиций и вложений, а также сравнительно выгодной торговли с США (Рисунок 53).



Источник – EIA

Рисунок 53 – Экспортные поставки газа из США в Канаду и Мексику, 2000-2015 годы

Таким образом, можно отметить, что торговля природным газом развивается в рамках соглашения НАФТА активными темпами. Центральным торговым партнером, а также двигателем интеграционных процессов продолжает оставаться США, в то время как Канада, наращивая внутреннее потребление, снижает объемы импорта из США, а Мексика, наоборот, наращивает. Как показывает исследование рынков, свободная торговля газом в рамках соглашения НАФТА является выгодной всем трем сторонам. С одной стороны, режим свободной торговли позволяет увеличивать энергетическую безопасность Канады и США во время пикового сезонного потребления. С другой стороны, возможность устанавливать косвенные ограничения на ввоз и вывоз природного газа позволяет развивать внутреннее потребление странам НАФТА и защищать свои отрасли, что было бы практически невозможно в случае создания общего рынка газа.

1.8.6.3 Перспективы создания общего рынка газа между США, Канадой и Мексикой

В целом в рамках НАФТА к настоящему времени не сложился полноценный общий рынок газа. Кроме отсутствия четких условий и временных рамок организации общего рынка между США, Канадой и Мексикой в самом соглашении НАФТА, исследование показало, что не существует полных и явных экономических предпосылок для формирования общего рынка газа.

Некоторые вопросы, которые необходимо учитывать при создании общего рынка газа, не регулируются в рамках НАФТА, к примеру: вопросы ценообразования на газ, которые не входят в сферу регулирования НАФТА. Природный газ торгуется по тем правилам биржевой и внебиржевой торговли, которые установлены в юрисдикциях отдельных стран. Соглашение НАФТА рассматривает и регулирует лишь вопросы таможенных тарифов и антидемпинговой торговли и происхождения природного газа.

Другим важным препятствием для создания общего рынка газа стран НАФТА является достаточно строгая система регулирования экспорта и импорта природного газа в США.

Раздел 3 Закона о природном газе США (Natural Gas Act, NGA) (15 U.S.C. § 717b) запрещает импорт или экспорт природного газа, включая сжиженный природный газ (СПГ), без предварительного одобрения Департамента энергетики США (DOE). Стороны, желающие импортировать или экспортировать газ, должны подать заявку и получить разрешение в соответствии с положениями и процедурами DOE (10 CFR Part 590).

Импорт и экспорт газа между США и другими странами-участниками НАФТА подчиняется тем же правилам, которые установлены для торговли газом со всеми странами, с которыми у США подписаны соглашения о свободной торговле (Free Trade Agreements, FTA) – эта торговля не должна противоречить общественным интересам (Deemed Public Interest). Применительно к странам FTA раздел 3 закона NGA был дополнен разделом 201 Закона об энергетической политике 1992 г. (Energy Policy Act of 1992), требующим, чтобы заявки на экспорт и импорт газа

в/из стран, с которыми подписаны соглашения о свободной торговле, считались соответствующими национальным интересам и были одобрены без изменений и без задержек.

Таким образом, экспортеры и импортеры газа в США в обязательном порядке должны получить разрешение DOE. Компании, получившие разрешение, экспортируют и импортируют газ в оговоренных объемах и направлениях. При этом страны-участницы НАФТА (Мексика и Канада) не имеют никаких преимуществ с точки зрения импорта или экспорта газа в США по сравнению с многочисленными странами FTA.

1.8.7 Газовый рынок Европейского союза: относительно успешная попытка создания единого рынка

В настоящее время общий газовый рынок ЕС нельзя считать полностью и до конца сформированным. Процесс сближения газовых рынков начался еще вместе с началом формирования Европейского союза после принятия Маастрихтского договора в 1992 году. Однако сам договор не предусматривал введение общего рынка газа, идея о создании единого экономического пространства, которое включало бы в себя единый энергетический рынок, была заложена именно в данном документе.

Опыт формирования общего рынка газа ЕС даже на той стадии, на которой он сейчас находится, важен и полезен для составления Программы мероприятий общего рынка газа ЕАЭС. С одной стороны, интеграция газовых рынков 28 стран ЕС различных по уровню экономического и социального развития – это колоссальный опыт для формирования общего рынка ЕАЭС, так как государства-члены ЕАЭС также сильно дифференцированы по количеству населения, уровню экономического развития, территории, качеству газовой инфраструктуры. Те же проблемы возникают при формировании общего рынка газа ЕС, и те методы и мероприятия, с помощью которых европейские государства преодолевают барьеры неравенства между государствами, могут быть использовано при организации общего рынка газа ЕАЭС.

Тем самым, в свете разработки Программы создания общего рынка газа ЕАЭС, наиболее актуальными вопросами и проблемами для изучения в тематике развития газового рынка ЕС являются:

– институциональная основа формирования и функционирования газового рынка и отрасли ЕС;

– основные регулирующие надгосударственные органы и объединения, влияющие на развитие и функционирование газового рынка ЕС;

– основные особенности функционирования оптового рынка газа с точки зрения интеграции стран ЕС с различным уровнем экономического развития, а также развития конкурентной среды.

1.8.7.1 Нормативно-правовая база регулирования общего рынка газа ЕС

Непосредственное формирование общего рынка газа началось с принятия Третьего энергетического пакета странами ЕС для интеграции газотранспортных систем, а также установления общего регулирования газовых рынков и распространения конкурентного ценообразования «газ-газ» во всем Европейском союзе. Функционирование общего рынка газа осуществляется на основе трех нормативных правовых актов, которые входят в так называемый «Третий энергетический пакет», вступивший в силу в 2009 году:

– Directive 2009/73/EC. Директива Европейской комиссии, направленная на создание правил общего рынка газа для всех участников рынка;

– Regulation (EC) No 713/2009. Акт, основавший Ассоциацию по кооперации энергетических регуляторов (ACER), которая занимается вопросами регулирования общего рынка газа ЕС и согласования действий национальных регуляторов рынка;

– Regulation (EC) No 715/2009. Нормативный правовой акт, определяющий необходимость создания сетевых кодексов для усиления координации и кооперации между операторами ГТС, регулирующий правила передвижения газовых потоков в рамках общего рынка, а также распределения мощностей между газотранспортными компаниями. В разработке европейских газовых норм принимает участие Европейская сеть операторов систем транспортировки природного газа (ENTSO-G);

1.8.7.2 Наднациональные организации и институты, регулирующие общий рынок ЕС

К числу межгосударственных организаций, прямо или косвенно занимающихся вопросами регулирования доступа к единой европейской системе газопроводов, сертификацией на строительство новых газопроводов, регулированием цено- и тарифообразования на уровне общего рынка ЕС, в настоящее время, относится несколько общеевропейских регуляторов (Таблица 41).

1.8.7.3 Общие характеристики и особенности оптового ценообразования на общем рынке газа ЕС

Основным способом ценообразования на газ на общем оптовом рынке ЕС является конкуренция «газ-газ». Динамика изменения структуры ценообразования, по данным International Gas Union, демонстрирует, что доля газовых контрактов с данным способом ценообразования превысила 60% в 2015 году Помимо данного способа ценообразования на рынке также сохраняется метод нефтяной индексации (по долгосрочным контрактам). Данный метод определения нетбэка доминирует в газовых контрактах европейских импортеров газа с российским «Газпромом». Однако следует отметить, что в последнее время в данных контрактах применяются некоторые механизмы гибкости, в том числе частичной спотовой индексации на основе спотовых цен газовых хабов ЕС.

Таблица 41 – Наднациональные организации, регулирующие общий газовый рынок ЕС

Организация	Функции
Ассоциация по кооперации энергетических регуляторов (ACER)	Организация координирует действия всех европейских регуляторов, а также издает сетевые кодексы и распоряжения, которые образуют правила поведения производителей и потребителей на общем рынке газа ЕС. В сфере тарифной политики ACER не регулирует тарифы или цены напрямую, однако ведет борьбу с недобросовестной конкуренцией, лицензирует строительство газопроводов и предоставляет информацию о тарифах для потребителей.
Совет европейских энергетических регуляторов (CEER)	Тесно сотрудничает с ACER, предоставляет информационно-аналитические услуги для участников рынка газа
Европейская сеть операторов газотранспортных систем (ENTSO-G).	Предоставляет информационные услуги в сфере использования европейской газотранспортной инфраструктуры, а также координирует поставки между европейскими операторами, что увеличивает прозрачность образования магистральных тарифов. Не занимается регулированием тарифо- или ценообразования.

Источник – ACER, ENTSO-G, CEER, EIA

Согласно директиве Еврокомиссии, после 2009 года должно было произойти разделение сбытовых и транспортных функций компаний для снижения монополизации рынка и повышения уровня конкуренции и прозрачности оптового газового рынка ЕС. После этого транспортная система всех государств ЕС должна была перейти в режим координации с помощью новой организации-оператора единой системы газопроводов ENTSO-G.

По данным ACER, с 2012 года стала наблюдаться высокая корреляция значений ценовых индексов биржевых площадок, что явилось следствием введения нового способа ценообразования на газ на торговых биржах с индексами в качестве ценовых индикаторов.

В 2014 году доля контрактов на рынке ЕС, которые заключались на конкурентной основе по индексам торговых площадок, превысила 60%. Можно отметить, что активная политика по либерализации оптового рынка в сторону его приводит к увеличению конкуренции и прозрачности на рынке.

Таким образом, введение новых правил (в первую очередь в части развития хабов, а также разделения функций транспортных и сбытовых компаний) способствует повышению конкуренции

на общем оптовом рынке ЕС, вытесняя старые способы ценообразования, в частности нефтяную индексацию в долгосрочных газовых контрактах. В конечном итоге, высокая корреляция разных важнейших ценовых индексов приведет к созданию единого общеевропейского индикатора, который будет являться базовым для остальных виртуальных хабов в разных точках ЕС. Данный институциональный путь развития общего оптового рынка может быть применен в ходе организации общего рынка газа ЕАЭС, и будет предполагать развитие региональных ценовых хабов и индексов по примеру российского индикатора на Санкт-Петербургской товарно-сырьевой бирже.

1.8.7.4 Оценка экономических эффектов от объединения национальных газовых рынков в общий газовый рынок ЕС.

Центральным вопросом при интеграции газовых рынков государств является оценка будущих экономических и социальных эффектов. Общий рынок газа ЕС является уникальным случаем интеграции. При этом наднациональные институты и организации, ответственные за проведение интеграционных процессов и регулирование общего рынка проводят собственную оценку экономических эффектов от объединения национальных газовых рынков в общий газовый рынок ЕС. Данный уникальный опыт особенно полезен в случае с интеграцией газовых рынков государств-членов ЕАЭС в общий рынок ЕАЭС.

Расчет эффекта создания единого газового рынка ежегодно осуществляют ACER и CEER в докладе о состоянии рынков газа и электроэнергии. Эффект рассчитывается как разность между оценками суммы, фактически уплаченной потребителями за газ, и суммой, которая могла бы быть уплачена, если бы все покупали газ по цене крупнейшего хаба TTF.

По оценке от 2015 года, в 2014 году этот эффект составлял более 5 млрд евро.

Количественные оценки свидетельствуют, что эффект от интеграции отчасти реализуется, но существуют и резервы для дальнейшего улучшения ситуации. Однако выравнивание цен на газ, связано не только с политикой формирования единого рынка, но и с внешними обстоятельствами, в частности с глобальной тенденцией усиления конкуренции на газовых рынках.

Комплексные оценки социально-экономических эффектов от интеграции стран ЕС в общий рынок газа позволяют не только вселить уверенность в выгодности интеграции, но и создать прочную основу для привлечения дополнительных инвестиций в развитие отрасли в целом. Повторение данного опыта в ходе проведения мероприятий по созданию общего рынка газа ЕАЭС позволит повысить качество реализации данных мероприятий, будет способствовать привлечению частных инвестиций в общие инфраструктурные проекты.

1.9 Состав изменений, которые будет необходимо внести в организационно-функциональную структуру и государственное регулирование внутренних рынков газа государств – членов ЕАЭС, а также в торгово-экономические отношения в газовой отрасли между государствами-членами ЕАЭС, при переходе от одного этапа формирования рынка к другому, в том числе для устранения существующих и потенциальных барьеров.

В данном подразделе кратко изложены ключевые проблемы, требующие решения для поэтапного перехода к итоговой модели общего рынка газа ЕАЭС к 2025 году. Более подробно мероприятия организационного и правового характера рассмотрены в последующих разделах данной работы (разделы 6–12).

1.9.1 Обеспечение единых подходов к функционированию инфраструктуры магистрального транспорта и хранения газа

В нормативно-правовой базе и (или) в правоприменительной практике каждого из государств – членов ЕАЭС существуют особенности, предусматривающие возможность дискриминации пользователей услуг ГТС и ПХГ по различным мотивам, несмотря на формальные положения о недискриминационном доступе, реализованные в большинстве стран ЕАЭС. В ходе первого этапа (до 2020 года) в рамках подготовки к созданию согласованного порядка доступа к инфраструктуре необходимо выявить и элиминировать те фрагменты нормативно-правовой базы, которые могут быть использованы для целей необоснованного ограничения доступа к инфраструктуре участников рынка как из других стран ЕАЭС, так и из данной страны.

Результатом должна стать выработка гармонизированных правил недискриминационного доступа к газотранспортным системам, в том числе по вопросам тарификации на услуги по транспортировке газа, определения и распределения свободных мощностей.

1.9.2 Биржевая торговля

Создание биржи и открытие доступа к биржевой торговле важны, но недостаточны для ее эффективной работы. Необходимо составить (на первом этапе) и реализовать (на втором и третьем этапах) согласованную программу развития биржевой торговли газом на территории ЕАЭС, которая включала бы следующие направления:

– обеспечение доступа к биржевой торговле газом широкого круга участников, включая отдельные предприятия государств ЕАЭС, а не только газодобывающие и газосбытовые компании (к концу второго этапа);

- обеспечение высокой ликвидности торговли;
- обеспечение независимости биржи от отдельных компаний и государств-членов;
- предложения по оптимальному числу и размещению бирж на территории ЕАЭС;
- развитие производных финансовых инструментов, основанных на торговле газом.

1.9.3 Особенности действующих контрактов и международной нормативно-правовой базы

Существенным ограничением на пути повышения эффективности газовой отрасли ЕАЭС за счет интеграции рынков газа может стать существование действующих контрактов и межправительственных соглашений по поставкам газа. Если они не подвергнутся пересмотру, то в условиях стагнирующего спроса на газ в ряде стран ЕАЭС существует риск сохранения статус-кво (прежних экономических отношений) и после принятия мер по созданию общего рынка газа.

Предполагается, что после принятия Договора о формировании общего рынка газа Союза действующие межправительственные соглашения утратят силу. Вместе с этим действующие контракты в части ценообразования и ряда других условий зачастую опираются на положения межправительственных соглашений. Соответственно, после отмены соглашений существует риск того, что ряд позиций, препятствующих развитию рынка, окажется воплощенным в крупнейших «якорных» долгосрочных контрактах. Вместе с этим отмена всех крупнейших контрактов также является опасной с точки зрения стабильности инвестиционного климата и защиты контрактных прав участников общего рынка газа Союза.

В связи с этим в ходе первого этапа создания единого рынка газа целесообразно провести инвентаризацию условий контрактов и соглашений, выявить риски и определить возможности их пересмотра в связи с интеграционными процессами. Также целесообразно отказаться от исключительных условий контрактов (в частности, исключительного права на импорт), поскольку это противоречит идее свободной торговли в рамках общего рынка газа Союза, и предусмотреть ничтожность подобного условия в рамках будущих газовых контрактов на общем рынке газа Союза.

1.9.4 Ценообразование на газ и сопутствующие услуги

При наличии ценовых дисбалансов в сфере газоснабжения на определенной территории создание общего рынка газа может сильно замедлиться по экономическим причинам, даже при наличии гармонизированной правовой базы и недискриминационного доступа к инфраструктуре. Об этом свидетельствует опыт России.

Для преодоления этой проблемы необходимо разработать порядок действий по планомерному и согласованному переходу к итоговому варианту ценообразования, обозначенному

в Концепции как «поддержание рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на общем рынке Союза» и подразумевающему также «решение о переходе к равнодоходным ценам на газ».

Важно отметить, что указанные определения целевой модели ценообразования не подразумевают установление обязательных ориентиров по рентабельности или равнодоходности.

В соответствии с Концепцией этот итоговый вариант будет реализован только после 2025 года. Вместе с этим существование ценовых дисбалансов может серьезно замедлить формирование общего рынка газа после второго этапа (в 2021 году), когда уже должна быть реализована значительная часть интеграционных усилий по другим направлениям.

Поэтому к завершению первого этапа (к 2020 году) государствам-членам ЕАЭС рекомендуется:

– выработать согласованный план сглаживания ценовых дисбалансов (с учетом различий цен по регионам каждой из стран ЕАЭС), который позволил бы обеспечить рентабельность поставок газа на территории ЕАЭС уже после 2021 года, и снизил бы риски экономически необоснованных перетоков газа между странами;

– учесть при формировании указанного плана различи в тарифах на транспортировку газа;

– сформировать четкие общие цели относительно итоговой модели ценообразования.

В ходе второго этапа должна быть начата реализация этого плана, тогда к концу третьего этапа можно ожидать сглаживания дисбалансов без резких шоков.

В данной работе предполагается, что в конечном итоге на общем рынке газа Союза должен действовать рыночный механизм ценообразования, который обеспечит и нормальную рентабельность для всех участников рынка, и выравнивание доходности на внутреннем и внешних рынках газа. Вместе с этим существование принципов равнодоходности и коммерческой рентабельности в нормативно-правовых документах ЕАЭС может потребовать дополнительных уточнений этой модели.

Предлагаемая в данной работе итоговая модель общего рынка газа Союза исходит из того, что среди всех указанных характеристик приоритет отдается именно рыночному характеру ценообразования. Остальные характеристики – коммерческая рентабельность и переход к равнодоходным ценам – автоматически (хотя и с некоторым лагом) являются его следствием. Действительно, рыночный механизм ценообразования подразумевает, что на рынке сформируются цены, которые будут устраивать действующих производителей и обеспечивать им достаточную рентабельность, в противном случае часть производителей уйдет с рынка и цены поднимутся до необходимого уровня. Одновременно с этим рыночные цены подразумевают, что рационально действующие компании, занимающиеся экспортом на внешние рынки, будут регулировать объем

поставок на внутренние и внешние рынки исходя из баланса спроса и предложения на них таким образом, чтобы на рынках выравнивалась доходность или, по крайней мере, отсутствовали существенные дисбалансы.

Вопросы регулирования цен на газ на национальном уровне, то есть на внутренних рынках газа, выходят за пределы деятельности по созданию общего рынка газа Союза. Вместе с этим дисбалансы в этой сфере могут поставить под угрозу эффективности общего рынка газа Союза.

1.9.5 Устранение иных трансграничных барьеров между национальными газовыми рынками государств-членов ЕАЭС

Вдобавок к вышеуказанным направлениям в состав необходимых изменений следует включить в первую очередь:

– меры по унификации нормативно-технической базы, связанные с обеспечением единых стандартов на природный газ и все услуги, работы, товары, обращение которых является необходимым для создания и устойчивой работы общего рынка газа Союза;

– меры по обеспечению информационной прозрачности рынков газа на территории ЕАЭС в целях предоставления оперативной и надежной информации о наличии и доступности газотранспортных мощностей, рыночных ценах (включая биржевые и внебиржевые индикаторы) и иных данных, необходимых участникам общего рынка газа Союза.

ЧАСТЬ 2. АНАЛИЗ ПРОГРАММНО-СТРАТЕГИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС В ГАЗОВОЙ СФЕРЕ В ЦЕЛОМ И РАЗВИТИЯ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ В ЧАСТНОСТИ, А ТАКЖЕ ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЫНКОВ ГАЗА ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС

2.1 Фактические и прогнозные объемы добычи газа в государствах – членах ЕАЭС

Россия по состоянию на 2015 г. обеспечила 94% добычи в странах ЕАЭС. Кроме России ежегодно более 0,5 млрд куб. м газа добывает только Казахстан. В 2015 г. он обеспечил 6% производства газа в союзе (Таблица 42).

Таблица 42 – Динамика добычи природного и попутного газа в государствах – участниках ЕАЭС в 2012–2015 годах, млрд куб. м

Государства – участники	2012	2013	2014	2015 [1]	2015/2012 гг., %
Армения	0	0	0	0	
Беларусь	0,2	0,2	0,2	0,22	+10
Казахстан	40,3	42,4	43,4	43	+7
Кыргызстан	0,03	0,03	0,03	0,03	0
Россия	655	668	643	633,4	-3

[1] Данные государств – участников СНГ

Источник – Статкомитет СНГ.

По оценкам ИНЭИ РАН, в перспективе Россия будет наращивать добычу в соответствии с потребностями внутреннего рынка и экспортными возможностями (Таблица 43, Таблица 44).

Таблица 43 – Прогноз добычи природного (включая попутный) газа в государствах – участниках ЕАЭС (высокий сценарий), млрд куб. м

Государства – участники	2014[1]	2020	2025	2030
Армения	0	0	0	0
Беларусь	0,2	0,2	0,2	0,2
Казахстан	43,4 (22,5)*	61,9 (24,2)	83 (24,8)	85 (24,7)
Кыргызстан	0,03	0,05	0,1	0,1
Россия	643	723	853	870

* – в скобках указаны объемы товарного газа, в первом столбце на 2015 г.

Источник – данные государств – участников СНГ, расчеты ИНЭИ РАН.

[1] Статкомитет СНГ.

Есть планы по увеличению производства и в Кыргызстане, но даже реализация этих планов позволит обеспечить за счет собственной добычи только небольшую часть потребления. Значительный прирост добычи газа ожидается в Казахстане.

Таблица 44 – Прогноз добычи природного (включая попутный) газа в государствах – участниках ЕАЭС (низкий сценарий), млрд куб. м

Государства – участники	2014[1]	2020	2025	2030
Армения	0	0	0	0
Беларусь	0,2	0,2	0,2	0,2
Казахстан	43,4 (22,5)	47,6 (22,6)	57,8 (23,8)	71,8 (24,0)
Кыргызстан	0,03	0,05	0,1	0,1
Россия	643	650	743	790

* – в скобках указаны объемы товарного газа, в первом столбце на 2015 г.

Источник – данные государств – участников СНГ, расчеты ИНЭИ РАН.

[1] Статкомитет СНГ.

Далее рассмотрены показатели добычи в основных газодобывающих странах ЕАЭС – в Республике Казахстан и Российской Федерации.

2.1.1 Республика Казахстан

Программа развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 годы

До 2010 года в Казахстане действовала «Программа развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 годы». Основными стратегическими целями Программы являлись увеличение объемов добычи и международного транзита газа, повышение эффективности использования внутренних ресурсов газа для удовлетворения потребностей внутреннего рынка и достижения энергетической независимости, наращивание экспортного потенциала от реализации природного и сжиженного газа. За время действия программы предполагалось увеличение ресурсного потенциала по запасам газа, а также увеличение объема инвестиций до 1 трлн тенге на развитие мощностей по добыче, переработке и транспорту газа. [19]

В качестве конечного результата ожидалось увеличение потребления газа и более чем в 2 раза (с 5,7 до 10,3 млрд куб. м), дополнительный рост экспортного потенциала отрасли до 110,6 млрд тенге в год за счет возрастания объемов международного транзита в 1,5 раза, а также роста экспорта казахстанского газа более чем в 2 раза и сжиженного газа в 3,4 раза (Таблица 45).

Таблица 45 – Прогнозные показатели развития газовой отрасли Республики Казахстан согласно Программе развития на 2004-2010 годы, млрд куб. м

	2003 (факт)	2004	2006	2008	2010
Добыча сырого газа	17,2	23,8	28,9	40,2	57,5
На технологические нужды при добыче и потери	5,0	5,4	6,4	8,2	12,1
Выработка товарного газа	12,0	14,4	15,0	21,6	28,1
Импорт природного газа	2,7	2,8	2,7	3,0	3,7
Всего ресурсов	14,7	17,2	17,7	24,6	31,8
Поставка потребителям	5,7	7,0	7,2	11,3	15,6
На технологические нужды для транзита газа	3,0	3,0	3,0	3,5	3,5
Экспорт природного газа	6,0	7,2	7,5	9,8	12,7

Источник – Программа развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2004-2010 годы

Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года

В конце 2014 г. Правительство Казахстана утвердило два стратегических документа развития газовой отрасли страны:

– Генеральную схему газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 04.11.2014 г. № 1171);

– Концепцию развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275).

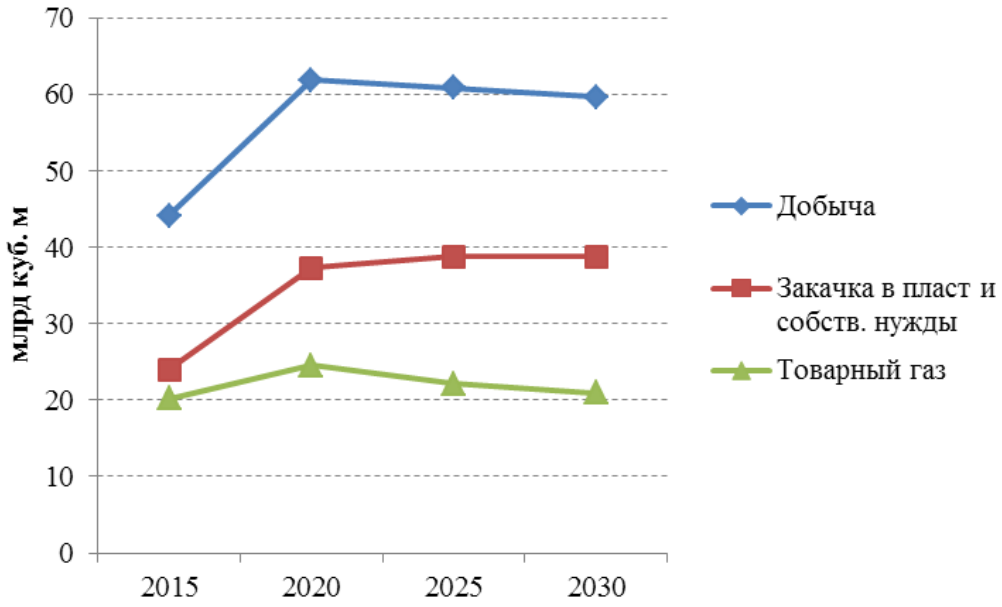
По прогнозным оценкам добычи и использования газа, приведенным в Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года, предполагаются три возможных сценария развития газодобывающего сектора до 2030 года с перспективой до 2050 года: экономный, форсированный и прагматичный (Таблица 46). [20]

Таблица 46 – Сценарии среднегодового объема добычи газа в Казахстане до 2030 года, с перспективой до 2050 года, млрд куб. м

Сценарии	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Форсированный сценарий	46,8	65,9	89,2	97,2	96,8	96,2	85,8	85,9
Прагматичный сценарий	44,2	62,0	61,0	59,8	80,3	87,9	84,4	74,2
Экономный сценарий	43,0	48,2	52,6	51,3	56,0	61,5	63,8	65,9

Источник – Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года

Прагматичный сценарий является целевым и подразумевает сохранение бездефицитного баланса газа в Казахстане, а также учет оптимальных параметров разработки казахстанских месторождений без их ускоренного истощения. Согласно прагматичному сценарию в перспективе до 2030 года ожидается рост объемов добычи газа до 59,8 млрд куб. м в год, в том числе в связи с вводом в эксплуатацию новых месторождений. Рост объёмов добычи газа идет в первую очередь к 2020 году, после чего наблюдается постепенное снижение к 2030 году, обусловленное необходимостью обратной закачки газа, приводящей к снижению выработки товарного газа. В прагматичном сценарии ожидается увеличение объемов газа, закачиваемого обратно в пласт, до 38,8 млрд куб. м в год. В результате свободные ресурсы товарного газа останутся на нынешнем уровне 20-25 млрд куб. м (Рисунок 54).

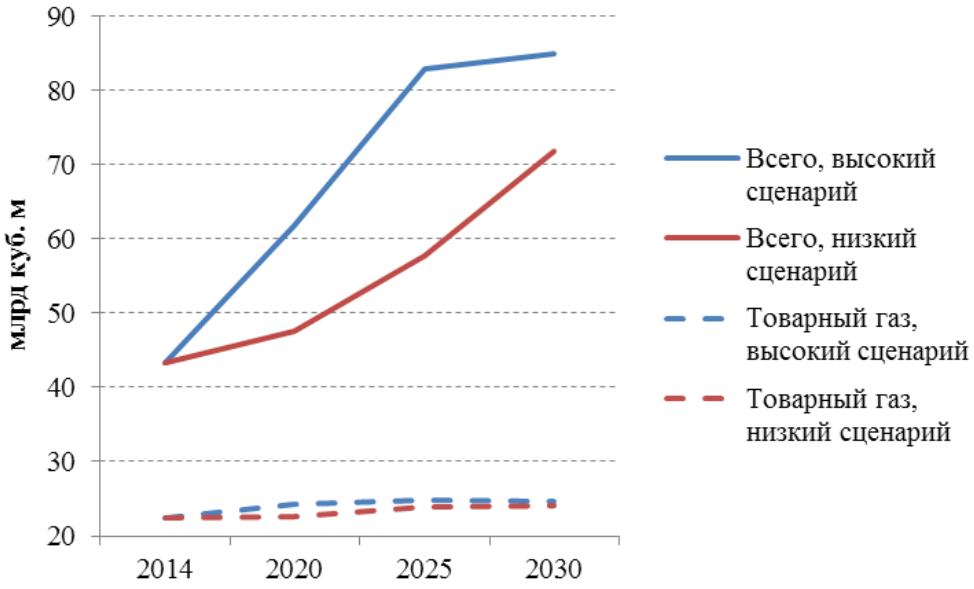


Источник – Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года

Рисунок 54 – Прогноз развития газовой отрасли Казахстана, «прагматичный сценарий»

Оценки ИНЭИ РАН

По прогнозу ИНЭИ РАН (Рисунок 55), в Казахстане ожидается более значительный прирост добычи газа – практически в 2 раза за период 2014-2030 годов, но объем товарного газа также практически не изменится (рост с 22,5 млрд куб. м в 2014 году до 24-25 млрд куб. м в 2030 году).



Источник – ИНЭИ РАН

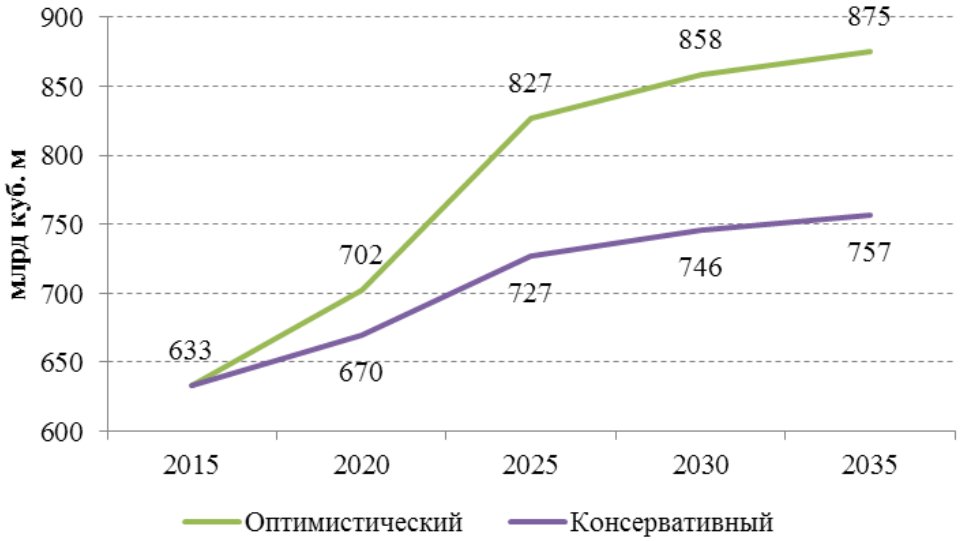
Рисунок 55 – Прогноз добычи природного (включая попутный) газа в Казахстане, низкий и высокий сценарии

2.1.2 Российская Федерация

Ключевым документом развития газовой отрасли России выступает Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030), утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р. На данный момент разработан проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года (ЭС-2035), в котором уточнены и скорректированы приоритеты, задачи, индикаторы реализации и прогнозные сценарии, принятые в ЭС-2030. [21]

Россия обладает большим потенциалом увеличения добычи газа, основным ограничителем которой является величина внутреннего и внешнего спроса на российский газ. Основные различия между консервативным и оптимистическим сценариями в газовой отрасли заключаются как раз в разной востребованности российского газа на внешних рынках.

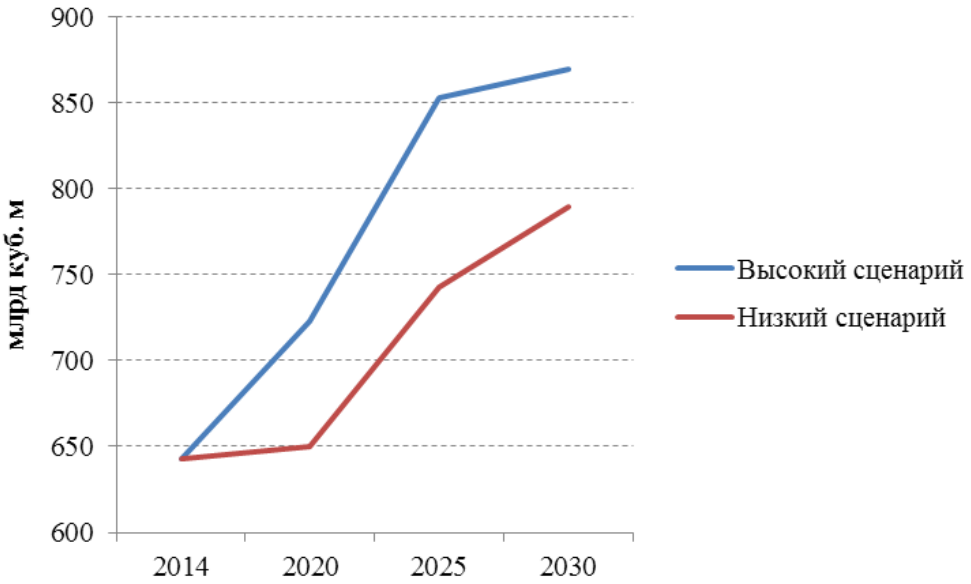
В числе ожидаемых результатов реализации ЭС-2035 указан рост добычи природного и попутного газа на 6 – 11% на первом этапе (до 2020 года) и в 1,2 – 1,4 раза к 2035 году (Рисунок 56). Достижение данных показателей будет возможно при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков за счет увеличения добычи газа в районе Обско-Тазовской губы более чем в 1,5 раза, создания новых экспортно-ориентированных центров добычи на полуострове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в акваториях морей. Таким образом, основное изменение в региональной структуре добычи газа в России в ближайшие годы связано с дальнейшим увеличением доли Восточной Сибири и Дальнего Востока, хотя главным газодобывающим регионом останутся северные районы Тюменской области.



Источник – ЭС-2035

Рисунок 56 – Прогноз добычи природного и попутного газа в России, консервативный и оптимистический сценарии

В прогнозе ИНЭИ РАН, построенном для данного отчета, также ожидается, что прирост добычи в России будет существенным, но не достигнет потенциально возможного уровня, который превышает 1 трлн. куб. м (Рисунок 57).



Источник – ИНЭИ РАН

Рисунок 57 – Прогноз добычи природного (включая попутный) газа в России, низкий и высокий сценарии

2.2 Фактическое и прогнозное потребление газа в государствах – членах ЕАЭС по отраслям народного хозяйства (по секторам экономики)

Республика Армения

Собственных стратегических документов, описывающих развитие газовой отрасли Республики Армения (включая потребление), в открытом доступе не обнаружено.

В рамках реализации Сценария 1 ИНЭИ РАН в Республике Армения ожидается рост потребления газа с 2,6 млрд куб. м в 2015 году до 4,5 млрд куб. м в 2030 году (+73%) (Таблица 47). Основной вклад в увеличение потребления внесут электростанции, спрос на газ которых вырастет более чем в 2 раза (+1 млрд куб. м). Что касается конечного потребления, то основной вклад в его увеличение внесет бытовой сектор и сектор услуг (+0,6 млрд куб. м).

Таблица 47 – Баланс газа Республики Армения. Сценарий 1

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	2,6	2,8	3,9	4,5
Электроэнергетика, млрд куб. м	0,8	0,9	1,6	1,8
Прочие расходы ТЭК, млрд куб. м	0	0	0	0
Всего конечное потребление, млрд куб. м	1,8	1,9	2,3	2,7
Промышленность, млрд куб. м	*0,9*	*1*	*1*	*1,2*
Транспорт, млрд куб. м	*0*	*0*	*0*	*0*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*0,9*	*0,9*	*1,3*	*1,5*

Источник – данные Республики Армения, расчеты ИНЭИ РАН.

Реализация Сценария 2 ИНЭИ РАН предусматривает существенно меньший объем увеличения потребления газа в Республике Армения – на 0,3 млрд куб. м. (Таблица 48).

Таблица 48 – Баланс газа Республики Армения. Сценарий 2

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	2,6	2,7	2,8	2,9
Электроэнергетика, млрд куб. м	0,8	0,8	0,8	0,9
Прочие расходы ТЭК, млрд куб. м	0	0	0	0
Всего конечное потребление, млрд куб. м	1,8	1,9	2,0	2,0
Промышленность, млрд куб. м	*0,9*	*0,9*	*1*	*1*
Транспорт, млрд куб. м	*0*	*0*	*0*	*0*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*0,9*	*0,9*	*1*	*1*

Источник – данные Республики Армения, расчеты ИНЭИ РАН.

Республика Беларусь

В Стратегии развития энергетического комплекса Республики Беларусь до 2020 года (утверждена в августе 2010 г.) не описаны прогнозные оценки развития газовой отрасли страны, а даны отдельные целевые индикаторы. Так, предусматривается снижение доли природного газа в потреблении котельно-печного топлива с 71,8% в 2009 году до 64% в 2015 году и 55% к 2020 году за счет увеличения использования ядерной энергии, угля, местных видов топлива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. С другой стороны, одним из приоритетных направлений развития является замещение светлых нефтепродуктов на автомобильном транспорте новыми видами топливных ресурсов, в том числе газом. [22]

В рамках реализации Сценария 1 ИНЭИ РАН в Республике Беларусь ожидается существенное снижение потребления газа с 23,2 млрд куб. м в 2015 году до 17 млрд куб. м в 2030 году (-27%) (Таблица 49). Основной вклад в снижение потребления внесут электростанции (строительство АЭС), спрос на газ которых снизится более чем на 3,3 млрд куб. м (-28%). Что касается конечного потребления, то ощутимый вклад в его снижения внесет транспорт (снижение объемов прокачки российского газа в страны Евросоюза).

Таблица 49 – Баланс газа Республики Беларусь. Сценарий 1

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	23,2	19,4	18,0	17,0
Электроэнергетика, млрд куб. м	12	10	9	8,7
Прочие расходы ТЭК, млрд куб. м	8	6,9	6,9	6,5
Всего конечное потребление, млрд куб. м	0,2	0,1	0,1	0,2
Промышленность, млрд куб. м	*3,0*	*2,4*	*2,0*	*1,6*
Транспорт, млрд куб. м	*1,6*	*1,2*	*0,9*	*0,6*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*0*	*0*	*0*	*0*
Потребление, млрд куб. м	*1,4*	*1,2*	*1,1*	*1*

Источник – данные Республики Беларусь, расчеты ИНЭИ РАН.

Реализация Сценария 2 ИНЭИ РАН предусматривает существенно меньший объем сокращения потребления газа в Республике Беларусь – на 3 млрд куб. м. (Таблица 50).

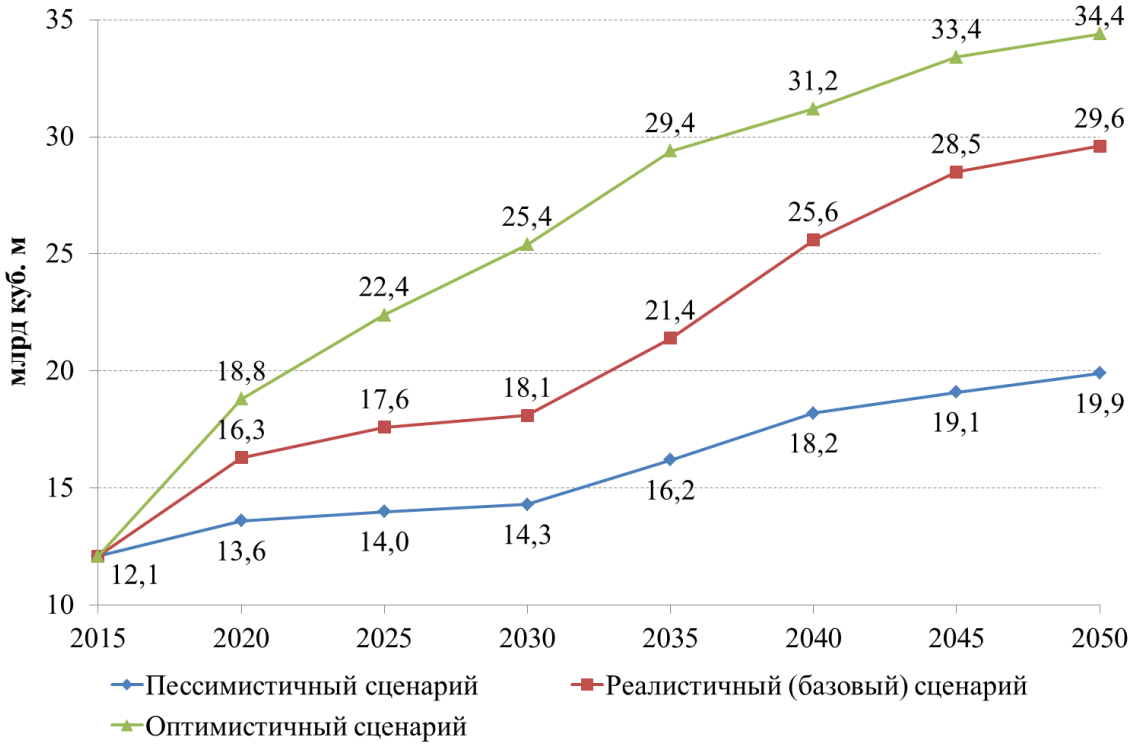
Республика Казахстан

В Генеральной схеме газификации Республики Казахстан в перспективе до 2030 года рассмотрено три сценария потребления газа, рассчитанных исходя из сценариев газификации регионов Республики Казахстан: пессимистичный, реалистичный (базовый) и оптимистичный. В рамках Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года указанные сценарии потребления рассмотрены в перспективе до 2050 года (Рисунок 58).

Таблица 50 – Баланс газа Республики Беларусь. Сценарий 2

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	23,2	21,2	20,2	20,2
Электроэнергетика, млрд куб. м	12	11	10	9,9
Прочие расходы ТЭК, млрд куб. м	8	7,1	7	6,8
Всего конечное потребление, млрд куб. м	0,2	0,1	0,1	0,1
Промышленность, млрд куб. м	3,0	3,0	3,1	3,4
Транспорт, млрд куб. м	*1,6*	*1,6*	*1,7*	*1,8*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*0*	*0*	*0*	*0*
Потребление, млрд куб. м	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1,6*

Источник – данные Республики Беларусь, расчеты ИНЭИ РАН.



Источник – Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года [20]

Рисунок 58 – Сценарии среднегодового объема потребления газа в Республике Казахстан до 2030 года с перспективой до 2050 года (без учета потребления газа недропользователями на собственные нужды и потери), млрд куб. м

«Оптимистичный» сценарий потребления газа может стать результатом масштабного развития в Казахстане газохимической промышленности, реализации инициатив по ускоренному развитию газовых генераций в рамках перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике», а также реализации планов по максимальному охвату газоснабжением населения и коммунально-

бытовых потребителей Республики Казахстан. По данному сценарию, потребление товарного газа в республике составит 25,5 млрд куб. м к 2030 году и 34,4 млрд куб. м к 2050 году.

В рамках «пессимистичного» сценария рассмотрены варианты сохранения на текущем уровне охвата газификацией территории Республики Казахстан, доли газовых генераций в структуре генерирующих мощностей Республики Казахстан, а также ограниченного развития предприятий газохимии. В этих условиях объем потребления в 2030 году не превысит 14,3 млрд куб. м, а к 2050 году составит порядка 19,9 млрд куб. м в год.

В качестве базового в Генеральной схеме газификации определен «реалистичный» сценарий потребления, согласно которому к 2020 году ожидаемые объемы потребления товарного газа в республике составят порядка 16,3 млрд куб. м, а к 2030 году – около 18,1 млрд куб. м. При этом в случае сохранения учтенных в данном сценарии тенденций и после 2030 года, ожидается, что потребление газа к 2050 году достигнет уровня 29,6 млрд куб. м в год.

Значительный рост потребления газа населением в рамках «реалистичного» сценария ожидается по всем категориям потребителей. Так, наиболее динамичное развитие в рассматриваемый период ожидается на рынке газомоторного топлива, что связано как с его текущей достаточно низкой емкостью, так и с запланированными масштабными мероприятиями по его развитию. В итоге к 2030 году ожидается более чем 40-кратный рост потребления товарного газа на транспорте, которое составит порядка 0,5 млрд куб. м.

В промышленности рост потребления газа будет связан с реализацией проектов строительства газохимических предприятий, в том числе введением в эксплуатацию интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области, а также ряда иных крупных промышленных предприятий, таких как завод по производству минеральных удобрений в Жамбылской области. В результате потребление товарного газа промышленными потребителями к 2030 году ожидается на уровне 5,2 млрд куб. м.

Существенный рост потребления товарного газа также ожидается в секторе производства электрической и тепловой энергии, которое в базовом сценарии развития энергетики составит к 2030 году порядка 7,2 млрд куб. м.

Кроме того, значительный ввод новых и расширение действующих газовых станций ожидается на нефтегазовых месторождениях (Кашаган, Тенгиз и другие) в основном для обеспечения собственных нужд. Однако, как отмечалось ранее, по данным категориям станций потребляемый газ учитывается по категории «собственные нужды и потери» и не участвует в балансе товарного газа. В итоге, в совокупности по всем видам газовой генерации установленная мощность станций возрастет к 2030 году с 4,8 ГВт до 7,2 ГВт.

Рост потребления газа коммунально-бытовыми предприятиями и населением будет обусловлен реализацией комплекса мероприятий, предусмотренных Генеральной схемой

газификации Республики Казахстан, по завершении которых к 2030 году в совокупности потребление газа данными категориями потребителей ожидается на уровне 5,1 млрд куб. м в год.

В рамках реализации Сценария 1 ИНЭИ РАН в Республике Казахстан ожидается рост потребления газа с 12,5 млрд куб. м в 2015 году до 17,2 млрд куб. м в 2030 году (+38%) (Таблица 51). Основной вклад в увеличение потребления внесут электростанции, спрос на газ которых вырастет почти в 1,5 раза (+1,8 млрд куб. м). Что касается конечного потребления, то основной вклад в его увеличение внесет транспорт (+2,6 млрд куб. м).

Таблица 51 – Баланс газа Республики Казахстан. Сценарий 1

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	12,5	16,2	16,8	17,2
Электроэнергетика, млрд куб. м	4,0	5,6	5,7	5,8
Прочие расходы ТЭК, млрд куб. м	0,4	0,4	0,4	0,4
Всего конечное потребление, млрд куб. м	8,0	10,2	10,7	11,0
Промышленность, млрд куб. м	6,0	6,2	6,3	6,4
Транспорт, млрд куб. м	2,0	4,0	4,4	4,6
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	0,1			

Источник – данные Республики Казахстан, расчеты ИНЭИ РАН.

Реализация Сценария 2 ИНЭИ РАН предусматривает несколько меньший объем увеличения потребления газа в Республике Казахстан – на 3 млрд куб. м. (Таблица 52).

Таблица 52 – Баланс газа Республики Казахстан. Сценарий 2

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	12,5	14,6	16,3	17,0
Электроэнергетика, млрд куб. м	4,0	4,5	5,4	5,7
Технические нужды и собственные нужды газопроизводителей, млрд куб. м	0,4	0,4	0,4	0,4
Всего конечное потребление, млрд куб. м	8,0	9,7	10,5	10,9
Промышленность, млрд куб. м	*6,0*	*6,1*	*6,3*	*6,4*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*2,0*	*3,6*	*4,2*	*4,5*
Сальдо ПХГ, млрд куб. м	0,1			

Источник – данные Республики Казахстан, расчеты ИНЭИ РАН.

Кыргызская Республика

В начале 2015 года правительство Кыргызской Республики одобрило Генеральную схему газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года, разработанную ОАО «Газпром промгаз» (научно-исследовательский и проектный институт ОАО «Газпром»).

При реализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации республики будет газифицировано 411 населенных пунктов (включая столицу страны Бишкек) – более 845 тысяч квартир и домовладений. Протяженность распределительных газопроводов достигнет почти 2,75 тыс. км. Уровень газификации республики составит 60%. Схема предусматривает:

– газоснабжение всех областей республики, с применением трубопроводного транспорта газа и/или автономной газификации с использованием СПГ;

– развитие сети КриоАЗС и перевод автотранспорта на газомоторное топливо;

– реализацию мероприятий по строительству и реконструкции объектов газотранспортных сетей и межпоселковых сетей.

Однако численных значений потребления, ожидаемого в Кыргызстане до 2030 года, в открытом доступе не обнаружено.

В рамках реализации Сценария 1 ИНЭИ РАН в Кыргызской Республике ожидается рост потребления газа с 0,3 млрд куб. м в 2015 году до 0,8 млрд куб. м в 2030 году (+67%) (Таблица 53). Основной вклад в увеличение потребления внесут электростанции, спрос на газ которых вырастет более чем в 3 раза (+0,3 млрд куб. м). Что касается конечного потребления, то основной вклад в его увеличение внесет промышленность (+0,2 млрд куб. м).

Таблица 53 – Баланс газа Кыргызской Республики. Сценарий 1

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	0,30	0,30	0,60	0,80
Электроэнергетика, млрд куб. м	0,10	0,10	0,30	0,40
Прочие расходы ТЭК, млрд куб. м	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего конечное потребление, млрд куб. м	0,20	0,20	0,30	0,40
Промышленность, млрд куб. м	*0,10*	*0,10*	*0,20*	*0,30*
Транспорт, млрд куб. м	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*0,10*	*0,10*	*0,10*	*0,10*

Источник – данные Кыргызской Республики, расчеты ИНЭИ РАН.

Реализация Сценария 2 ИНЭИ РАН предусматривает существенно больший объем увеличения потребления газа в Кыргызской Республике – почти на 1 млрд куб. м. (Таблица 54).

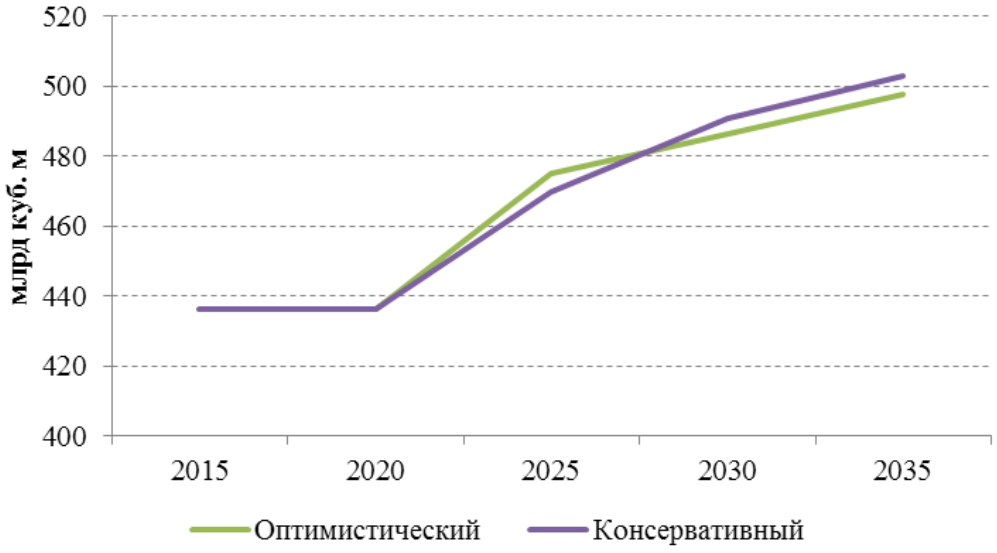
Таблица 54 – Баланс газа Кыргызской Республики. Сценарий 2

	2015	2020	2025	2030
Потребление, млрд куб. м	0,30	0,70	1,10	1,20
Электроэнергетика, млрд куб. м	0,10	0,20	0,40	0,50
Всего конечное потребление, млрд куб. м	*0,20*	*0,50*	*0,70*	*0,70*
Промышленность, млрд куб. м	*0,10*	*0,10*	*0,20*	*0,20*
Транспорт, млрд куб. м	*0,00*	*0,00*	*0,00*	*0,00*
ЖКХ и услуги, млрд куб. м	*0,10*	*0,40*	*0,50*	*0,50*

Источник – данные Кыргызской Республики, расчеты ИНЭИ РАН.

Россия

Согласно обоим сценариям, описанным в рамках проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года, потребление газа в России будет стабильно расти после 2020 года. Причем динамика роста в оптимистическом и консервативном сценариях очень сходна – к 2035 году уровень внутреннего потребления может достичь примерно 500 млрд куб. м по сравнению с текущим уровнем в 440 млрд куб. м (Рисунок 59).



Источник – ЭС-2035

Рисунок 59 – Прогноз внутреннего потребления газа в России, консервативный и оптимистический сценарии

В проекте ЭС-2035 ожидается строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Западной и Восточной Сибири (для обеспечения комплексной переработки газа базовых месторождений углеводородного сырья и производства продукции с высокой добавленной стоимостью).

При этом согласно оценкам ИНЭИ РАН объем потребления газа в России может достичь 520-540 млрд куб. м уже к 2030 году.

ЕАЭС в целом

Ниже (Таблица 55) представлен Сводный прогноз потребления природного газа в государствах-членах ЕАЭС, построенный на основе данных государств-членов ЕАЭС и оценках ИНЭИ РАН. В рассматриваемый период рост потребления газа будет наблюдаться во всех государствах-членах ЕАЭС кроме Республики Беларусь. Такая ситуация обусловлена снижением спроса на газ со стороны белорусских ТЭС после ввода в эксплуатацию первой в стране АЭС.

Таблица 55 – Сводный прогнозный диапазон потребления природного газа в государствах – участниках ЕАЭС, млрд куб. м

	2014	2020	2025	2030
Армения	2,1	2,7-2,8	2,8-3,9	2,9-4,5
Беларусь	20,43	19,4-21,2	18,0-20,2	17,0-20,2
Казахстан	12,5	14,6-16,2	16,3-16,8	17,0-17,2
Кыргызстан	0,3	0,4-0,7	0,6-1,1	0,8-1,2
Россия	469,9	478-492	500-515	520-540

Источник – данные государств-членов ЕАЭС, расчеты ИНЭИ РАН

2.3 Планируемые мероприятия по модернизации газотранспортной инфраструктуры в государствах – членах ЕАЭС

Газотранспортная система включает в себя магистральные трубопроводы и отводы, компрессорные станции, а также подземные хранилища. Под модернизацией понимается как реконструкция и техническое перевооружение, необходимые для надежной и безопасной эксплуатации действующих объектов, так и расширение и строительство новых мощностей.

Для актуализации данных о планируемых мероприятиях по модернизации газотранспортной инфраструктуры в государствах – членах ЕАЭС были изучены национальные стратегии и планы, а также открытая информация компаний, владеющих и эксплуатирующих национальные ГТС.

Данная информация должна быть учтена при разработке правил формирования и согласования графиков ремонтов элементов газотранспортных систем, влияющих на пропускную способность и надежность работы межгосударственных магистральных газопроводов, используемых при взаимной торговле газом между участниками общего рынка газа Союза.

2.3.1 Республика Армения

ПАО «Газпром» в лице дочерней компании ЗАО «Газпром Армения» является собственником ГТС Армении. ПАО «Газпром» поддерживает работоспособность и безопасность ГТС, проводя диагностику состояния газопроводов и осуществляя их капитальный ремонт и реконструкцию.

По данным Министерства энергетики и природных ресурсов Республики Армения, ГТС включает в себя 1841,2 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, при этом в транспортировке газа задействовано 1539,9 км, прочее – в режиме оперативного резерва. В составе ГТС также находятся следующие объекты: 75 газораспределительных станций; 21 замерный узел; 237 линейных кранов на линейной части МГ; 168 установок электрохимической защиты; Абовянская станция подземного хранения газа. В составе ГТС на сегодняшний день также эксплуатируются 14 400 км газопроводов высокого, среднего и низкого давления, а также вспомогательные сооружения.

В Армении эксплуатируется одно подземное хранилище газа – Абовянское, расположенное вблизи г. Еревана. Вместимость ПХГ – 135 млн куб. м природного газа.

Уровень газификации страны – 96%, при этом большая часть газовой инфраструктуры характеризуется высокой степенью изношенности. В 2015 году «Газпром» разработал Генеральную схему газоснабжения и газификации Республики Армения.

2.3.2 Республика Беларусь

Газотранспортную систему Республики Беларусь эксплуатирует ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (принадлежит ПАО «Газпром»). По данным компании, ГТС включает 7,9 тыс. км газопроводов, 13 компрессорных станций, 3 подземных хранилища газа, 226 газораспределительных станций, 27 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, 7 газоизмерительных станций.

К ПХГ совокупной емкостью 3 млрд куб. м относятся:

1) Осиповичское подземное хранилище газа (с 1976 года). ПХГ работает в циклическом режиме с объемом хранения активного газа свыше 0,3 млрд куб. м.

2) Прибугское подземное хранилище газа (с 2000 года). Находится в опытно-промышленной эксплуатации. Достигнутый объем активного газа превышает 0,4 млрд куб. м.

3) Мозырское подземное хранилище газа (с 2009 года). До 2020 года планируется его развитие до максимальной емкости – до 1 млрд куб. м.

Республика Беларусь также обладает важными газотранспортными мощностями по транзиту российского газа в третьи страны (Украину, Польшу, Литву), а также в Калининградскую область Российской Федерации. По данным ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», к основным транзитным газопроводам относятся:

– магистральный газопровод «Торжок – Минск – Ивацевичи» диаметром 1220 мм (три нитки);

– магистральный газопровод «Ивацевичи – Долина» диаметром 1220 мм (две нитки);

– магистральный газопровод «Кобрин – Брест – Госграница» диаметром 1020 мм;

– магистральный газопровод «Минск – Вильнюс» диаметром 1220 мм;

– магистральный газопровод «Торжок – Долина» диаметром 1420 мм;

– газопровод «Волковыск – Госграница» диаметром 273 мм;

– 7 газоизмерительных станций.

Общая протяженность газопроводов Республики Беларусь, занятых в транзите российского природного газа в страны Европы – 2500 км (в однониточном исчислении).

Кроме того, ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» эксплуатирует принадлежащий ПАО «Газпром» белорусский участок магистрального газопровода «Ямал – Европа» (575 км линейной части газопровода и 5 компрессорных станций – Несвижская», «Крупская», «Слонимская», «Минская» и «Оршанская»).

Приобретая ОАО «Белтрансгаз» в 2011 году, ПАО «Газпром» взял на себя обязательства инвестировать в модернизацию газотранспортной системы страны. В газотранспортную систему

Беларуси (по состоянию на конец февраля 2016 года) намечены инвестиции на перспективу до 2020 года на уровне 2-2,5 млрд долл. и еще 1,1 млрд долл. – на увеличение мощностей ПХГ. Отдельные ориентиры развития газотранспортной системы Республики Беларусь отражены в Стратегии развития энергетического потенциала (утвержденной постановлением Совета Министров от 9 августа 2010 года № 1180). Согласно стратегии, основными направлениями развития ГТС до 2020 года являются:

– Строительство газопроводов в загрязненных радионуклидами районах Гомельской, Могилевской и Брестской областей;

– Строительство распределительных газовых сетей от существующих малозагруженных газораспределительных станций к крупным потребителям топлива в зависимости от объемов поставок природного газа в республику и перевод их на использование природного газа;

– Строительство распределительных газовых сетей в газифицированных населенных пунктах;

– Перевод жилого фонда населенных пунктов с сжиженного на природный газ;

– Расширение Прибугского и Мозырского ПХГ, а также строительство новых хранилищ.

2.3.3 Республика Казахстан

Общая протяженность магистральных газопроводов Казахстана составляет более 16 тыс. км. Основная компания, управляющая магистральными газопроводами – АО «КазТрансГаз», которая является основным акционером АО «Интергаз Центральная Азия» (около 74% от совокупной протяженности магистральных газопроводов страны); ТОО «Азиатский газопровод» (14%); ТОО «Газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент» (9%); АО «КазТрансГаз Аймак» (2%) (по данным Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года). Крупнейшие газопроводы страны указаны в таблице ниже (Таблица 56).

Таблица 56 – Основные магистральные газопроводы Казахстана

Газопровод	Протяженность в однониточном исполнении, км	Год ввода в эксплуатацию	Фактическая мощность, млрд куб. м в год
Средняя Азия – Центр	4 163	1966 – 1975	60
Казахстан – Китай	2 610	2009 – 2013	30
Бухара – Урал	1 577	1964	8
Макат – Северный Кавказ	372	1987	21,9
Оренбург – Новопсков	382	1975	14,6

Источник – Министерство энергетики Республики Казахстан

В Казахстане функционируют 56 компрессорных станций и три подземных хранилища газа с общей проектной емкостью 4,65 млрд куб. м:

- ПХГ «Бозой» (расположено вдоль газопровода «Бухара-Урал», емкость – до 4,0 млрд куб. м);
- ПХГ «Акыр-Тобе» (емкость – 0,3 млрд куб. м);
- ПХГ «Полторацкое» (емкость – 0,35 млрд куб. м).

Ориентиры развития газотранспортной системы страны, в том числе магистральных газопроводов, закреплены в Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года (утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года №1275) и Генеральной схеме газификации на 2015-2030 годы (утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 4 ноября 2014 года № 1171).

Информацию об основных газотранспортных проектах Казахстана содержит также Комплексный план по развитию нефтегазового сектора на 2014-2018 годы (утвержденный постановлением Правительства от 28 мая 2014 года № 567) и раскрывает АО «КазТрансГаз».

Основные инвестиционные проекты АО «КазТрансГаз»:

- Модернизация газораспределительных систем Южно-Казахстанской области и г. Шымкента;
- Модернизация газораспределительной сети г. Тараза;
- Газификация г. Туркестан;
- Строительство газопровода высокого давления от КМРТЦ до ГРП-1 в г. Кызылорда (Закольцовка);
- Строительство подводящего газопровода высокого давления в районе Южной Промзоны г. Кызылорда;
- Газификация г. Зайсан.

Модернизация газораспределительных систем Южно-Казахстанской области и г. Шымкента началась в 2009 году. В регионе создана новая газовая инфраструктура, поэтапно проводится замена ветхих газопроводов на полиэтиленовые газопроводы, вместо устаревших газораспределительных пунктов строятся блочно-комплектные. С начала реализации проекта построено более 2000 км новых газопроводов.

Модернизация газораспределительной сети г. Тараза также предполагает полное обновление существующих сетей газоснабжения и строительство новых. На данный момент заменено более 370 км старых газопроводов, намечена прокладка подземных полиэтиленовых газопроводов протяженностью 935,5 км.

2.3.4 Кыргызская Республика

ПАО «Газпром» в лице дочерней компании ОсОО «Газпром Кыргызстан» является собственником ГТС Кыргызстана.

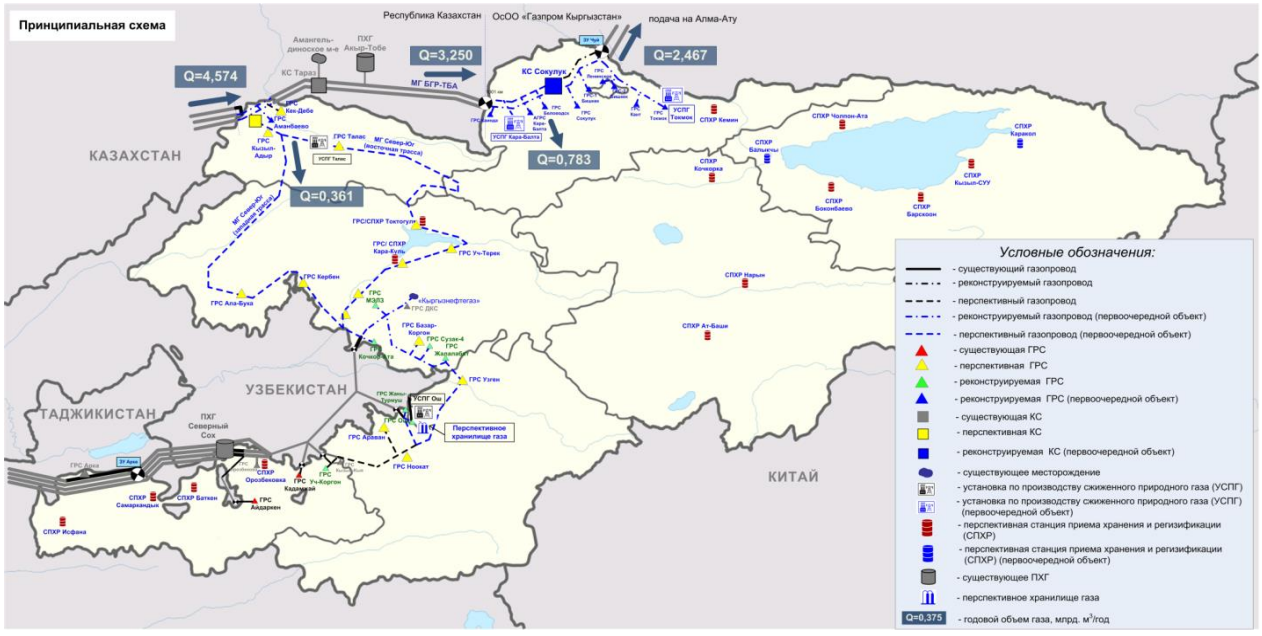
По данным ОсОО «Газпром Кыргызстан», газотранспортная система Республики Кыргызстан состоит из 703,1 км магистральных газопроводов, 44,4 км газопроводов высокого давления, 578,1 км – среднего давления, 1 675,9 км – низкого давления. Основные активы ОсОО «Газпром Кыргызстан» эксплуатируются в течение 30-35 лет и изношены (более чем на 70%).

По территории Кыргызстана проходит транзитный магистральный газопровод Бухара – Ташкент – Тараз – Бишкек – Алматы (под управлением ОсОО «Газпром Кыргызстан»). Диаметр газопровода составляет 1020 мм, мощность – до 22 млрд куб. м газа в год, протяженность участка на территории Кыргызстана составляет около 100 км.

На территории страны находится ПХГ «Северный Сох», юридический статус которого является спорным (спор между Кыргызстаном и Узбекистаном).

Приобретая ОАО «Кыргызгаз» в 2014 году, ПАО «Газпром» взял на себя обязательства инвестировать в модернизацию газотранспортной системы страны. В 2011 году в реконструкцию газовой инфраструктуры Кыргызстана, были запланированы инвестиции, превышающие 600 млн долл. (по состоянию на начало июня 2016 года «Газпром» раскрыл намерение инвестировать в ГТС Кыргызстана 100 млрд руб. – на перспективу до 2030 года).

В 2015 году «Газпром» разработал Генеральную схему газоснабжения и газификации Кыргызской Республики до 2030 года (Рисунок 60).



Источник – ОсОО «Газпром Кыргызстан»

Рисунок 60 – Основные направления развития системы газоснабжения Кыргызской Республики

Основные положения документа в части ГТС:

– Повышение протяженности межпоселковых газопроводов до 2750 км, распределительных газопроводов в населенных пунктах – до 4400 км;

– Реконструкция участков магистрального газопровода Бухарский газоносный район – Ташкент-Бишкек-Алма-Аты и компрессорной станции;

– Строительство МГ «Север-Юг» – основное направление обеспечения поставки газа на юг;

– Реконструкция действующих ГРС в соответствии с результатами технического аудита, а также ожидаемого перспективного спроса на газ;

– Реконструкция объектов газораспределения по результатам аудита;

– Реконструкция четырех действующих автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.

2.3.5 Российская Федерация

Производители и потребители природного газа в России связаны системой магистральных газопроводов, входящих в Единую систему газоснабжения (ЕСГ). ЕСГ включает в себя объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа.

Владельцем ГТС на территории России выступает ПАО «Газпром». Протяженность магистральных и отводов компании на конец 2015 года составила 171,2 тыс. км (в России), а суммарная активная емкость ПХГ достигла 73,6 млрд куб. м (22 ПХГ/26 объектов подземного хранения газа).

Основные направления развития газотранспортной системы раскрыты в Генеральной схеме развития газовой отрасли. Действующая Генеральная схема (на период до 2030 года) была утверждена приказом Минэнерго России от 6 июня 2011 г. № 213 и, согласно планам Минэнерго России, подлежит актуализации и расширению временных границ планирования до 2035 года (с учетом Энергетической стратегии России до 2035 года, проект которой пока не утвержден).

Детализированный список проектов в области развития системы магистральных газопроводов России представлен в Схеме территориального планирования Российской Федерации в области федерального транспорта (в части трубопроводного транспорта) (утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2015 года № 816-р).

ПАО «Газпром» также раскрывает информацию об основных газотранспортных проектах и перспективных объектах подземного хранения газа в России (Рисунок 61). В настоящее время на территории России в стадии проектирования и строительства находятся шесть новых хранилищ

газа, идет реконструкция и расширение девяти подземных хранилищ, три ПХГ проходят модернизацию и техническое перевооружение.

Для целей планирования, реконструкции и технического перевооружения объектов ГТС «Газпром» формирует и внедряет в производственную практику Систему управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ). В марте 2016 года «Газпром» утвердил Комплексную программу реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа на 2016–2020 годы, которая включает мероприятия по реконструкции объектов компрессорных станций, линейной части магистральных газопроводов и отводов, газораспределительных станций, систем энерго- и теплоснабжения, противокоррозионной защиты.

На данный момент ПАО «Газпром» реализует пять проектов по строительству новых газопроводов:

- «Северный поток – 2»;
- «Сила Сибири»;
- «Турецкий поток»;
- «Ухта – Торжок – 2»;
- «Южный коридор».

«Северный поток – 2» – новый экспортный газопровод из России в Европу через Балтийское море, должен быть введен в эксплуатацию до конца 2019 года. Протяженность маршрута составит около 1200 км, совокупная мощность – 55 млрд куб. м газа в год.

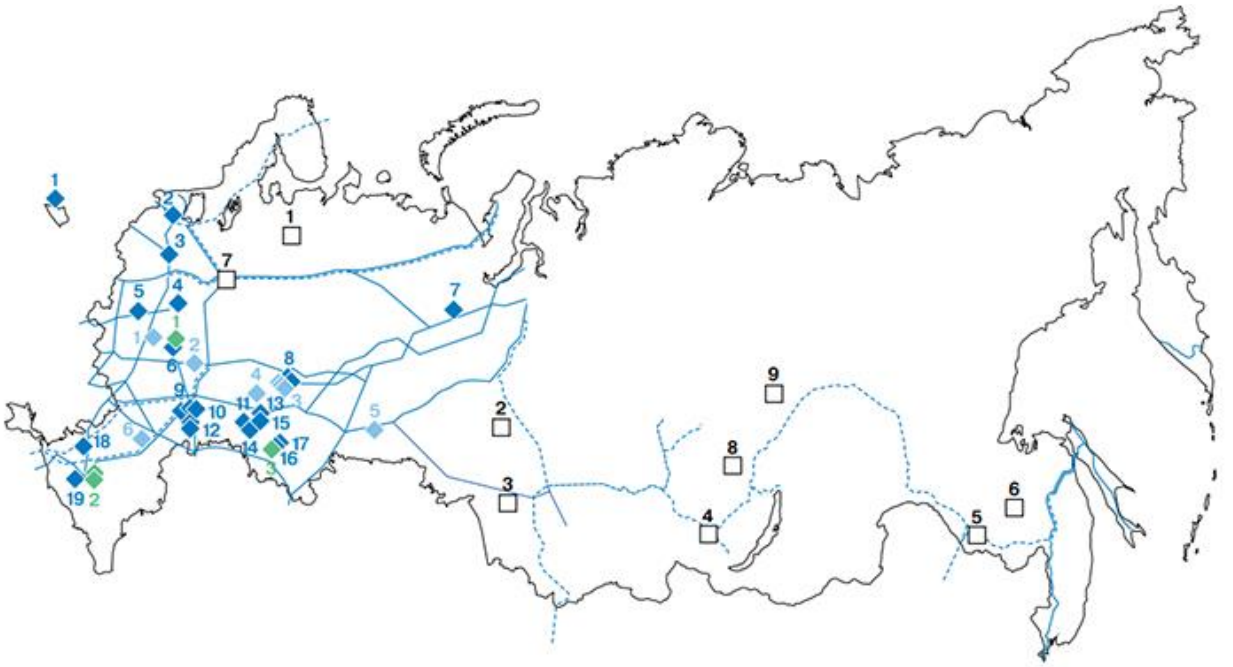
Магистральный газопровод «Сила Сибири» будет транспортировать газ российским потребителям на Дальнем Востоке и на экспорт в Китай, пройдет по территории трех субъектов России: Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Амурской области. В перспективе он может соединиться с ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Протяженность «Силы Сибири» составит около 3000 км.

«Турецкий поток» – новый газопровод, будет построен от юга России до турецко-греческой границы через всю территорию Турции. После периода неопределенности по данному проекту в сентябре 2016 года были получены первые разрешения органов власти Турецкой Республики на его реализацию. Общая мощность газопровода составит 63 млрд куб. м газа в год.

Строительство газопровода «Ухта – Торжок – 2» в составе Единой системы газоснабжения России происходит с целью подачи газа в «Северный поток – 2» на экспорт и потребителям Северо-Запада России. Протяженность «Ухта – Торжок – 2» составит около 970 км, проектная мощность – 45 млрд куб. м газа в год.

Система газопроводов «Южный коридор» позволит направить дополнительные объемы природного газа для развития промышленности, коммунального хозяйства, увеличения темпов газификации Юга и Центра России и обеспечить поставки через «Турецкий поток». Общая

протяженность составит 2506 км, пропускная способность – 63 млрд куб. м газа в год. В настоящее время в рамках реализации проекта построена большая часть Западного маршрута системы газопроводов (первый этап), также строится Восточный маршрут (второй этап проекта).



— Основные газопроводы

···· Строящиеся и перспективные газопроводы

◆ Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м³	◆ Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м³	◆ Строящиеся и проектируемые объекты ПХГ	□ Разведываемые площади под объекты ПХГ
1 Калининградское	1 Касимовское	1 Новомосковское	1 Архангельская
2 Гатчинское	2 Северо-Ставропольское	2 Беднодемьяновское	2 Тигинская
3 Невское	3 Совхозное	3 Удмуртский резервирующий комплекс	3 Колмаковская
4 Щелковское		4 Арбузовское	4 Ангарская
5 Калужское		5 Шатровское	5 Благовещенская
6 Увязовское		6 Волгоградское	6 Белогорская
7 Пунгинское			7 Скалинская
8 Карашурское			8 Тас-Юряхская (гелий)
9 Песчано-Уметское			9 Чаяндинская (гелий)
10 Елшано-Курдюмское			
11 Дмитриевское			
12 Степновское			
13 Аманакское			
14 Михайловское			
15 Кирюшкинское			
16 Канчуринское			
17 Мусинское			
18 Кущевское			
19 Краснодарское			

Источник – ПАО «Газпром»

Рисунок 61 – Действующие и перспективные объекты подземного хранения газа ПАО «Газпром» на территории Российской Федерации

2.4 Взаимные и внешние поставки газа и транзит газа внутри ЕАЭС и через территории третьих стран

2.4.1 Структура газовых поставок Российской Федерации

– *Экспорт газа*

На Российскую Федерацию приходится большая часть газовой инфраструктуры стран ЕАЭС. Наличие уникальной крупнейшей в мире газотранспортной системы делает Россию основным связующим звеном между азиатским и западным направлением газовых поставок.

В России основным экспортером газа является ПАО «Газпром». Компания имеет устойчивые позиции на европейском газовом рынке и осуществляет поставки газа в страны дальнего зарубежья через единый экспортный канал – дочернее общество ООО «Газпром экспорт». Европейский рынок является основным внешним рынком сбыта, на который приходится большая часть экспорта российского газа, В частности, на страны Западной Европы приходится 82% поставок, а 18% – на центральноевропейские государства. [23]

ПАО «Газпром» поставляет газ в европейскую часть, в основном по долгосрочным контрактам сроком действия 20 лет и более. В рамках экспортного контракта предполагается: контрактная цена, привязанная к ценам нефтепродуктов и/или котировкам газовых торговых площадок, условия пересмотра цены, основанные на существенных изменениях конъюнктуры рынков газа, а также условие «бери или плати»[*]. Также Компания обладает значительной сырьевой базой и функционирующими мощностями по добыче, транспортировке и хранению газа для поддержания лидирующей экспортной позиции в Европе.

С 2010 года продажи ПАО «Газпром» в Европу увеличились на 14%, а доля Компании на европейском рынке возросла до 31%. [24] По данным квартального отчета ПАО «Газпром» в 1 полугодии 2016 года ПАО «Газпром» реализовал в Западную Европу 69,8 млрд куб. м природного газа по контрактам ООО «Газпром экспорт», что на 14,2% больше, чем в прошлом аналогичном периоде, при этом с большинством покупателей европейского рынка газа достигнуты договоренности в отношении продления контрактов на поставку (Таблица 57). За аналогичный период на территории стран бывшего Советского Союза было поставлено 15,45 млрд куб. м газа, в Центральную Европу – 15,124 млрд куб. м. [25]

По данным ПАО «Газпром», суммарный экспорт газа Компании за 2015 год составил 224 млрд куб. м, в страны БСС – 40,3 млрд куб. м. Непосредственно в страны ЕАЭС в 2015 году было

[*]1) покупатель, не исполнивший свои обязательства по отбору газа, частично оплачивает неотобранные количества, и 2) впоследствии эти объемы могут быть отобраны с соответствующей доплатой после отбора минимальных годовых количеств, предусмотренных контрактами в соответствующем году поставки.

поставлено 25,2 млрд куб. м газа, что составляет 11,3% от объема суммарного экспорта, и 63% от объема поставок российского газа Газпромом в страны БСС (Таблица 58).

Таблица 57 – Динамика продаж газа ПАО «Газпром» в Европу

Страна	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	1 полуг. 2016г.
Продажи газа в Европу, млрд куб. м	138,6	150,0	138,8	161,5	146,6	158,6	69,8
Доля на европейском рынке, %	23,0	27,2	25,6	29,9	30,2	30,9	-

Источник – ПАО «Газпром» [25]

В рамках географической диверсификации поставок ПАО «Газпром» также развивает газовые проекты на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского Региона (далее – АТР), в частности – поставки трубопроводного и сжиженного природного газа по единому экспортному каналу в Китай. Согласно контракту, заключенному между ПАО «Газпром» и Китайской Национальной Нефтяной Корпорацией 21 мая 2014 г. сроком на 30 лет, предполагаются поставки российского трубопроводного газа до 38 млрд куб. м в год с суммарным объемом поставок более 1 трлн куб. м. [25]

Таблица 58 – Динамика продаж газа в страны ЕАЭС, млрд куб. м

Страна	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	1 полуг. 2016г.
Армения	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	0,8
Беларусь	23,3	19,7	19,8	19,6	18,4	9,2
Казахстан	3,3	3,7	4,7	5,1	4,7	1,7
Кыргызстан	-	-	-	0,1	0,3	0
ВСЕГО – ЕАЭС	28,2	25,1	26,2	26,6	25,2	11,7
Всего страны БСС	81,7	66,1	59,4	48,1	40,3	15,4
Доля стран ЕАЭС, кроме России, %	34.5	38,0	44.1	55.3	62.5	76,0

Источник – ПАО «Газпром» [26]

Структура поставок газа в странах ЕАЭС основывается на объектах транспорта газа ПАО «Газпром», являющимся также собственником ГТС Беларуси, Армении, Кыргызстана (Таблица 59).

Таблица 59 – Объекты транспорта ПАО «Газпром» на территории зарубежных стран

Участок ГТС на территории зарубежных стран	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Беларусь (ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и участок МГ «Ямал-Европа» на территории Беларуси)					
Протяженность, тыс. км	7,9	7,9	-	7,9	7,9
Количество КС, ед.	10	10	10	10	10
Поступление газа в ГТС в 2015 г., млрд куб. м	64,3	64,5	69,1	65,2	64,2
Транзит	44,3	44,3	48,8	45,1	45,4
Армения (ЗАО «Газпром Армения»)					
Протяженность, тыс. км	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6
Количество КС, ед.	-	-	-	-	--
Поступление газа в ГТС в 2015 г., млрд куб. м	2,1	2,5	2,4	2,5	2,3
Транзит	-	-	-	-	-
Кыргызстан (ЗАО «Газпром Кыргызстан»)					
Протяженность, тыс. км	-	-	-	0,7	0,7
Количество КС, ед.	-	-	-	1	1
Поступление газа в ГТС в 2015 г., млрд куб. м	-	-	-	4,3	4,6
Транзит	-	-	-	4,0	4,4

Источник – Годовой отчет ПАО «Газпром» [27]

– *Импорт газа*

ПАО «Газпром» также осуществляет закупки газа в странах Центральной Азии для поставок в Казахстан, Кыргызстан и страны дальнего зарубежья. Согласно данным годового отчета Компании, суммарный объем импортируемого центральноазиатского газа в 2015 году составил 22,3 млрд куб. м. Отмечается значительное сокращение объемов закупок газа из Туркменистана ввиду нарушения контрактных обязательств (Таблица 60). [28]

Таблица 60 – Структура закупок газа в странах Центральной Азии, млрд куб. м

Страны	2013	2014	2015
Для поставки в страны дальнего зарубежья			
Туркменистан	10,9	11,0	3,1
Узбекистан	5,7	3,6	3,5
Казахстан	11,9	10,9	12,6
Азербайджан	1,4	0,2	–
Для поставки на юг Казахстана			
Туркменистан	0,3	–	–
Узбекистан	3,7	3,7	2,9
Для поставки в Кыргызстан			
Узбекистан	–	0,04	0,02
Казахстан	–	0,06	0,2

Источник – ПАО «Газпром» [26]

2.4.2 Структура газовых поставок Республики Казахстан



Источник – Официальный сайт «Интергаз Центральная Азия» [29]

Рисунок 62 – Газотранспортная система Республики Казахстан

– *Экспорт газа*

Основной объем экспортных поставок в Республике Казахстан реализуется дочерним обществом национального оператора в сфере газа и газоснабжения АО «КазТрансГаз» АО «Интергаз Центральная Азия» (далее – АО «ИЦА»), которое осуществляет транспортировку по

территориям Южно-Казахстанской, Жамбылской, Костанайской, Западно-Казахстанской, Алматинской, Мангистауской, Актюбинской и Кызылординской областей. Международная транспортировка природного газа является основной доходной составляющей бизнеса АО «ИЦА».

По данным Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан, объем экспорта природного газа из Казахстана в 2015 году достиг 21,5 млрд куб. м, а импорта – 5,8 млрд куб. м (Таблица 61).

Таблица 61 – Экспорт и импорт природного газа Казахстана, 2014-2015 годы

	Объем, млрд куб. м		Стоимость, млрд долл.		Цена, долл./тыс. куб. м	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Всего экспорт	*20,3*	*21,5*	*1,88*	*1,75*	*93*	*81*
Страны СНГ	16,7	14,7	1,59	1,01	95	69
Россия	8,3	8,8	0,21	0,17	26	19
Украина	8,2	5,7	1,32	0,81	160	142
Кыргызстан	0,21	0,14	0,05	0,03	243	224
Остальные страны мира	3,6	6,8	0,30	0,74	83	108
Польша	0,2	3,0	0,03	0,42	133	142
Швейцария	3,0	3,2	0,22	0,26	75	79
Китай	0,4	0,6	0,05	0,05	120	82
Германия		0,04		0,01		234
Всего импорт	*4,4*	*5,8*	*0,37*	*0,44*	*84*	*75*
Узбекистан	2,2	2,9	0,19	0,25	85	88
Россия	1,7	2,6	0,09	0,13	55	50
Туркмения	0,5	0,3	0,09	0,05	170	170

Источник – Комитет по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан

Основными экспортными маршрутами в направлении России являются магистральный газопровод (далее – МГ) «Оренбург – Новопсков», МГ «Средняя Азия – Центр» и МГ «Бухара – Урал» в направлении России (Таблица 62). Основные объемы товарного газа вырабатываются на Оренбургском газоперерабатывающем заводе из газа, добываемого на Карчаганакском месторождении (Рисунок 62).

Таблица 62 – Основные направления поставок газа по ГТС Республики Казахстан

Магистральный газопровод (МГ)	*Территории*	*Назначение*	*Оператор*	*Протяженность, км*	*Фактическая мощность, млрд куб. м/год*	*Дополнительные связанные газопроводы*
МГ «Средняя Азия Центр» (САЦ)	Узбекистан, Туркменистан, Казахстан, Россия	Транзит среднеазиатского газа; транспортировка казахстанского газа на экспорт	АО «Интергаз Центральная Азия»	4163	60,2	«Макат-Северный Кавказ», «Окарем-Бейнеу»
МГ «Бухара–Урал»	Узбекистан, Туркменистан, Россия	Транзит газа из Узбекистана и Туркменистана в Россию	АО «Интергаз Центральная Азия»	1577	8,0	«Бейнеу-Бозой-Шымкент»
МГ «Оренбург-Новопсков»	Казахстан, Россия	Транзит	АО «Интергаз Центральная Азия»	382	14,6	«Средняя Азия Центр»
МГ «Бухарский газоносный район-Ташкент-Бишкек-Алматы» (БГР-ТБА)	Кыргызстан, Казахстан	Экспорт	АО «Интергаз Центральная Азия»	1639	5,8	«Казахстан – Китай»
1-й участок МГ «Казахстан-Китай» (ГПКК)	Туркменистан, Узбекистан, Казахстан, Китай	Транзит+ Экспорт	ТОО «Азиатский газопровод»	1293	30-55	Часть ГП «Центральная Азия-Китай», «Бейнеу-Бозой-Шымкент», Китайский ГП «Запад-Восток»
2-й участок ГПКК – МГ «Бейнеу-Бозой-Кызылорда-Шымкент»	Туркменистан, Узбекистан, Казахстан, Китай	Транзит+ Экспорт	АО «Интергаз Центральная Азия»	1143	2,6	С 2009г. – второй участок МГ «Казахстан – Китай», «Средняя Азия Центр» (проект), «Бухара–Урал»

Источник – Аналитический центр по данным официального сайта АО «НК «КазМунайГаз» [30]http://www.kmg.kz/, «Газопроводы Казахстана» (В.В. Рындин, Р.Е. Каиржанов, А.Т. Сагинаева) [31], Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года [20]

Основным рынком сбыта для экспорта казахстанского газа является направление Российской Федерации, Кыргызской Республики, а также перспективный китайский рынок, где

планируется крупнейший инвестиционный проект транзитных поставок по МГ «Казахстан – Китай» с пропускной способностью 30 млрд куб. м природного газа в год и планируемым увеличением мощности МГ до 55 млрд куб. м в 2017 году. В данный момент реализуется проект строительства газопровода «Бейнеу-Бозой-Кызылорда-Шымкент» – второй части МГ «Казахстан-Китай», что в совокупности позволяет диверсифицировать транзитные и экспортные маршруты транспортировки газа и исключить зависимость южных регионов республики от импортного газа Узбекистана и Туркменистана. [32]

– *Транзит газа*

Казахстан также осуществляет транзитные поставки трубопроводного туркменского, узбекского и российского газа. Основная часть крупнейших газопроводов Республики была построена в целях транзита среднеазиатского газа в направлении России, а также с целью будущих поставок в Китай. Однако большинство транзитных газопроводов также используются для поставки газа на внутренний рынок и экспорт.

Вышеуказанные газопроводы позволяют осуществлять международный транзит туркменского и узбекского газа через территорию Казахстан в направлении России и Китая, а также осуществлять экспорт газа с собственных месторождений. Объем экспорта газа из Республики Казахстан за 2015 год составил 12,7 млрд куб. м (114,4% к 2014 году), объем международного транзита газа через территорию Республики Казахстан снизился на 5% по отношению к 2014 году и составил 87,1 млрд куб. м, при этом доля российского газа выросла на 8% и составила 53,0 млрд куб. м, доля туркменского газа снизилась на 29% и составила 27,2 млрд куб. м, а доля узбекского газа выросла вдвое до 7,0 млрд куб. м (Таблица 68). [33]

Таблица 63 – Международный транзит газа по территории Казахстана, млрд куб. м, 2014-2015 годы

	2014	январь-октябрь 2015 г.	2015 г.
Транзит всего, в т.ч.:	91,4	65,1	87,1
российского газа	49,4	40,7	53,0
газа из Туркмении	38,4	18,6	27,2
в Россию по МГ «Средняя Азия – Центр»	-	2,7	-
в Китай по МГ «Казахстан-Китай»	-	15,9	-
газа из Узбекистана	3,6	5,7	7,0
в Россию по МГ «Средняя Азия – Центр»	-	3,1	-
в Китай по МГ «Казахстан-Китай»	-	2,7	-

Источник – Министерство энергетики Республики Казахстан

За первое полугодие 2016 года объем транспортировки газа НК «КазМунайГаз» по газопроводам составил 44,9 млрд куб. м, международный транзит газа составил 30,3 млрд куб. м, на экспорт поставлено 6,3 млрд куб. м, а внутренняя транспортировка газа составила 8,3 млрд куб. м. [30]

– *Взаимные поставки газа*

Между Казахстаном и Россией установилась особая система взаимоотношений в сфере взаимных поставок газа. Импортируемый ПАО «Газпром» узбекский газ подается на юг Республики Казахстан (Жамбылская, Южно-Казахстанская и Алма-Атинская области). Импортные поставки российского газа направлены в Кустанайскую область в обмен на аналогичные объемы экспортного газа в Россию с Карачаганакского месторождения. В соответствии с Соглашением о встречных поставках газа между ПАО «Газпром», НХК «Узбекнефтегаз» и НК «КазМунайГаз» от 27 декабря 2006 года весь импорт газа замещается экспортом карачаганакского газа, переработанного на Оренбургском ГПЗ, то есть взаимные поставки газа осуществляются по равной цене и в равных объемах. Таким образом, Казахстан является нетто-экспортером газа, а импорт вне рамок обменных операций отсутствует.

2.4.3 Структура газовых поставок Республики Беларусь

– *Транзит газа*

Республика Беларусь является одним из наиболее важных узлов транзита российского газа, прежде всего, в страны ближнего и дальнего зарубежья, а также Калининградской области. В настоящее время газотранспортная система Республики Беларусь эксплуатируется ООО «Газпром трансгаз Беларусь», которое является 100-процентным дочерним предприятием ПАО «Газпром» и позволяет осуществлять транзит российского газа в европейские страны, благодаря наличию технологических связей с газотранспортными системами соседних Европейских стран. Общая протяженность системы газопроводов в однониточном исчислении составляет более 7,9 тыс. км, а длина газопроводов, обеспечивающих транзит российского природного газа в страны Европы – более 2,5 тыс. км. Основной объем транзита осуществляется через белорусский участок газопровода «Ямал–Европа», который принадлежит ПАО «Газпром», в Польшу, страны Западной Европы, Литву, Калининградскую область. [34]

По итогам 2014 года общий объем транзита через территорию республики Беларусь составил 45,1 млрд куб. м, а ежегодный объем транзита по магистральному газопроводу «Ямал-Европа» составляет около 33 млрд куб. м. [27]

До 2014 года нормативное регулирование транзита природного газа между двумя странами осуществлялось на основании Контракта на транспортировку природного газа через территорию Беларусь №ГБ/ТР от 25 ноября 2011 г. В конце 2014 г. ПАО «Газпром» и ОАО «Газпром трансгаз

Беларусь» подписали контракт на транзит российского газа через территорию Беларусь в 2015-2017 годах. ПАО «Газпром» также участвует в разработке «Обоснования инвестиций в развитие газотранспортной системы Республики Беларусь», объем инвестиций в ее модернизацию и реконструкцию за 2014 год составил около 4 млрд руб. [35]

Основными газопроводами, через которые осуществляется транзит российского газа через территорию Республики Беларусь, являются (Рисунок 63):

- МГ «Торжок – Минск – Ивацевичи» (три нитки);
- МГ «Ивацевичи – Долина» (две нитки);
- МГ «Кобрин – Брест – Госграница»;
- МГ «Минск – Вильнюс»;
- МГ «Торжок – Долина»;
- Газопровод «Волковыск – Госграница»;
- МГ «Ямал–Европа» (белорусский участок).

– *Импорт газа*

Республика Беларусь импортирует основной объем газа для внутреннего потребления с территории Российской Федерации. В 2015 году Республика Беларусь получила 18,4 млрд куб. м российского природного газа, что на 6,1% меньше, чем аналогичный показатель в 2014 году (Рисунок 63,Таблица 64). [27]



Источник – ПАО «Газпром» [34]

Рисунок 63 – Схема магистральных газопроводов Республики Беларусь

Таблица 64 – Динамика объема поставок природного газа ПАО «Газпром» в Республику Беларусь, млрд куб. м.

	2011	2012	2013	2014	2015	1 кв 2016
Республика Беларусь	23,3	19,7	19,8	19,6	18,4	9,2

Источник – ПАО «Газпром»

2.4.4 Структура газовых поставок Республики Армения

Добыча природного газа в Республике Армения отсутствует, а его потребление обеспечивается за счет импорта. Основную функцию поставок и реализации природного газа на рынке Армении выполняет ЗАО «Газпром Армения», единственным акционером которого является ПАО «Газпром». Поставки российского газа осуществляются через территорию Грузии по газопроводу Моздок-Тбилиси-Армения мощностью 1,8 млрд куб. м. В составе ГТС Республики Армения (Рисунок 64) по состоянию на 01.01.2014 обслуживается 1841 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, из них в транспортировке газа задействовано 1539,9 км. За 2015 год в ГТС Армении поступило 2,3 млрд куб м российского газа, импорт газа из Ирана составил 0,4 млрд куб. м. Уровень газификации страны является высоким и составляет 95%. [36], [37]



Источник – ПАО «Газпром» [38]

Рисунок 64 – Схема магистральных газопроводов Республики Армения

В период СССР газотранспортная инфраструктура Армении, Грузии и Азербайджана работала в качестве единой газотранспортной системы. Газ преимущественно поступал из Средней Азии в Азербайджан, далее – в Грузию и Армению. После распада СССР способы поставки газа были изменены – в настоящее время газ основным поставщиком газа в Армению является Россия (транзит по территории Грузии). Состояние системы ГТС Армении таково, что по ней может поступать около 3,7 млрд куб. м в год (по данным доклада Секретариата Энергетической Хартии от 2008 года).

С целью расширения ресурсной базы поставок с 2009 года функционирует газопровод Иран-Армения (протяженность 140 км, соединяет Тебриз и газораспределительную станцию в Мегри), через который также поставляется иранский газ на территорию Республики. Проектная мощность газопровода составляет 1,1 млрд куб. м в год, а к 2019 году планируется увеличение мощности до 2,3 млрд куб. м. Газопровод принадлежит трем сторонам – ПАО «Газпром» (45% акций иранского газопровода), Правительство Армении (45%), российской газовой компании «Итера» (10%). Летом 2015 года в Армении были озвучены планы по продаже принадлежащего ей 41-километрового участка иранского экспортного газопровода ПАО «Газпром».

В дальнейшем иранский газ перерабатывается в электроэнергию, предназначенную для экспорта в Иран из расчета 3 кВт.ч за 1 куб. м природного газа. Обе страны заинтересованы в развитии совместного сотрудничества ввиду выгодного географического положения Армении для осуществления экспортных поставок Ирана, а также для диверсификации и повышения надежности импортных поставок для Армении. К концу 2018 г Армения планирует увеличить импорт иранского газа до 3 млн куб. м/сутки против 1 млн куб. м/сутки в настоящее время за счет строительства новой ТЭЦ в Ереване. Это позволит увеличить эффективность работы МГ «Иран-Армения». Также в начале августа 2016 года в Правительстве Армении было принято решение о создании 100%-ной госкомпании «Энергаимпекс», которая будет иметь возможность осуществлять экспорт и импорт иранского газа. [39, 40]

2.4.5 Структура газовых поставок Республики Кыргызстан

Республика Кыргызстан обладает небольшими запасами природного газа, поэтому является также зависимой от импорта. По данным ПАО «Газпром», доказанные запасы природного газа в Кыргызстане оцениваются в 6 млрд куб. м. Основными газовыми месторождениями Республики являются месторождения Кугарт и Майли-су IV. Оператором совместных проектов по освоению газовых месторождений Кыргызстана с 2003 года выступает Gazprom International (ранее – ЗАО «Зарубежнефтегаз»).

На сегодняшний день структура газовых поставок Республики Кыргызстан определяется поставками газа из Республики Казахстан, Узбекистан и Российской Федерации (Рисунок 65).



Рисунок 65 – Структура импорта газа Республики Крыгызстан

Источник – [41]

2.5 Информация о средне – и долгосрочном экспортном потенциале государств–членов ЕАЭС в газовой сфере

Среди стран ЕАЭС полностью отсутствуют возможности для экспорта собственного газа для таких стран, как Республика Кыргызстан, Армения и Беларусь. Эти государства не способны покрывать весь внутренний спрос на газ за счет собственной добычи (Армения, Беларусь), или ввиду полного отсутствия добычи (Армения). Значительные экспортные возможности присутствуют у Казахстана (8,1 млрд куб. м) за счет высоких объемов добычи газа (около 43 млрд куб. м). Российская Федерация является лидером среди стран ЕАЭС по добыче и экспорту газа (635,5 и 192,5 млрд куб. м соответственно), при этом обеспечивая 94% добычи в странах ЕАЭС. Остальные 6% обеспечиваются за счет газового потенциала Казахстана (Таблица 65).

Таблица 65 – Динамика добычи природного и попутного газа в странах ЕАЭС, млрд куб. м

Государства – участники	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Армения	0	0	0	0
Беларусь	0,2	0,2	0,2	0,22
Казахстан	40,3	42,4	43,4	43
Кыргызстан	0,03	0,03	0,03	0,03
Россия*	654,5	668,2	641,9	635,5

Источник – Статкомитет СНГ, Минэнерго России (*)

В связи с этим далее с точки зрения экспортного потенциала подробно рассмотрены лишь Республика Казахстан и российская Федерация.

2.5.1 Экспортный потенциал Республики Казахстан

На данный момент основным документом, дающим официальные прогнозы развития газового сектора Республики Казахстан, является «Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года».

– *Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года*

Происходят значительные изменения в структуре транзита газа в Республике Казахстан в связи с созданием новых транспортных маршрутов, а также перераспределения транзитных мощностей по существующей системе. С 2009 началась эксплуатация газопровода «Казахстан-Китай», транзитные поставки газа по которому в 2013 году составили 23,5 млрд куб. м. После завершения строительства третьей нитки газопровода ожидается увеличение общей мощности МГ до 55 млрд куб. м в год, что приведет к увеличению транзита среднеазиатского газа в Китай до 50 млрд куб. м в год. Также произошло увеличение транзита российского газа по МГ «Союз» на 7,5

млрд куб. м, в то время как объем транзита среднеазиатского газа по МГ «Средняя Азия-Центр» сократился в 2,6 раза в связи с переориентацией поставок туркменского газа в Китай (Рисунок 66).



Источник – Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года [20]

Рисунок 66 – Карта системы газопроводов Республики Казахстан

В перспективе сокращение объемов транзита на данном направлении может продолжиться ввиду увеличивающихся объёмов добычи российского газа и возможном замещении приобретаемого ПАО «Газпром» среднеазиатского газа российским. Для России также актуален вопрос развития газотранспортной инфраструктуры для поставок природного газа в Китай. В данном случае потенциальным интересом для Казахстана, как географически выгодного партнера России, может стать создание соглашений о транзите российского природного газа в Китай через территорию Республики.

Согласно Концепции, в перспективе совокупный объем транзита среднеазиатского, туркменского и российского товарного газа в Республике Казахстан к 2020 году может достигнуть 118,5 млрд куб. м в год, к 2025 году – 119,0 млрд куб. м, а к 2030 году – 120 млрд куб. м (без учета возможного транзита российского газа в Китай). Достижение данных показателей во многом будет зависеть от изменений на газовых рынках соседних стран. На 2015 год прогноз общего транзита составил 101,0 млрд куб. м в год.

На основании прогнозных показателей добычи и потребления газа настоящей Концепцией также предполагается прогноз экспорта/импорта товарного газа до 2030 года, с перспективой на 2050 год. При прогнозируемом росте внутреннего потребления газа во всех приведенных сценариях к 2030 году ожидается перераспределение объемов экспортных поставок в пользу удовлетворения потребностей внутреннего рынка. «Реалистичный» сценарий показывает снижение свободных объемов экспортного газа с 8,1 до 2,9 млрд куб. м, в то время как при «оптимистичном» сценарии развития потребления республика станет импортозависимой по газу в

период с 2025 по 2036 год (Таблица 66). Данная ситуация создает необходимость определения источников переориентируемого газа и поиска вариантов компенсации соответствующего снижения доходности для экспортеров.

Таблица 66 – Прогнозные показатели экспорта (+) и импорта (-) товарного газа (без учета обменных операций с ОАО «Газпром») по сценариям внутреннего потребления, млрд куб. м

Сценарии	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Пессимистичный сценарий	8,1	11,0	8,2	6,7	12,2	18,2	19,1	20,2
Реалистичный сценарий		8,3	4,6	2,9	7,0	10,8	9,7	10,5
Оптимистичный сценарий		5,8	-0,2	-4,4	-1,0	5,2	4,9	5,7

Источник – Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года на основании данных Министерства энергетики Республики Казахстан [20]

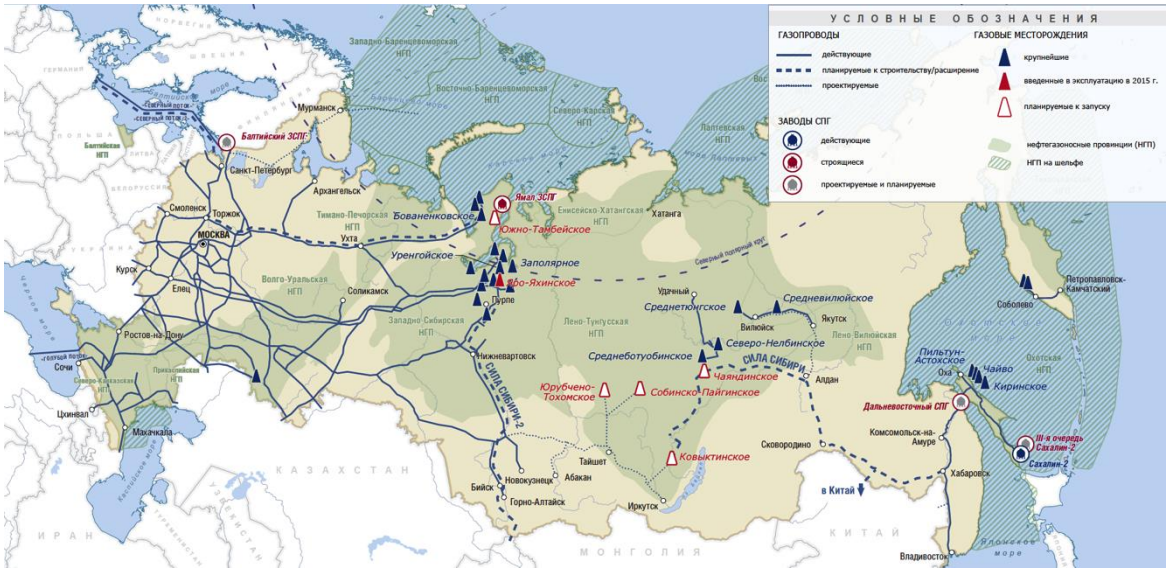
Также наравне с Концепцией разработана *Генеральная схема газификации Республики Казахстан*, утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 4 ноября 2014 года №1171 (далее – Генеральная схема), направленная на реализацию стратегических приоритетов газификации страны. В рамках Генеральной схемы предполагается увеличение доли потребления газа в структуре топливно-энергетического баланса, формирование условий и создание инфраструктуры для повышения эффективности газоснабжения, диверсификации структуры, направлений поставок и повышения доли обеспеченности природным газом внутренних потребителей Республики Казахстан. В перспективе предполагается создание единой системы газоснабжения, для чего в рамках Генеральной схемы предусматриваются мероприятия по модернизации и технической реконструкции имеющихся объектов ГТС, а также созданию новых объектов газотранспортной инфраструктуры. Обеспечение стабильного развития экономики Республики Казахстан и выполнение международных обязательств напрямую зависит от способности газовой отрасли реализовывать инвестиционные проекты по развитию газификации внутреннего рынка. [42]

Приоритеты развития, описанные в Генеральной схеме, соответствуют направлениям развития, представленным в *Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года, Государственной программы форсированного индустриально-инновационного развития* и адаптивны к долгосрочной государственной политике в области энергетики, представленной *Концепцией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года* (утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года №724). [43]

2.5.2 Экспортный потенциал Российской Федерации

– *Энергетическая стратегия России на период до 2035 года*

Согласно проекту Энергетической стратегии России на период до 2035 года (далее – Стратегия 2035), показатели объемов добычи и экспорта сократились на 4% и 3% соответственно от уровня 2008 года, при этом экспорт газа трубопроводным транспортом уменьшился на 12%. Однако в это же время произошло существенное наращивание производственного и транспортного потенциала отрасли за счет освоения новых месторождений на Ямале, в Восточной Сибири и на Сахалине (Рисунок 67), а также строительства новых газотранспортных систем, что позволило отрасли иметь стабильные показатели в удовлетворении внутреннего и внешнего спроса на газ, а также занимать второе место среди мировых лидеров газодобычи. По данным Минэнерго России, в 2015 году фактические объемы добычи газа по России составили 642,8 млрд куб. м, что составило около 18% в общемировой добыче газа. В 2016 году ожидается увеличение добычи газа на 0,8% (640,3 млрд куб. м), рост экспорта на 6,8% (до 201,4 млрд куб. м).



Источник – Минэнерго России [44]

Рисунок 67 – Газовая отрасль Российской Федерации

На мировом газовом рынке наблюдается тенденция перераспределения спроса на газ с Европейских потребителей на страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Замедление роста спроса на российский газ в странах Западной и Центральной Европы связано со стремлением снизить углеводородную зависимость за счет диверсификации источников поставок и развития возобновляемой энергетики, а также ввиду геополитических изменений. При этом, одной из приоритетных задач развития для ПАО «Газпром» на данный момент является диверсификация маршрутов экспортных поставок трубопроводного газа на европейский рынок за счет расширения мощностей существующих газопроводов «Северный поток» и «Северный поток – 2». Также в начале августа 2016 года было принято решение о возобновлении проекта строительства морского

газопровода через Черное море в направлении Турции («Турецкий поток»), реализация которого может быть завершена к 2019 году.

Отмечается рост конкуренции на мировых рынках вследствие развития рынка СПГ, поэтому одной из важных отраслевых задач, обозначенных в Стратегии 2035, является диверсификация экспорта газа, в том числе на основе увеличения производства СПГ в 5 и более раз (до 74 млрд куб. м). Основную роль в диверсификации каналов сбыта газа играет наращивание глобального СПГ–портфеля ПАО «Газпром» за счет развития собственного производства, а также путем закупок СПГ. За последние годы СПГ-портфель компании вырос более чем вдвое и по итогам 2015 года составил 3,56 млн тонн.

В странах Азиатско-Тихоокеанского региона наступает волна новой индустриализации, что характеризуется ростом спроса на энергоресурсы и, в частности, открывает возможность для России в активном развитии восточных экспортных маршрутов. В связи с этим, одной из приоритетных задач ПАО «Газпром» для развития экспорта газа является расширение Единой системы газоснабжения (ЕСГ) за счет создания новой газотранспортной инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с возможностью поставок газа в Китай. Согласно Стратегии 2035, предполагается увеличение поставок газа, в том числе СПГ, на рынок АТР в 8-9 раз (до 128 млрд куб. м). Азиатское экспортное направление предполагает развитие месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока в рамках Восточной Программы. Реализация проектов поставок российского газа будет осуществляться через газопровод «Сила Сибири» по «восточному» маршруту, в частности у ПАО «Газпром» на данный момент существует контракт с CNPC на поставку газа сроком на 30 лет и планируемым объемом поставок до 38 млрд куб. м в год. Начало поставок состоится в период 2019–2021 гг. Также планируется строительство газопровода «Сила Сибири – 2» для реализации экспортных поставок газа с месторождений Западной Сибири (Таблица 67).

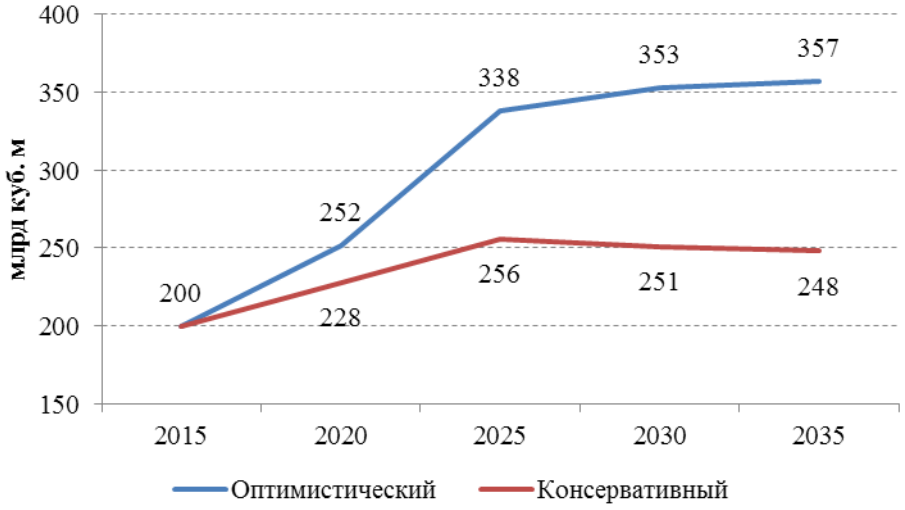
Также, в связи с планами по созданию конкурентного внутреннего рынка газа, предполагаются изменения в условиях доступа независимых производителей к экспортным поставкам. Согласно Стратегии 2035, для диверсификации направлений экспорта газа на первом этапе предполагается дальнейшая либерализация и развитие производства СПГ, на втором этапе – предоставление на конкурентной основе доступа независимым поставщикам к единому каналу экспорта сетевого газа. Росту экспорта газа, в частности, будет способствовать сокращение ценового дифференциала между нефтью и газом. При этом в консервативном сценарии практически не изменится, а в оптимистическом увеличится на 30 % экспорт газа на европейский рынок, и в 5 – 9 раз вырастут поставки на азиатский рынок.

Таблица 67 – Крупнейшие международные газотранспортные проекты российских компаний

Страна	*Газопровод*	*Российская компания-участник*	*Статус и характеристики*
Польша	Ямал-Европа	Газпром (48%)	Функционирует. Протяженность – более 2 тыс. км, пропускная способность – 33 млрд куб. м в год; протяженность польского участка – 684 км.
Международный проект	Турецкий поток	Газпром (доля не определена)	Планируется. Проектная мощность – 63 млрд куб. м в год.
Международный проект	Северный поток	Газпром (51%)	Функционирует. Состоит из двух ниток протяженностью 1224 км и пропускной способностью 27,5 млрд куб. м в год каждая.
Турция	Голубой поток	Газпром (50%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 1213 км, пропускная способность – 16 млрд куб. м в год.
Германия	OPAL	Газпром (40%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 470 км, пропускная способность – 35 млрд куб. м в год.
Германия	NEL	Газпром (25,5%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 440 км, мощность – 20 млрд куб. м в год.
Великобритания	Interconnector	Газпром (10%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 235 км. Экспортная пропускная способность – 20,1 млрд куб. м в год, импортная – 25,5 млрд куб. м в год.
Нидерланды	BBL	Газпром (опцион на выкуп 9%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 235 км, пропускная способность – 16 млрд куб. м в год.
Вьетнам	Nam Com Son	Роснефть (32,7%)	Функционирует. Протяженность газопровода – 396 км, пропускная способность – 7,1 млрд куб. м в год.
Республика Беларусь	Газпром трансгаз Беларусь	Газпром (100%)	Протяженность ГТС – около 8 тыс. км, длина газопроводов, обеспечивающих транзит российского природного газа в страны Европы – более 2,5 тыс. км. Основной объем транзита осуществляется по белорусскому участку газопровода «Ямал–Европа», принадлежащему ПАО «Газпром».
Республика Кыргызстан	Газпром Кыргызстан	Газпром (100%)	Протяженность ГТС – 0,7 тыс. км
Республика Армения	Газпром Армения	Газпром (100%)	Протяженность ГТС – 1,7 тыс. км
Молдавия	АО Молдовагаз	Газпром (50%)	Протяженность ГТС – 1,6 тыс. км

Источник – Минэнерго России [44], ПАО «Газпром» [45]

Согласно прогнозу развития рынков в целевом сценарии, приведенному в Стратегии 2035, ожидается увеличение экспорта газа на европейский рынок на 10% (Рисунок 68).



Источник – ЭС-2035

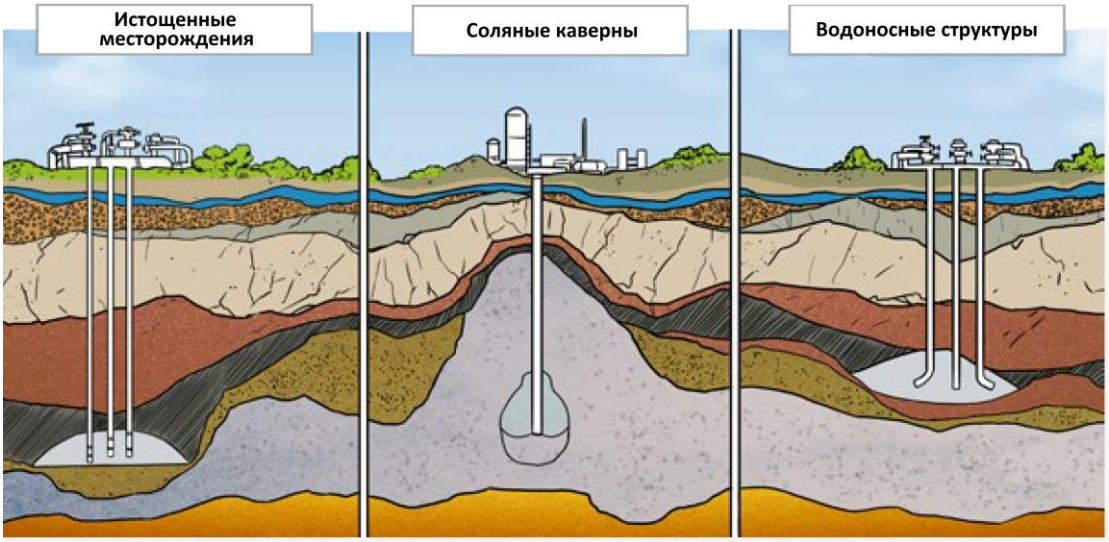
Рисунок 68 – Прогноз экспорта природного газа в России, консервативный и оптимистический сценарии

ЧАСТЬ 3. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СЕГМЕНТА ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА НА ОТНОШЕНИЯ ПО ПОСТАВКЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ В РАМКАХ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

3.1 Виды подземных хранилищ газа и их основные характеристики

В стандартных условиях (температура и давление) природный газ характеризуется достаточно низкой удельной энергетической емкостью (содержание небольшого количества энергии на единицу объема). Поэтому экономически целесообразное хранение газа требует повышения его удельной энергетической емкости. Для этого газ компримируют (сжимают) или сжижают[*]. Поскольку большинство наземных сооружений не подразумевают существенное уменьшение объема газа (например, газгольдеры), а следовательно, характеризуются низкой экономичностью[†], природный газ, как правило, хранят под землей.

Для подземного хранения газа используют три основных вида хранилищ: истощенные нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения, водоносные структуры, а также соляные каверны (Рисунок 69).



Источник – The importance of natural gas storage. American Gas Association. 2016 [46]

Рисунок 69 – Типы подземных хранилищ газа

[*] Для искусственного сжижения газ охлаждают до температуры −160°C, что позволяет уменьшить его объем в 600 раз и увеличить его удельную энергетическую емкость.

[†] Исключением являются наземные СПГ-хранилища, которые могут использоваться как в составе заводов по сжижению газа и соответствующих терминалов по сжижению газа (регазификации СПГ), так и в качестве самостоятельных сооружений.

Двумя основными характеристиками любого ПХГ являются объем рабочего газа, который можно хранить нем (рабочий объем ПХГ) и скорость закачки и отбора газа[*]. Для создания условий для отбора газа из хранилища в него закачивают так называемый буферный газ. Буферный газ – газ, который закачивается в хранилище для создания давления в резервуаре. Объем буферного газа может варьироваться от 25 (для соляных каверн) до 80% (для водоносных структур) от общего объема газа в ПХГ, что зависит от соотношения давления, создаваемого в резервуаре, по отношению к давлению, создаваемому в газотранспортной системе. В результате расходы на закачку буферного газа в хранилище в зависимости от сложившихся цен на газ на рынке могут достигать до половины общих инвестиционных расходов на создание ПХГ. При указании объема ПХГ как правило используется рабочий объем ПХГ, т.е. объем рабочего газа. Еще одной важной характеристикой, в частности для соляных каверн, является глубина залегания резервуара. Как правило рабочее давление, а следовательно, рабочий объем для соляных каверн увеличивается с увеличением глубины залегания. Однако повышенное давление, и как следствие повышенная температура, в резервуаре могут приводить к высоким темпам оседания пласта, которое, в свою очередь приводит к снижению объема соляной каверны[†]. В результате оптимальная глубина для размещения соляных каверн варьируется от 1000 до 1500 метров.

Истощенные месторождения

Истощенные месторождения являются самым распространенным в мире видом ПХГ, что обусловлено их относительной доступностью. Данный вид ПХГ является подземным геологическим резервуаром, который образовался в результате добычи всех извлекаемых из соответствующего месторождения углеводородных ресурсов. Как правило такие виды ПХГ располагаются в районах, в которых велась или ведется добыча углеводородов, или в непосредственной близости от них.

Создание ПХГ в истощенных месторождениях является самым дешевым и легким способом организации подземного хранения газа. Такое преимущество обусловлено тем, что использование истощенных месторождений в качестве ПХГ позволяет эксплуатировать уже существующую скважинную и транспортную инфраструктуру, которая использовалась на месторождении во время его эксплуатации. Это позволяет существенно снизить издержки на создание ПХГ. Тем не менее длительные сроки предыдущей эксплуатации резервуара и инфраструктуры требуют существенный объем расходов на поддержание их работоспособности.

Для поддержания давления в истощенное месторождение закачивается буферный газ, объем которого примерно соответствует объему рабочего газа. Некоторые истощенные

[*] Скорость закачки газа как правило на 30% ниже скорости отбора газа.

[†] Обычные темпы оседания пласта в соляных кавернах приводят к снижению их объема менее чем на 1% в год.

месторождения уже могут содержать в себе неизвлекаемый газ, который может быть использован в качестве буферного. Истощенные месторождения, характеризующиеся высокой пористостью и проницаемостью, идеально подходят для хранения природного газа. Первая характеристика определяет объем природного газа, который может храниться в резервуаре, а вторая – интенсивность прохождения потока газа через резервуар (темпы закачки и отбора газа).

К недостаткам использования истощенных месторождений для подземного хранения газа следует отнести ограниченные возможности резервуара по циклам закачки и отбора газа. Как правило истощенные месторождения не предусматривают более одного цикла закачки и отбора газа за сезон. Кроме того, истощенные месторождения характеризуются низкими темпами отбора газа.

Водоносные структуры

Водоносные структуры являются образованиями в пористых породах, которые имеют вид естественных водных резервуаров. В результате проведения определенных подготовительных работ данные образования могут быть использованы для хранения газа. Газ при этом закачивается в резервуар и находится над водой. Данный вид ПХГ может использоваться в регионах с соответствующей геологией при отсутствии истощенных месторождений.

Основными преимуществами водоносных структур, используемых для подземного хранения газа, является их достаточно близкое расположение к местам потребления газа, где отсутствуют геологические возможности создания других типов ПХГ. Темпы отбора газа их хранилищ, организованных в водоносных структурах, могут быть увеличены благодаря присутствию напора активной воды, повышающего общее давление внутри резервуара. Достаточно высокие темпы отбора позволяют осуществлять цикл закачки и отбора газа более чем один раз за сезон.

Тем не менее водные структуры являются наименее привлекательными образованиями для использования в качестве ПХГ в силу своих физических и экономических недостатков. Так, исследования пригодности соответствующих образований для подземного хранения газа являются достаточно продолжительными и дорогостоящими, а эффективное хранение газа в таких резервуарах требует создание соответствующей инфраструктуры. Кроме того, водоносные структуры характеризуются высокой потребностью в буферном газе (до 80% от общего объема газа). При этом в отличие от истощенных месторождений буферный газ нельзя извлечь из резервуара по причине высокой вероятности его разрушения. Таким образом, высокие требования по буферному газу существенно увеличивают начальные издержки проектов по строительству ПХГ в водоносных структурах. Как правило, наиболее благоприятным периодом для создания ПХГ в водоносных структурах является период низких цен на газ, который снижает издержки на покупку буферного газа.

Ниже (Таблица 68) указаны ключевые характеристики основных видов ПХГ, а также их преимущества и недостатки.

Таблица 68 – Основные типы ПХГ и их ключевые характеристики

	Истощенные месторождения	Водоносные структуры	Соляные каверны
Основное назначение	Сезонное хранение Стратегические запасы		Сезонное хранение Стратегические запасы
Преимущества	Большой объем Хорошая изученность. Относительно низкие издержки (наличие готовой инфраструктуры)	Большой объем	Высокие темпы закачки и отбора газа. Низкие потребности в буферном газе.
Недостатки	Высокие потребности в буферном газе Низкие темпы закачки и отбора газа	Высокие издержки Длительный период создания Экологические проблемы (обращение с рассолом)	Небольшой объем Постепенное сокращение объема из-за оседания пласта
Продолжительность процесса закачки газа (количество дней)	120-200	120-200	20
Продолжительность процесса отбора газа	60-120	60-120	5-20
Средняя скорость отбор газа[*] (млн куб. м в день)	7	5	24
Объем буферного газа	45% от общего объема газа	55% от общего объема газа	20% от общего объема газа
Среднее количество циклов закачки и отбора газа в год[†‡]	2,1	1,6	6,9

Источник – Аналитический центр по данным компаний-операторов ПХГ

[*] Показатель рассчитан для ПХГ с рабочим объемом 500 млн куб. м газа.

[†] Показатель рассчитывается по следующей формуле: (365 – M) / (Di + Do), где M – количество дней, в течение которых хранилище находится на регулярном техническом обслуживании, Di – количество дней необходимых для полной закачки газа, Do – количество дней необходимых для полного отбора газа.

[‡] Показатель рассчитан для ПХГ с рабочим объемом 500 млн куб. м газа.

Соляные каверны

Соляные каверны – искусственные полости, сооружаемые в естественных залежах каменных солей (соляных куполах). Глубина залегания соляных каверн как правило варьируется от нескольких сотен до одной тысячи метров. Герметичность каверн обеспечивается за счет физических свойств окружающего соляного пласта. Соляные каверны хорошо подходят для закачки небольшого объема природного газа. Требования к объему буферного газа являются самыми низкими среди трех рассматриваемых типов ПХГ. Так, его объем как правило не превышает 33% от общего объема газа в резервуаре.

Высокие темпы отбора газа, в несколько раз превышающие показатели истощенных месторождений и водоносных структур, позволят существенно ускорить отбор газа. Такое свойство соляных каверн позволяет использовать их для удовлетворения потребностей в газе, вызванных неожиданными и (или) краткосрочными всплесками спроса на него. Кроме того, это значительно расширяет возможности соляных каверн по осуществлению многократных циклов закачки и отбора газа (в среднем по четыре-пять циклов за сезон), что в свою очередь существенно снижает единичные издержки закачки и отбора одного кубического метра газа.

Основным недостатком данного вида ПХГ является малые объемы хранения газа, которые как правило варьируются от 150 до 300 млн куб. м газа, что существенно меньше по сравнению с истощенными месторождениями и водоносными структурами. Кроме того, следует отметить существенные начальные издержки на сооружение ПХГ, а также возможные экологические проблемы, возникающие при обращении с откаченным из каверны рассолом, образующимся в процессе ее размыва.

3.2 Основные функции подземного хранения газа

ПХГ являются неотъемлемой частью газоснабжения и как правило располагаются в основных районах потребления газа. Использование ПХГ в зависимости от вида и ключевых характеристик позволяет выполнять различные функции, которые необходимы для эффективного функционирования как отдельных компаний, так и всей газовой отрасли в целом.

В качестве основных функций, которые выполняют ПХГ, следует отметить следующие:

– регулирование сезонной неравномерности: удовлетворение возросшего сезонного спроса;

– регулирование краткосрочной неравномерности: удовлетворение возросших потребностей в газе, возникших в результате краткосрочных всплесков спроса (например, из-за внезапного и сильного похолодания);

– создание резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче или транспортировке газа;

– создание долгосрочных резервов газа на случай резкого роста цен на газ;

– регулирование неравномерности и обеспечение надежности экспортных поставок газа;

– обеспечение безопасной работы газотранспортной системы: использование резервов для выполнения базовых функций оператора газотранспортной системы;

– оптимизация процессов по добыче газа;

– выполнение обязательств по хранению газа;

– осуществление спекулятивных торговых операций.

Рассмотрим отдельные функции подземного хранения более подробно.

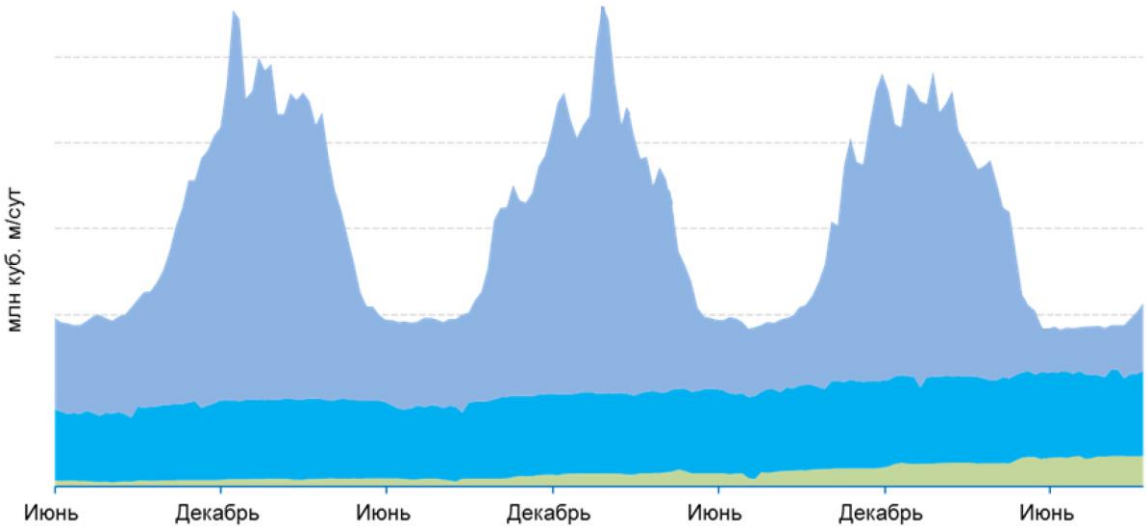
Регулирование сезонной неравномерности

Спрос на газ находится в прямой зависимости от погодных условий. Так, снижение температуры воздуха ведет к увеличению потребностей в тепловой энергии, а следовательно, в природном газе, используемом на ТЭЦ и котельных. В результате спрос на газ в зимнее время существенно превышает летний спрос (Рисунок 70). При этом, в отопительный сезон ПХГ, по данным ПАО «Газпром», обеспечивают до 22% поставок газа российским потребителям, а в дни резких похолоданий эта величина достигает 30%.

Следует отметить, что в определенных регионах и странах[*] сезонные неравномерности в потреблении газа, а именно сезонные минимумы потребления газа, могут смещаться. [47] Рост температуры в летние месяцы в таких регионах может вести не к снижению потребления газа, а к

[*] Страны и регионы, характеризующиеся с ярко выраженной сезонностью, высоким уровнем жизни и существенной долей газовой электрогенерации в структуре производства электроэнергии.

его росту. Такая ситуация обусловлена ростом потребления электроэнергии на кондиционирование и охлаждение воздуха домохозяйствами. В результате сезонные минимумы потребления в таких регионах могут смещаться на весенние и осенние месяцы.



Источник – ФАС России

Рисунок 70 – Покрытие сезонной неравномерности поставок газа потребителям в России

Использование ПХГ для регулирования сезонной неравномерности позволяет добиться существенной экономии для газовой отрасли в целом и конечных потребителей в частности. Так, закачка газа осуществляется в период низких цен, тогда как его отбор – во время высоких цен. Таким образом использование ПХГ ведет к снижение средних издержек осуществления поставок газа, которое транслируется на итоговые цены для конечных потребителей газа.

Еще одним фактором общего снижения средних издержек осуществления поставок газа является экономия затрат на создание резервных мощностей по добыче и транспортировке газа, необходимых для покрытия сезонных неравномерностей. Затраты на создание дополнительных мощностей подземного хранения газа для покрытия сезонных неравномерностей в несколько раз ниже затрат на создание соответствующих резервных мощностей в добыче и транспорте газа.

Такие выводы подтверждаются многими отраслевыми исследованиями. Так, по данным британской газовой компании Centrica, ликвидация ПХГ «Раф»* привела бы к росту среднего чека конечного бытового потребителя в Великобритании на 20 фунтов в год. [48]

Обеспечение надежности экспортных поставок газа

Основная задача экспортера газа заключается в обеспечении надежности своих поставок газа. Экспортер газа может извлечь значительные выгоды из строительства собственных ПХГ на территории стран – импортеров газа и стран – транзитеров газа или покупки услуг ПХГ,

* ПХГ «Раф» является крупнейшим ПХГ в Великобритании, на которое приходится более 70% мощностей страны по хранению газа. Мощности ПХГ «Раф» удовлетворяют до 10% зимнего пикового спроса в Великобритании.

расположенных на территории соответствующих стран. Так, за счет получения возможности хранения газа в целевых странах экспортер получает возможность обеспечить надежность поставок, оптимизировать операции по транспортировке газа, продавать дополнительные объемы газа без строительства новой экспортной инфраструктуры, частично застраховаться от транзитных рисков, а также участвовать в торговых операциях в случае наличия в стране развитого свободного рынка газа.

Традиционную стратегию экспортера газа наиболее наглядно демонстрирует ПАО «Газпром» в Европе. Компания активно увеличивает свое присутствие на рынке хранения газа в странах – импортерах российского газа, а также в странах, через которые осуществляются транзитные поставки. Так, по данным ПАО «Газпром», с 2006 по 2015 гг. рабочий объем ПХГ компании, расположенных в Европе, выросло с 1,4 до более чем 5 млрд. куб. м газа (Таблица 69). За это же время дневные темпы отбора газа из европейских ПХГ «Газпрома» выросли с 18,2 до 61,5 млн куб м в день. Компания планирует довести рабочий объем своих ПХГ в Европе до 5% от общего объема своих экспортных поставок в регион.

Таблица 69 – ПХГ «Газпрома» в Европе

Страна	Название ПХГ	Рабочий объем	Партнеры	Примечание
Германия	Rehden	4,8 млрд куб. м	«Газпром» через WINGAS	Крупнейшее ПХГ в Европе
Германия	Katharina	650 млн куб. м	«Газпром Германия», VNG	ПХ обеспечит надежность поставок в страны Западной Европы, в том числе через газопровод Северный поток
Германия	Etzel	1,1 млрд куб. м (в настоящее время 720 млн куб. м)	«Газпром Германия», BP, Dong Energy	
Германия	Jemgum	После ввода в эксплуатацию до 1 млрд куб. м	«Газпром» через WINGAS, VNG	

Продолжение таблицы 69

Страна	Название ПХГ	Рабочий объем	Партнеры	Примечание
Нидерланды	Bergermeer	4,1 млрд куб. м (Газпром зарезервировал 1,9 млрд куб. м)	«Газпром экспорт», TAQA, EBN	ПХГ введено в эксплуатацию в 2014 году. Является крупнейшим ПХГ в Западной Европе. Стратегическое расположение ПХГ позволит обеспечит надежность поставок в страны Западной Европы, в том числе через газопровод Северный поток
Сербия	Banatski dvor	450 млн куб. м В 2015 году достигнуто соглашение на увеличение рабочей мощности до 1 млрд куб. м	«Газпром экспорт» и Srbijagas	ПХГ должно обеспечить надежность экспортных поставок российского газа в Сербию, Венгрию, а также Боснию и Герцеговину
Австрия	Haidach	2,64 млрд куб. м	«Газпром» через WINGAS, «Газпром экспорт», RAG	ПХГ обеспечивает надежность экспортных поставок российского газа в Австрию, Словению, Хорватию, Венгрию, Германию, Словакию и Италию
Чехия	Dambořice	456 млн куб. м	«Газпром Германия», MND	Ввод в эксплуатацию намечен на 2016 год. ПХГ должно обеспечить надежность экспортных поставок российского газа через газопроводы Северный поток и OPAL

Источник – Аналитический центр по данным ПАО «Газпром»

Создание резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств

Газовая отрасль характеризуется низкой гибкостью как со стороны спроса (отсутствие возможностей управления спросом, которое позволило бы существенно снизить объемы потребление отдельных потребителей), так и со стороны предложения (поставки осуществляются по фиксированной инфраструктуре[*] – магистральным и распределительным газопроводам – развитие которой сопряжено с существенными объемами инвестиций). В результате отсутствие газовых резервов в стране в случае форс-мажорной ситуации может привести к перебоям в поставках газа и существенным негативным экономическим последствиям.

В теории либерализованные рынки газа могут создать все необходимые условия для эффективного функционирование отрасли даже во время форс-мажорных ситуаций. Однако на практике могут произойти провалы рынка[†], которые не позволят создать эффективные механизмы для обеспечения надлежащего объема газовых резервов (или других механизмов обеспечения гибкости поставок), потребность в которых может возникнуть в различных внештатных ситуациях. В результате многие страны (даже те, которые провели либерализацию рынков газа) вводят дополнительные меры, направленные на обеспечение надежного энергоснабжения потребителей. К наиболее распространенным мерам такого характера следует отнести: обязательства для участников рынка (поставщиков газа или операторов ПХГ) и создание стратегических запасов газа.

Ниже (Рисунок 71) визуально представлено распространение различных механизмов обеспечения надежности поставок газа за счет обязательств по хранению газа в ПХГ в отдельных странах Европы.

Обязательства для участников рынка, как правило для поставщиков газа (реже для операторов ПХГ) устанавливаются с целью организации определенного объема газа в качестве резерва для использования в зимний период времени. Общий объем резервирования устанавливается в разных странах по-разному. В качестве наиболее распространенных критериев установления обязательного объема хранения газа можно выделить:

– зимний объем потребления отдельных категорий потребителей;

– доля от объема импорта за определенный период времени (например, в Польше поставщики газа должны содержать резервы, которые эквивалентны среднему объему импорта в течение 30 дней);

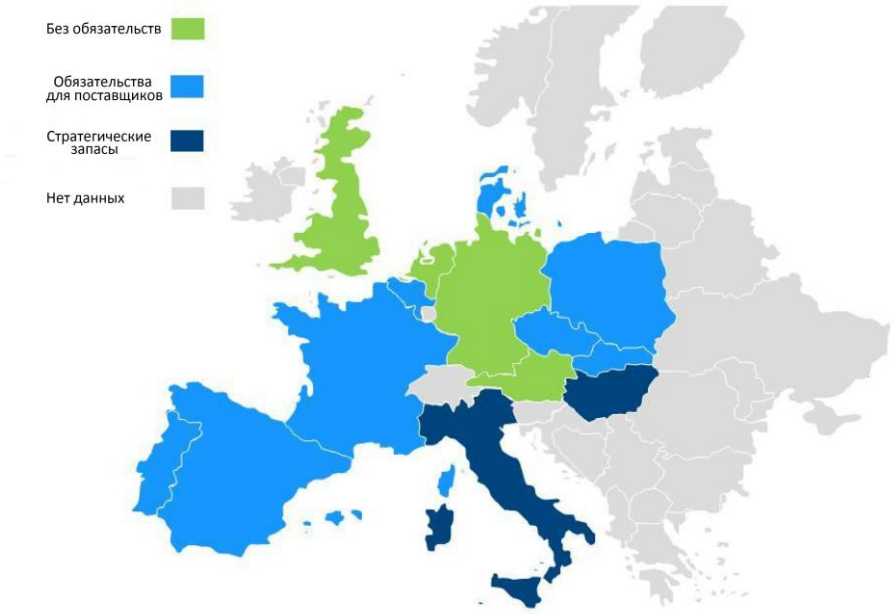
---

[*] Исключение составляют промышленные поставки СПГ, которые могут осуществляться морским видом транспорта.

[†] Такие провалы как правило могут возникать в результате возникновения перекосов на рынке, в том числе в результате государственного вмешательства.

– объем стабильных поставок газа за определенный период в прошлом (например, в Испании поставщики газа должны резервировать объем газа, равный стабильным прошлогодним поставкам в течение 20 дней);

– доля от стандартных поставок (например, в Чехии поставщики газа обязаны резервировать как минимум 20% от объема своих стандартных поставок).



Источник – CEER Final Vision on Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market. 2015

Рисунок 71 – Обязательства по хранению газа, применяемые в отдельных странах Европы

Стратегические запасы газа представляют собой установленный объем газа, который может быть использован только в случае возникновения форс-мажорных или других внештатных ситуаций. Такими ситуациями, например, могут быть аномально холодные зимы или серьезные перебои в поставках газа, в том числе импортных.

Целью создания стратегических запасов газа является гарантированное создание газовой «подушки безопасности». Выбор объема стратегических запасов может основываться на различных критериях, среди которых как правило выделяют следующие:

– доля от общего объема потребления газа;

– доля от объема потребления газа в определенные периоды (как правило в зимние месяцы);

– доля от общего объема импорта газа.

Среди европейских стран практика создания стратегических запасов газа применяется в Италии и Венгрии. В Италии объем стратегических запасов газа соответствует 10% ежегодного объема импорта из стран вне Евросоюза. Отбор газа при этом может осуществляться только в течение 60 дней в зимние месяцы. Так в период с 1 апреля 2014 г. по 31 марта 2015 г. объем

стратегических запасов газа в Италии составил 4,6 млрд. куб. м. Доступ к стратегическим запасам газа обеспечивает компания STOGIT – итальянский оператор ПХГ.

Венгрия решила создать стратегические запасы газа в 2006 году. Данное решение было обусловлено высокой зависимостью страны от одного поставщика газа – России. Объем стратегических запасов газа был определен на уровне 1,2 млрд. куб. м газа. При этом указанный объем газа может быть использован только с целью удовлетворения потребностей бытовых потребителей, а также потребителей газа, которые не могут переключится на другие виды топлива, во время форс-мажорных ситуаций. В 2011 году было решено уменьшить объем стратегических запасов газа до 916 млн куб. м газа.

Главным недостатком введения дополнительных обязательств по хранению газа как для отдельных поставщиков газа, так и для всей страны в целом, является высокая вероятность искажения рыночных сигналов[*], в том числе ценовых[†], которые могут стимулировать участников рынка к принятию неоптимальных решений, приводящим к провалам рынка. [49] Введение дополнительных обязательств по хранению газа могут также стать барьерами для входа на рынок новых игроков и развития конкуренции.

Осуществление спекулятивных торговых операций

Выше были рассмотренные традиционные операционные функции ПХГ, однако по мере развития газовых рынков и используемых на них торговых механизмов ПХГ все чаще используют для выполнения новых функций. Так, на развитых газовых рынках ПХГ могут использоваться трейдерами для извлечения прибыли из ценовой волатильности и сезонного спреда (разницы цен) в рамках спекулятивных операций.

Реализация возможностей по извлечению прибыли из сезонного спреда (разницы цен) может быть в частности осуществлена за счет заключения обычной срочной сделки – покупки газа на спотовом рынке в летний период низких цен (внебиржевой или биржевой летний контракт) для его продажи в зимний период высоких цен (внебиржевой или биржевой срочный зимний контракт). Возможна и обратная сделка. Так, в случае если цены на газ на спотовом рынке существенно превышают цены фьючерсных контрактов, трейдер может продать газ из ПХГ и зафиксировать низкие цены за счет приобретения фьючерсного контракта.

Активное использование трейдерами ПХГ в качестве рыночного инструмента извлечения прибыли требует обеспечения достаточно высоких темпов закачки и отбора газа. Таким образом, либерализация рынков газа и активное развитие биржевой торговли газом и торговли газа на хабах привела к росту популярности соляных каверн.

---

[*] Сокращения объема доступной мощности ПХГ для удовлетворения потребностей участников рынка.

[†] Снижение ценовой волатильности и ограничение возможностей приводит к ликвидации стимулов хранения газа для участников рынка.

3.3 Опыт наднационального регулирования ПХГ

Мировой опыт регулирования сферы подземного хранения газа свидетельствует о том, что национальные и наднациональные регуляторы как правило стараются обособить ПХГ от других видов газового бизнеса и обеспечить свободный и недискриминационный доступ к ним третьих сторон. Во главу угла регулирования сферы подземного хранения газа ставится именно обеспечение недискриминационного доступа к ПХГ. Недискриминационный доступ к ПХГ всех участников газового рынка является одним из условий его эффективного функционирования. Отсутствие условий для недискриминационного доступа третьих сторон к ПХГ создают барьеры для развития конкуренции. Определенную роль в обеспечении эффективного функционирования сферы ПХГ может играть также тарифное регулирование транспортировки газа (через ценовые сигналы участникам рынка). Рассмотрим более подробно опыт наднационального регулирования ПХГ в Евросоюзе, в котором идет активная работа по созданию единого рынка газа.

Регулирование сферы подземного газа в Европейском союзе

Регулирование сферы подземного газа в Евросоюзе осуществляется в рамках общего процесса либерализации национальных рынков государств-членов и формирования единого рынка газа. Первым шагом на пути формирования единого рынка газа в Евросоюзе стало принятие первой газовой директивы в 1998 году (Директива 98/30/ЕС). Тем не менее данный документ практически никак не затронул регулирование сферы поземного хранения газа, заострив внимание главным образом на открытии национальных рынков газа.

Ситуация изменилась после принятия второй газовой директивы Евросоюза в 2003 году (Директива 2003/55/ЕС), которая ввела требования по отделению подземного хранения газа от других видов газового бизнеса (с точки зрения ведения финансовой отчетности), а также процедуры доступа третьих сторон к газовым хранилищам. Так, было предложено две модели обеспечения доступа к хранилищам: доступ на договорной основе и регулируемый доступ.

Доступ на договорной основе подразумевает обязанность регуляторов обеспечить условия для сотрудничества договаривающихся сторон (оператора газохранилища и его клиента) и осуществлять мониторинг их деятельности с целью выявления недобросовестного поведением, в том числе требовать обязательной публикации правил по доступу к газовым хранилищам. Формирование тарифов на пользование хранилищами при этом осуществляется исключительно в рамках соглашения между договаривающимися сторонами. Модель регулируемого доступа предусматривала предварительное утверждение регулятором тарифов (или по крайней мере методологии, которая лежала в основе их формирования) на пользование услугами газовых хранилищ.

Принятие третьей газовой директивы Евросоюза в июле 2009 г. (Директива 2009/73/ЕС) было направлено на ужесточение условий по отделению подземного хранения газа от других видов газового бизнеса, а также улучшение условий доступа третьих сторон к газовым хранилищам. Так, операторы ПХГ, которые входили в состав вертикально-интегрированных компаний, должны быть отделены от головной компании как минимум с юридической, организационной и управленческой точек зрения. Головная компания не могла утверждать годовой финансовый план оператора ПХГ или осуществлять другие аналогичные функции по отношению к нему. Кроме того, головная компания не имела право выдавать оператору ПХГ инструкции ни в отношение его повседневной деятельности, ни в отношение каких-либо отдельных решений, касающихся строительства новых или модернизации действующих хранилищ.

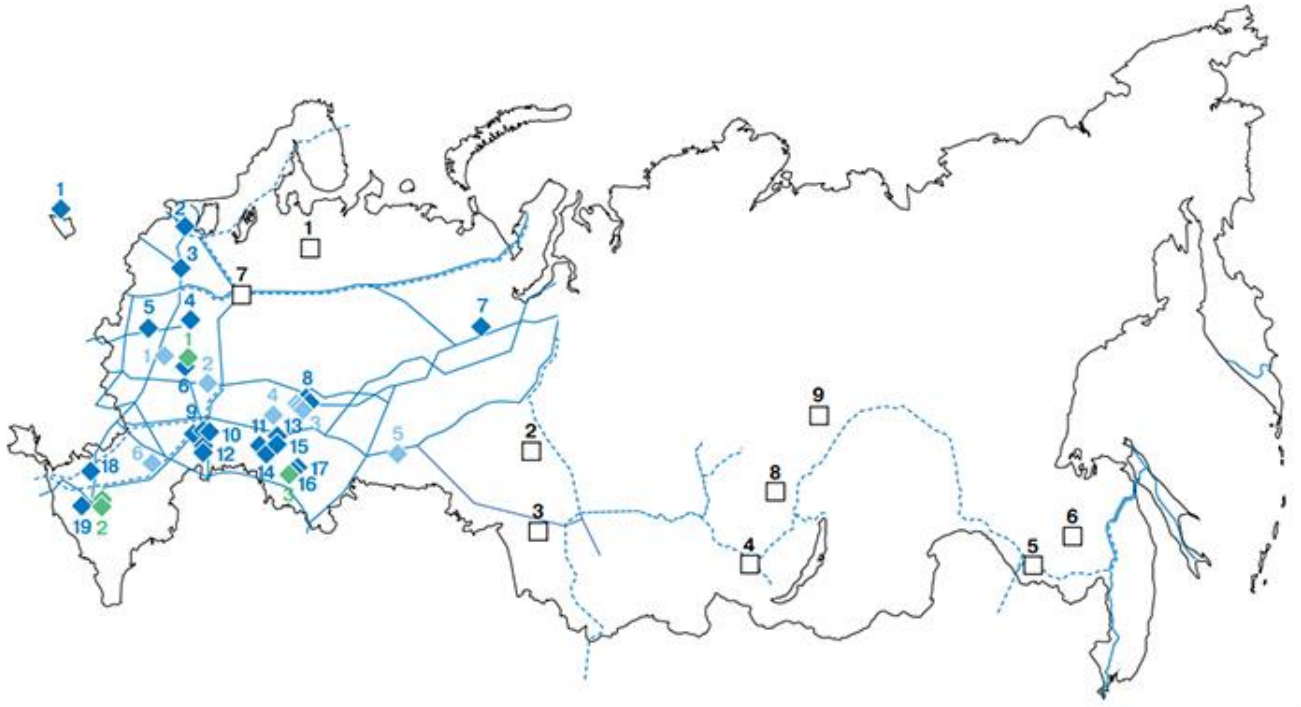
В настоящее время регулирование сферы ПХГ в Евросоюзе осуществляется на основе Директивы 2003/55/ЕС (статья 19(1)), Директивы 2009/73/ЕС, а также Регламента 715/2009, которые предусматривают следующие условия:

- доступ третьих сторон к ПХГ осуществляется при условии наличия технической и (или) экономической возможности);
- государство-член в праве выбрать целевую модель предоставления доступа третьих сторон к ПХГ, которая будет применятся на ее территории (существует возможность применения сразу двух моделей в одной стране одновременно);
- доступ третьих сторон должен осуществляться на прозрачной и недискриминационной основе;
- необходимость осуществления отделения оператора ПХГ от других видов газового бизнеса (как минимум с юридической и функциональной точки зрения);
- изолированные рынки («энергетические острова») получают право не выполнять обязательства по обеспечению доступа третьих сторон;
- исключение из обязательств по обеспечению доступа третьих сторон могут получить действующие ПХГ в случае возникновения дефицита мощностей по хранению газа, появления препятствий для выполнения обязательств по хранению газа или возможности возникновения сложностей, связанных с выполнением требований «бери или плати»;
- осуществление регулятором мониторинга условий для предоставления доступа третьим сторонам.

3.4 Инфраструктура по хранению газа государств-членов ЕАЭС

Российская Федерация

На территории Российской Федерации расположены 26 объектов хранения (22 ПХГ), 8 из которых сооружены в водоносных структурах, 17 – в истощенных месторождениях, а еще одно – в отложениях каменной соли (Рисунок 72). Еще шесть объектов на стадии проектирования.



— Основные газопроводы

···· Строящиеся и перспективные газопроводы

Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м³	Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м³	Строящиеся и проектируемые объекты ПХГ	Разведываемые площади под объекты ПХГ
1 Калининградское	1 Касимовское	1 Новомосковское	1 Архангельская
2 Гатчинское	2 Северо-Ставропольское	2 Беднодемьяновское	2 Тигинская
3 Невское	3 Совхозное	3 Удмуртский резервирующий комплекс	3 Колмаковская
4 Щелковское		4 Арбузовское	4 Ангарская
5 Калужское		5 Шатровское	5 Благовещенская
6 Увязовское		6 Волгоградское	6 Белогорская
7 Пунгинское			7 Скалинская
8 Карашурское			8 Тас-Юряхская (гелий)
9 Песчано-Уметское			9 Чаяндинская (гелий)
10 Елшано-Курдюмское			
11 Дмитриевское			
12 Степновское			
13 Аманакское			
14 Михайловское			
15 Кирюшкинское			
16 Канчуринское			
17 Мусинское			
18 Кущевское			
19 Краснодарское			

Источник – Официальный веб-сайт ПАО «Газпром»

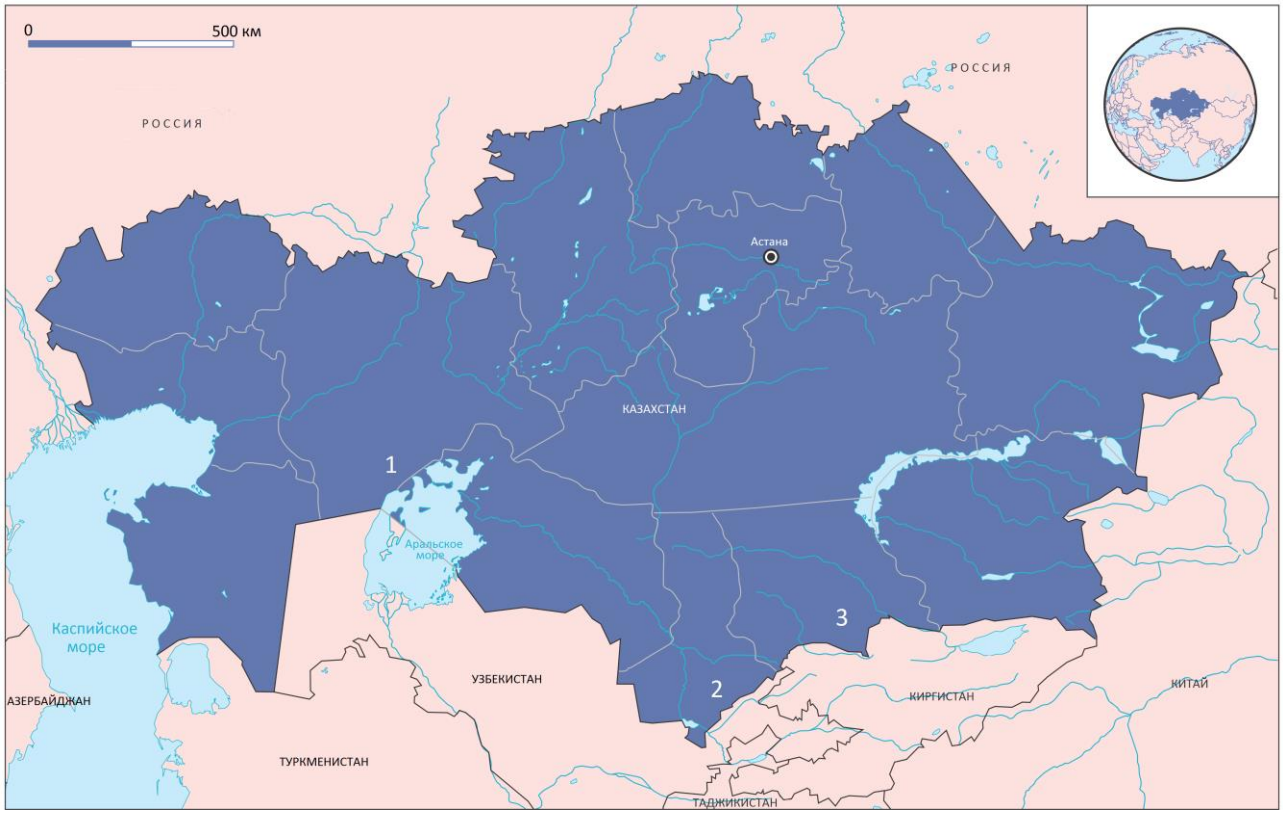
Рисунок 72 – Действующие и перспективные объекты подземного хранения газа «Газпрома» на территории России

По состоянию на 31 декабря 2015 г. суммарная активная емкость по обустройству российских ПХГ Группы достигла 74 млрд. куб. м, из которых 24 млрд. куб. м приходятся на крупнейшее в мире Северо-Ставрапольское ПХГ.

Объем отобранного из российских ПХГ газа в 2015 году составил 24 млрд. куб. м, а закаченного – 27 млрд. куб. м газа. Максимальная суточная производительность российских ПХГ в 2015 году составила 434 млн куб. м газа в сутки.

Республика Казахстан

На территории Республики Казахстан расположены три ПХГ, общая проектная емкостью которых составляет 4,7 млрд. куб. м газа: ПХГ «Бозой» (4 млрд. куб. м газа), ПХГ «Акыр-Тобе» (0,3 млрд. куб. м газа) и ПХГ «Полторацкое» (0,4 млрд. куб. м газа). ПХГ «Бозой» обустроено в водоносной структуре, тогда как два других ПХГ созданы на базе истощенных месторождений (Рисунок 73).



Примечание: 1 – ПХГ «Бозой»; 2 – ПХГ «Полторацкое»; 3 – ПХГ «Акыр-Тобе»

Источник – Международной энергетическое агентство

Рисунок 73 – Расположение ПХГ в Республике Казахстан

Республика Беларусь

На территории Республики Беларусь расположены три ПХГ: ПХГ «Прибугское» (0,4 млрд. куб. м газа), ПХГ «Осиповичское» (0,3 млрд. куб. м газа) и ПХГ «Мозырское». Два из трех белорусских ПХГ – «Осиповичское» и «Прибугское» – созданы в водоносных структурах, а «Мозырское» – в отложениях каменных солей (Рисунок 74).



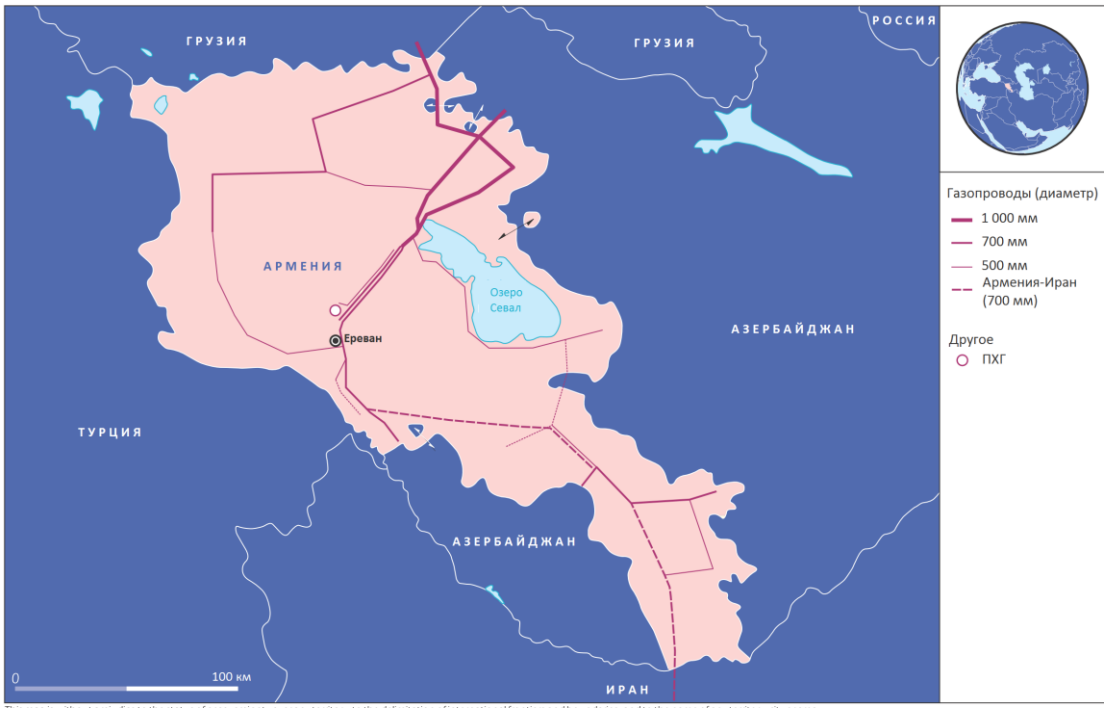
Примечание: 1 – ПХГ «Прибугское»; 2 – ПХГ «Осиповичское»; 3 – ПХГ «Мозырское»

Источник – Международное энергетическое агентство

Рисунок 74 – Расположение основных объектов газотранспортной инфраструктуры в Беларуси

Республика Армения

На территории Республики Армения расположено только одно ПХГ – «Абовянское» ПХГ мощностью 0,14 млрд. куб. м газа. ПХГ сооружено в отложениях каменной соли. Максимально возможный суточный отбор из резервуарного парка составляет около 8 млн куб. м (Рисунок 75).



Источник – Международное энергетическое агентство

Рисунок 75 – Расположение основных объектов газотранспортной инфраструктуры в Армении

На территории государств-членов расположены 34 объекта поземного хранения газа общей активной емкостью свыше 79 млрд. куб. м газа, основная часть которой (более 90%) приходится на российскую инфраструктуру (Таблица 70). Наиболее распространенным видом ПХГ является истощенные месторождения – 19 из 34 объектов.

Таблица 70 – Инфраструктура подземного хранения газа в государствах-членах ЕАЭС

Страна	Оператор	Действующие ПХГ				Рабочая мощность, млрд. куб. м
		Истощенные месторождения	Водоносные структуры	Соляные каверны	Всего	
Российская Федерация*	«Газпром ПХГ»	17	8	1	26	73,5
Республика Казахстан	«КазТрансГаз»	2	1	0	3	4,7
Республика Беларусь	«Газпром трансгаз Беларусь»	0	2	1	3	1,0
Республика Армения	«Газпром Армения»	0	0	1	1	0,14
Кыргызская республика	«Газпром Кыргызстан»	нд	нд	нд	1	нд
Всего		19	11	3	34	79,4

Источник – ПАО «Газпром»

3.5 Влияние ограничения доступа к хранению газа на отношения между участниками газовых рынков

Российский рынок газа характеризуется высокой степенью развития (по сравнению с другими государствами-членами ЕАЭС), а сфера хранения газа не уступает аналогам в США и Евросоюзе (по оперативным резервам и другим техническим характеристикам). Таким образом, опыт отношений в сфере хранения газа, которые сложились в России, может быть использован в рамках анализа возникновения проблем в рассматриваемой сфере.

* Для Российской Федерации указаны объекты подземного хранения газа.

В России монопольным правом на сооружение и эксплуатацию ПХГ обладает ПАО «Газпром», который одновременно является оператором газотранспортной сети страны. Доступ независимых производителей газа (далее – НПГ) к ПХГ осуществляется с разрешения «Газпрома» и по условиям (объем, тариф, сроки), определяемым компанией в одностороннем порядке. Доступ ПХГ «Газпрома» при отсутствии регулирования затрудняется.

Ограничение недискриминационного доступа к ПХГ, контролируемым «Газпромом», создает барьеры для осуществление гибких и надежных поставок газа НПГ. При этом влияние асимметричных возможностей доступа к инфраструктуре у разных участников рынка, снижается в условиях низкого спроса (наличие свободных мощностей) и растет при его увеличении.

Сложившиеся условия функционирования ПХГ в России создают также высокие риски возникновения недобросовестной ценовой конкуренции на российском рынке газа (по оценкам ФАС, уровень тарифов для НПГ превышает значения для дочерних организаций «Газпрома» (на 12% в 2010 году и 35% в 2013 году).

Кроме того, НПГ выделяют следующие проблемы в сфере хранения газа:

- развитие системы ПХГ синхронизировано с добычными проектами «Газпрома» и не учитывают потребности других участников рынка;
- наличие у «Газпрома» возможности хранения газа в газотранспортной системе, которая отсутствует у НПГ;
- закачка и отбор газа и ПХГ осуществляется, исходя из приоритета потребностей «Газпрома».

С одной стороны, стороны монопольное управление российскими ПХГ, создает барьеры для развития конкуренции в газовой отрасли, а с другой стороны, является гарантом обеспечения энергетической безопасности (Таблица 71). Тем не менее сохранение монополии на ПХГ расходится с интересами не только НПГ, но и отдельных ФОИВ.

В настоящее время рассматриваются несколько вариантов решения сложившейся проблемы:

- строительство дублирующих мощностей для хранения газа независимыми производителями (возможны сложности в привлечении инвестиций для строительства, а также негативное влияние с точки зрения эффекта масштаба);
- выделение независимых операторов инфраструктуры ПХГ (может оказаться эффективным при организации по примеру нефтяной отрасли, однако возможно возникновение рисков бесперебойного обеспечения потребителей газом при отсутствии консолидации мощностей хранилищ во время чрезвычайных ситуаций);
- поэтапное установление определенного и регламентируемого законодательством доступа НПГ к ПХГ и введение регулируемых тарифов на их использование.

Необходимо определение четких обязательств НПГ перед владельцем хранилищ в обеспечении стабильных операционных резервов для поддержания бесперебойных поставок потребителям (данный вариант учитывает интересы всех сторон рынка, однако требует высоких транзакционных и временных затрат на реализацию).

Таблица 71 – Сравнение монопольной и конкурентной форм организации сферы ПХГ

	Монополия	Конкурентная среда
Достоинства	сокращение издержек эксплуатации за счет эффекта масштаба; мобилизация всех мощностей ПХГ для обеспечения социальных гарантий поставок газа за счет сосредоточения всех хранилищ в одной компании	расширение географии распространения ПХГ с охватом большей части платежеспособных потребителей; обеспечение равных возможностей для всех участников рынка по осуществлению гибких и надежных поставок газа потребителям за счет большого количества хранилищ у разных поставщиков
Недостатки	узкая география охвата потребителей; риск использования монопольного положения для ограничения доступа и завышения тарифов на использование ПХГ независимыми производителями	высокая стоимость дублирующих мощностей; сложность координации усилий компаний и угроза отсутствия слаженной работы ПХГ в сложных погодных условиях или чрезвычайных ситуациях

Источник – Аналитический центр

3.6 Выводы

Доступ к хранению газа, в отличие от доступа к газотранспортной системе, не играет ключевую роль в развитии конкуренции и повышении эффективности функционирования газового

рынка. Тем не менее как было проиллюстрировано на примере газового рынка России, доступ к газовым хранилищам может оказать определенное влияние на функционирование газового рынка.

Хранение газа в определенных случаях может выступать как в качестве прямого субститута транспортировки газа, так и в качестве дополнительной услуги. Как было рассмотрено ранее, использование газовых хранилищ позволяет снизить необходимость в транспортировки газа по определенным маршрутам, что в свою очередь ведет к снижению спроса на услуги по транспортировке газа по ним. С другой стороны, использование хранилищ газа в период пикового спроса ведет увеличению объема прокачки газа по другим газопроводам, увеличивая спрос на услуги по транспортировке газа по ним.

Хранение газа является одним из инструментов обеспечения гибкости поставок газа. К альтернативным механизмам обеспечения гибкости поставок газа в зависимости от наличия соответствующих условий для их использования можно отнести:

- гибкое управление процессами по внутренней добыче газа (наличие возможностей по сокращению и (или) наращиванию добычи газа);
- использование развитой трансграничной газопроводной инфраструктуры для увеличения импорта газа (наличие свободных мощностей интерконнекторов, в том числе нескольких, с газотранспортными системами соседних стран);
- использование инфраструктуры по импорту газа в виде СПГ (наличие в стране регазификационных терминалов, а также свободных для покупки объемов СПГ[*]);
- управление спросом на газ (наличие крупных потребителей, которые могут существенно сокращать свое потребление в зависимости от сложившейся на рынке ситуации).

Базовое потребление газа в зависимости от статуса страны (экспортер или импортер) как правило удовлетворяется за счет внутренней добычи газа и импорта газа. Для регулирования неравномерностей потребления газа в случае отсутствия хранилищ газа страны либо наращивают импорт трубопроводного или сжиженного газа (импортеры) или внутреннюю добычу (экспортеры). Чистые экспортеры газа в случае отсутствия возможности нарастить добычу газа могут сокращать объемы экспорта. Тем не менее подземное хранение газа как правило является наиболее гибким и эффективным из указанных выше инструментов. Кроме того, следует отметить, что в случае импорта, дополнительные поставки газа в страну могут осуществляться за счет отбора газа из ПХГ, находящегося в соседней стране. Такая ситуация часто имеет место в странах Центральной и Западной Европы.

[*] Основная часть поставок СПГ, осуществляемых с действующих и строящихся заводов по сжижению газа, уже законтрактована и осуществляются по долгосрочным контрактам.

Что касается государств-членов ЕАЭС, то для них доступны главным образом такие инструменты как увеличение импорта (Республика Армения, Республика Беларусь, Кыргызская Республика) и внутренней добычи (Российская Федерация, Республика Казахстан).

К основным функциям, которые ПХГ выполняют в государствах-членах следует отнести:

- регулирование сезонной неравномерности: удовлетворение возросшего сезонного спроса;
- создание резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче или транспортировке газа;
- создание долгосрочных резервов газа на случай резкого роста цен на газ;
- регулирование неравномерности и обеспечение надежности экспортных поставок газа.

Остальные функции практически не применяются в силу ненадобности или недостаточного уровня развития газовых рынков. Так, регулирование оптовых цен, а также отсутствие развитых инструментов торговли газом в государствах-членах ЕАЭС ведет к невозможности использования ПХГ для осуществления спекулятивных операций. Кроме того, существенным ограничением для проведения соответствующих операций является слабое развитие ПХГ, созданных в соляных кавернах. Основная часть ПХГ, находящихся на территории государств-членов ЕАЭС, созданы на основе истощенных месторождений.

В странах, где в газовой отрасли функционируют вертикально-интегрированные компании, решения по инвестициям в инфраструктуру, используемую как для хранения газа, так и для его транспортировки, принимаются как правило исключительно из соображений и интересов головной компании (с учетом портфеля добывающих проектов компании и набора ее потребителей). С одной стороны, такая ситуация вела к определенной синергии между отдельными видами газового бизнеса, а также благоприятно сказывалась на энергетической безопасности страны, а с другой стороны, она могла провоцировать принятие инвестиционных решений по строительству избыточных мощностей и создавать барьеры для развития конкуренции. Аналогичная ситуация имеет место в государства-членах ЕАЭС.

Рассмотренный опыт наднационального и национального регулирования сферы хранения газа в Европейском союзе и России свидетельствует о том, что наиболее эффективным инструментом регулирования с точки зрения развития конкуренции на газовых рынках является обеспечение процедуры недискриминационного и транспарентного доступа к инфраструктуре по хранению газа. Это потребует установления четких и ясных требований и условий предоставления такого доступа третьим сторонам.

ЧАСТЬ 4. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ АФФИЛИРОВАННОСТИ ПОСТАВЩИКА ГАЗА И ОПЕРАТОРА ГТС НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

4.1 Негативные эффекты аффиляции поставщика газа и оператора ГТС на функционирование газовых рынков

Возможность совмещения деятельности по добыче и реализации газа с предоставлением услуг по его транспортировке в рамках одной вертикально-интегрированной компании порождает конфликт интересов на рынке газа и как следствие создает благоприятные условия дискриминации независимых участников рынка. Благодаря управлению газотранспортной инфраструктурой вертикально-интегрированная компания получает возможность использовать ассиметричный доступ к ней в качестве инструмента недобросовестной конкуренции, в том числе для нивелирования потенциальных конкурентных преимуществ независимых участников рынка.

Выделим основные риски дискриминации независимых участников рынка со стороны вертикально-интегрированной компании:

– осуществление развития газотранспортной системы в интересах одного производителя газа – ее владельца (синхронизация со сроками реализации добычных проектов или развитием портфеля потребителей вертикально-интегрированной компании), которое не учитывает потребности других участников рынка и ограничивает возможности для его эффективного развития;

– завышение стоимости транспортировки газа независимых участников рынка и занижения стоимости транспортировки собственного газа (в том числе за счет непрозрачного управления маршрутами транспортировки газа в случае отсутствия возможности проверить реальную загрузку газотранспортных мощностей);

– ограничение гибкости поставок газа, в частности их оперативного увеличения, за счет длительных сроков рассмотрения заявок на получение доступа к газотранспортных мощностям и принятия решений по ним;

– вынуждение продажи независимых участников рынка своего газа на устье скважины (по заниженным ценам) с целью его дальнейшей перепродажи (в том числе с целью выполнения обязательств перед своими клиентами) путем ограничения доступа к потенциальным потребителям.

Вертикально интегрированные компании, совмещающие деятельность по добыче газа и предоставлении газотранспортных услуг, не заинтересованы в обеспечении свободного доступа к

газотранспортной инфраструктуре, поскольку он способствует развитию конкуренции и может привести к снижению рыночной доли таких компаний.

Более того, вертикально-интегрированные компании, которые совмещают деятельность по добыче и реализации газа с предоставлением услуг по его транспортировке по газопроводам, существенно снижают ликвидность оптовых рынков газа, что создает барьеры для входа на них для новых участников рынка, а также расширения деятельности действующих независимых поставщиков газа. [50]

Совмещение добычи и реализации газа с управлением газотранспортной инфраструктурой создает благоприятные условия для использование вертикально-интегрированной компанией перекрестного субсидирования одних видов деятельности за счет других (например, поставок газа за счет услуг по транспортировке газа). Контроль одной организации над другой позволяет беспрепятственно осуществлять скрытые операций такого характера между аффилированными компаниями, представляющими различные виды газового бизнеса.

Рассмотренные выше риски, свидетельствуют о том, что газодобывающие компании, имеющие в своей собственности газотранспортную инфраструктуру, находятся в более выгодном положении, по сравнению с отдельными газодобывающими компаниями. Такая ситуация характеризуется наличием благоприятных условий для дискриминации независимых участников рынка со стороны вертикально-интегрированной компании. Дискриминация независимых участников рынка в свою очередь создает существенные барьеры для развития конкуренции на газовом рынке и его эффективного развития. [47]

4.2 Международный опыт решения проблем, связанных с аффилированностью поставщика газа и оператора ГТС

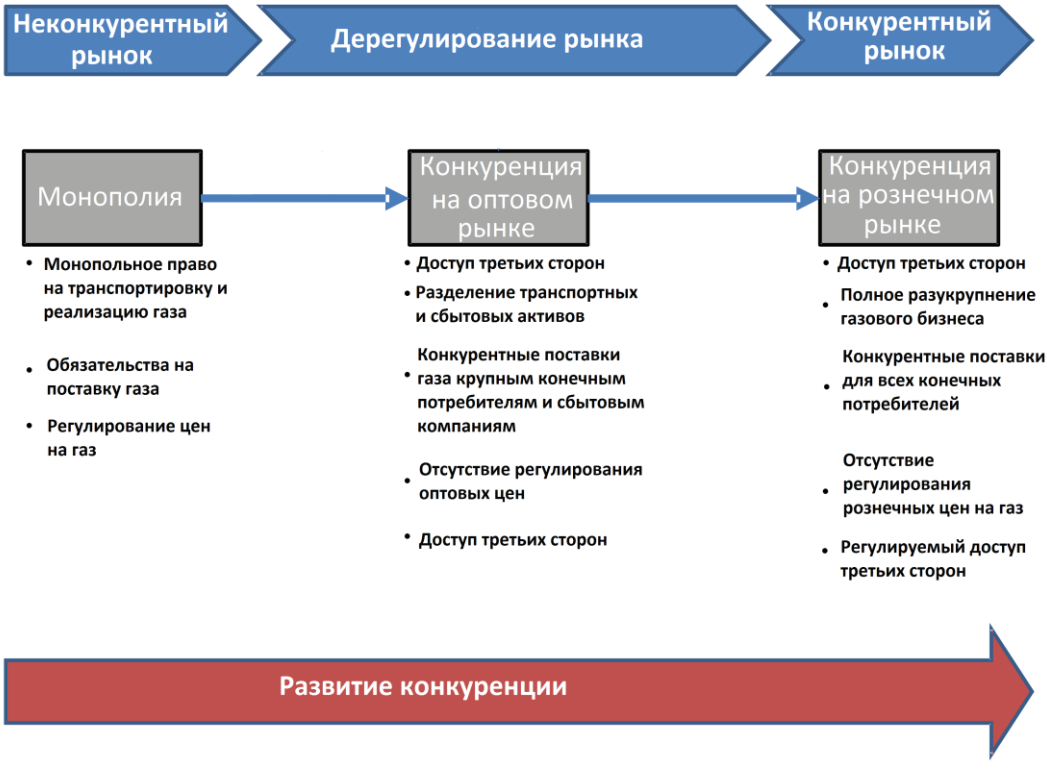
Рассмотрим опыт регулирования газовых рынков, которые характеризуются высокой степенью развития. Организационная структура и модели регулирования таких рынков в разных странах могут иметь определенных отличия. Тем не менее в основе их формирования лежат следующие общие принципы:

– наличие развитого комплекса нормативно-правовых актов, регулирующих газовые рынки;

– наличие одного или нескольких независимых органов, осуществляющих надзорные функции;

– наличие недискриминационного доступа всех участников газового рынка к оперативной, точной и прозрачной информации, предоставляемой операторами газотранспортных инфраструктуры.

Создание конкурентной среды на оптовых рынках газа основывается на отделении транспортировки газа от его сбыта, а также обеспечении доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре. Такой подход позволяет создать условиях для осуществления конкурентных поставок газа крупным конечным потребителям (Рисунок 76).



Источник – Gas Pricing and Regulation. China’s Challenges and IEA Experience. IEA 2012

Рисунок 76 – Традиционный подход к развития конкурентного рынка газа

Основная роль в предупреждении и (или) устранении негативных эффектов, возникающих при совмещении деятельности по осуществлению поставок газа и его транспортировки в рамках одной компании, отводится одному или нескольким регуляторам – органам, выполняющих надзорные функции. При этом необходимо обеспечить полную независимость такого органа. Так, должна быть обеспечена полная административная, финансовая и политическая независимость регулятора в первую очередь от влияния со стороны участников регулируемой отрасли.

Важно так выстроить институциональную структуру регулирующего органа, чтобы соблюдался баланс между независимостью и подотчетностью регулятора. Создание таких условий позволит регулятору проводить беспристрастную, прозрачную и объективную надзорную деятельность. Процессы регулирования должны быть актуальными, надежными, прозрачными и недискриминационными.

Регуляторы являются драйверами процессов по развитию конкурентных рынков газа. Поэтому создание соответствующих надзорных органов является неотъемлемым элементом эффективного процесса формирования конкурентного рынка газа. Примером может служить Федеральная комиссии по регулированию энергетики (FERC), созданная в США в 1938 году, которая впоследствии возглавила процессы реформирования газового рынка страны. Еще одним примером может служить опыт ЕС, где были созданы два наднациональных квази-регулятора:

– Ассоциация по кооперации энергетических регуляторов (ACER). Организация координирует действия всех европейских регуляторов, а также издает сетевые кодексы и распоряжения, которые образуют правила поведения производителей и потребителей на общем рынке газа ЕС. В сфере тарифной политики ACER не регулирует тарифы или цены напрямую, однако ведет борьбу с недобросовестной конкуренцией, лицензирует строительство газопроводов и предоставляет информацию о тарифах для потребителей.

– Европейская сеть операторов газотранспортных систем (ENTSOG). Предоставляет информационные услуги в сфере использования европейской газотранспортной инфраструктуры, а также координирует поставки между европейскими операторами, что увеличивает прозрачность образования магистральных тарифов. Не занимается регулированием тарифо- или ценообразования.

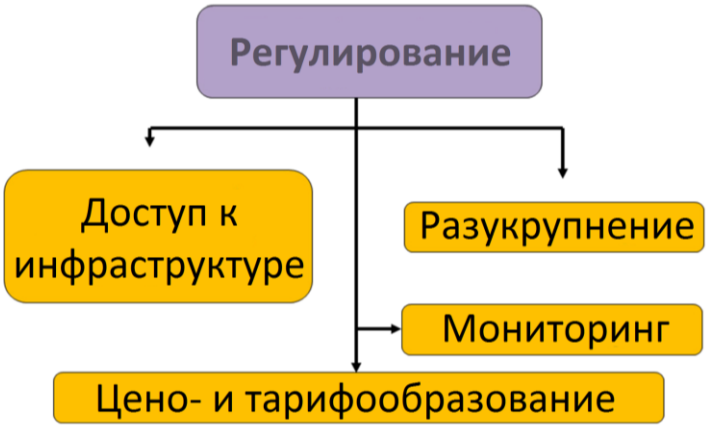
В набор традиционных задача, за которые отвечают регуляторы, осуществляющие надзорные функции на газовых рынках, входят (Рисунок 77):

– обеспечение условий для осуществления разукрупнение газового бизнеса: отделение естественно-монопольных видов деятельности (транспортировка газа) от конкурентных (оптовые и розничные поставки газа);

– обеспечение условий для недискриминационного доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре;

– регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа;

– осуществление мониторинга функционирования газового рынка в рамках отведенных полномочий.



Источник – Gas Pricing and Regulation. China's Challenges and IEA Experience. IEA 2012

Рисунок 77 – Традиционные задачи регуляторов газовых рынков

Следует отметить, что с постепенным развитием конкуренции на рынке газа потребность в регулировании не исчезает. По-прежнему остается потребность в осуществлении регулирования естественно-монопольных видов деятельности операторов газотранспортной инфраструктуры.

Регулирование и мониторинг деятельности оператора газотранспортной инфраструктуры является необходимым условием обеспечения ее эффективного использования. Эффективность выполнения соответствующих задач регулятора зависят главным образом от наличия у него необходимого объема полномочий, которые позволят адекватно справляться со всеми возникающими в рамках функционирования газового рынка проблемами. Соответствующие полномочия надзорных органов, а также правила функционирования газовых рынков должны быть четко прописаны в основных нормативно-правовых актах, регулирующих газовые рынки. Эффективная нормативная правовая база является основой успешного развития газовых рынков. Работа по формированию такой нормативной правовой базы может растянуться на длительный период времени. Так, в США первые нормативно-правовые акты, нацеленные на реформирование газового рынка, были приняты в конце 1980-х гг.[*], в Евросоюзе первый аналогичный документ, так называемая Первая газовая директива (Директива 98/30/ЕС) была принята в 1998 году.

Базовым условием создания конкурентных отношений между участниками рынка газа является обеспечения недискриминационного доступа всех поставщиков газа (третьих сторон), удовлетворяющих необходимым техническим требованиям (например, качество газа) к газотранспортной инфраструктуре. Таким образом, обеспечение доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре является основной задачей газового регулятора.

[*] Закон о политике в сфере природного газа, 1978 г.

Концепция доступа третьих сторон* к газотранспортной инфраструктуре подразумевает получение третьей стороной возможности ее использования для осуществления своей коммерческой деятельности. При этом ключевыми элементами обеспечения доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре являются процедуры определения и распределения свободных газотранспортных мощностей между участниками рынка, а также установления тарифов на их использование.

Данная концепция применялась в рамках формирования конкурентных рынков в США и Европе. Предоставление доступа третьих сторон к газотранспортной системе стало также одним из факторов существенного увеличения доли независимых производителей газа в России.†

Обеспечение доступа всех участников газового рынка к газотранспортной инфраструктуре требует от регулятора установления четких правил транспарентного, надежного и недискриминационного управления данной инфраструктурой. При этом уровень регулирования обычно зависит от модели управления газотранспортной инфраструктурой.

В настоящее время выделяют четыре основные модели организации управления газотранспортной инфраструктурой: вертикальная интеграция, имущественное разделение вертикально-интегрированной компании на отдельные виды газового бизнеса, а также модели независимых системных или транспортных операторов (Рисунок 78).

Имущественное разделение

Модель, предусматривающая имущественное разделение, заключается в полном отделение газотранспортной системы от компаний, занимающихся добычей или реализацией газа. Таким образом, газодобывающие и газосбытовые компании лишаются права владения газотранспортной инфраструктурой. Управление газотранспортной инфраструктурой в рамках данной модели осуществляет оператор газотранспортной системы. Реализация данной модели позволяет обеспечить равные условия для всех потребителей услуг по транспортировке газа без исключения

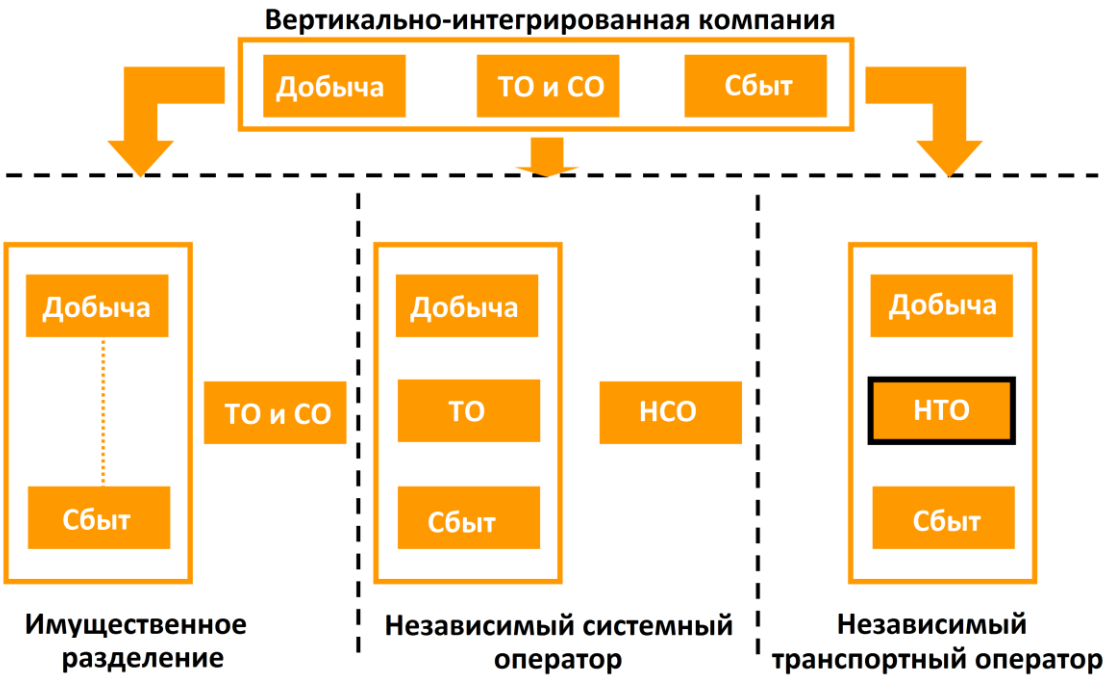
Независимый системный оператор

Данная модель предусматривает передачу функций управления газотранспортной инфраструктурой независимому системному оператору – управляющей компании, которая не была бы аффилирована с вертикально-интегрированной группой компаний по каким бы то ни было признакам. Право собственности на газотранспортную инфраструктуру остается у вертикально-интегрированной компании, однако оперативные управленческие решения (в том

* Независимые от вертикально-интегрированной компании, в состав которой входит оператор газотранспортной инфраструктуры, компании, осуществляющие добычу, импорт или сбыт газа.

† В настоящее время проблемы доступа к газотранспортной инфраструктуре стоят менее остро, чем раньше, в том числе из-за строительства новых газопроводов и снижения внутреннего спроса.

числе по ценообразованию и определению условий транспортировки газа) принимают управляющая компания в лице независимого системного оператора.



Источник – Gas Pricing and Regulation. China's Challenges and IEA Experience. IEA 2012

Рисунок 78 – Четыре модели организации управления газотранспортной инфраструктурой

Независимый транспортный оператор

Данная модель подразумевает наличие автономной, т.е. независимой с точки зрения оперативного управления, активов, кадровых ресурсов, существования отдельной юридического лица) транспортной организации внутри вертикально интегрированной газовой компании, подлежащей тщательному регулированию. Независимый транспортный оператор отвечает за обеспечение недискриминационного доступа к газопроводам и определяет порядок этого доступа, собирает платежи за предоставление услуг по транспортировке газа, осуществляет инвестиционное планирование развития газотранспортной инфраструктуры, отвечает за обеспечение ее надежного функционирования. С финансовой точки зрения независимый транспортный оператор ведет раздельный от остальных организаций, состоящих в составе вертикально-интегрированной компании, учет, а также обязан пользоваться услугами другой аудиторской компании. Независимый транспортный оператор должен иметь возможность самостоятельно осуществлять заимствования и в целом действовать на принципах самодостаточности, а отношения с вертикально-интегрированной компанией и ее аффилированными организациями должны быть предметом особого контроля регулятора.

Полное имущественное разделение газодобывающих, газосбытовых и газотранспортных активов позволяет избежать конфликта интересов со стороны вертикально-интегрированной компании, которая не заинтересована в свободном доступе к газотранспортной инфраструктуре со стороны ее конкурентов – независимых участников рынка. Что касается двух альтернативных вариантов, то выбор в их пользу характеризуется менее очевидными стимулами как для недискриминационного доступа к сетям, так и для инвестиций в новую газотранспортную инфраструктуру. Обе модели позволяют вертикально-интегрированной компании в той или иной степени пользоваться значительными преимуществами владельца газотранспортных активов. Кроме того, они характеризуются дополнительными требованиями по обеспечению независимости оператора газотранспортной инфраструктуры от вертикально-интегрированной компании, ведет к усилению регулирования и надзорной деятельности со стороны регулятора.

4.3 Предложения по устранению (предупреждению) возможных негативных эффектов

Проведенный анализ свидетельствует о том, что основная роль в предупреждении и (или) устранении негативных эффектов, возникающих при совмещении деятельности по осуществлению поставок газа и его транспортировки в рамках одной компании, отводится надзорным органам. При этом базовым условием создания конкурентных отношений между участниками рынка газа является обеспечение недискриминационного доступа всех поставщиков газа (третьих сторон), удовлетворяющих необходимым техническим требованиям (например, качество газа) к газотранспортной инфраструктуре. Таким образом, обеспечение доступа третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре является основной задачей газового регулятора.

В связи с этим предлагается до 1 января 2020 года разработать и согласовывать единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, для транспортировки газа, предназначенного для удовлетворения внутренних потребностей государств-членов (далее – единые правила доступа к газотранспортным системам).

После вступления в силу договора о формировании общего рынка газа правила доступа к газотранспортным системам государств-членов Союза должны буду определяться на основе его положений*, которые обеспечат условия недискриминационного и прозрачного распределения между участниками общего рынка газа свободных мощностей газотранспортных систем государств-членов, используемого в рамках общего рынка газа Союза.

В целях обеспечения прозрачности и эффективности распределения свободных мощностей газотранспортных систем участники общего рынка газа Союза должны получить доступ к данным системы информационного обмена Союза (после ее создания).

Единые правила доступа к газотранспортным системам должны включать в себя следующие элементы:

– типовая форма заявки на использование системы магистральных газопроводов, которая должна содержать сведения об источниках происхождения газа, его характеристиках, целях его использования, покупателе и продавце газа и другую информацию, относящуюся к транспортируемому газу;

– порядок и сроки подачи заявок на транспортировку природного газа, удовлетворяющие условиям единых правил доступа к газотранспортным системам;

– порядок распределения свободных мощностей газотранспортной системы государства-

* Принципы доступа к газотранспортным системам и подземным хранилищам газа, расположенным на территориях государств-членов.

члена в случае отсутствия их необходимого объема для удовлетворения всех рассматриваемых заявок;

– условия, при которых операторы газотранспортных систем получают право отказать в доступе к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, хозяйствующим субъектам государств-членов;

– полномочия и обязанности Евразийской экономической комиссии в различных вопросах доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов;

– порядок и условия обращения в Евразийскую комиссию по вопросам доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов.

Кроме того, предлагается создание двух наднациональных квази-надзорных органа:

– Совет по рынку газа Союза: оператор информационной системы (базы данных), которая будет включать сведения о внутреннем потреблении газа, о ценообразовании в сфере транспортировки и поставки газа на территориях государств-членов ЕАЭС, в том числе об оптовых ценах на газ, тарифах на транспортировку газа по газотранспортным системам

– Совет по газовой инфраструктуре Союза: оператором информационной системы (базы данных), которая будет включать сведения о технически возможных мощностях и свободных мощностях магистрального трубопроводного транспорта государств-членов Союза; о планах государств-членов Союза по текущим ремонтам, модернизации и строительству газотранспортной инфраструктуры, включая планы инвестиционного сотрудничества в газовой отрасли с третьими странами (по газотранспортной инфраструктуре, которая влияет на функционирование общего рынка газа Союза)

Предлагается наделить Совет по рынку газа Союза следующими функциями:

– оценка регулирующего воздействия отдельных мер политики государств-членов и ЕАЭС в газовой отрасли;

– вынесение рекомендаций в адрес ЕЭК и уполномоченных органов государств-членов по вопросам реализации Программы;

– организация присоединения новых государств-членов к общему рынку газа;

– мониторинг индикаторов развития общего рынка газа;

– сбор предложений, выработка и утверждение согласованных предложений по Плану мероприятий Программы;

– сбор предложений, выработка и утверждение согласованных предложений по мерам регулирования общего рынка газа;

– иные функции, предусмотренные Программой или нормативными правовыми актами ЕАЭС.

ЧАСТЬ 5. АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС, РЕГУЛИРУЮЩИХ ВОПРОСЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ГАЗ, ВКЛЮЧАЯ АНАЛИЗ УРОВНЕЙ ЦЕН НА ГАЗ В ГОСУДАРСТВАХ – ЧЛЕНАХ, И ВЫРАБОТКА ПОДХОДОВ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КРИТЕРИЕВ ПРИЗНАНИЯ ВЫПОЛНЕННЫМ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ РЫНОЧНЫХ ЦЕН, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ КОММЕРЧЕСКУЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ПРОДАЖИ ГАЗА НА ТЕРРИТОРИЯХ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕАЭС

5.1 Анализ нормативных правовых актов, регулирующих вопросы ценообразования на газ в государствах-членах Союза

5.1.1 Республика Армения

Основной нормативный акт (Таблица 72), определяющий принципы ценообразования на газ и тарифного регулирования в газовой сфере в Республике Армения, – Закон Республики Армения «Об энергетике» от 07.03.2001 (далее – Закон об энергетике РА). В соответствии с данным законом, установление регулируемых тарифов является одним из основных средств регулирования в области энергетики (статья 10).

Тариф в Законе об энергетике Республике Армения определяется как «цена, установленная в соответствии с настоящим Законом для *продажи единицы* электрической энергии и (или) мощности, тепловой энергии и *природного газа*, *на услуги, оказываемые посредством лицензированной в сфере энергетики деятельности* (за исключением деятельности по строительству или реконструкции и экспорту)».

В газовой отрасли к услугам, оказываемым посредством лицензирования, относится деятельность по передаче (транспортировке) и распределению природного газа, осуществлению услуг операторов систем газоснабжения, деятельность по строительству и реконструкции в сфере природного газа передающих (транспортирующих) или распределительных сетей, деятельность по экспорту и импорту природного газа (статья 23 закона об энергетике РА).

Таким образом, в Республике Армения тарифному регулированию подвержены как цены на природный газ, так и услуги по его транспортировке, распределению, а также услуги операторов систем газоснабжения. О регулировании услуг по подземному хранению природного газа в Законе об энергетике Республики Армения информации не приводится.

Тарифное регулирование осуществляется на основе заданных принципов, которые в целом не противоречат целям и задачам формирования общего рынка газа ЕАЭС. К таким принципам относятся (статья 9 Закона об энергетике РА):

– осуществление регулирования самостоятельным органом в пределах полномочий, делегированных законом;

– обеспечение прозрачности регулирования для общества;

– исключение дискриминации в отношении потребителей или какого-либо лицензированного лица;

– соблюдение баланса интересов потребителей и лиц, осуществляющих деятельность в сфере энергетики;

– коллегиальность принятия решений регулирующего органа;

– ограничение сферы регулирования параллельно развитию конкурентного рынка.

Данные принципы пересекаются с положениями Закона Республики Армения «Об органе по регулированию общественных услуг» от 25.12.2003, который регулирует общественную сферу Республики Армения в целом (к ней относятся область энергетики, водная система и область телекоммуникаций).

Регулирование и установление тарифов в том числе в газовой отрасли осуществляет уполномоченный орган – Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения. В ее в сфере тарифного регулирования газовой отрасли полномочия входит (статьи 17 и 19 Закона об энергетике РА):

– установление регулируемых тарифов на природный газ, на оказание услуг по передаче (транспортировке), распределению природного газа, услуг системного оператора, а также установление максимальных тарифов на импорт природного газа;

– требование у лицензированных лиц и лиц, подавших заявку на получение лицензии, все те сведения и данные, которые необходимы для установления тарифов;

– изучение представленных лицензированными лицами инвестиционных программ развития, принятие постановления по включению (полному или частичному) или отказу от включения инвестиций в последующие тарифы;

– публикация информации о прогнозируемых тарифах на природный газ на будущий год.

При формировании тарифов на природный газ, а также на услуги в газовой сфере, Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения ориентируется на метод тарифного регулирования «затраты плюс» и учитывает следующие статьи расходов (статья 21):

– издержки на обоснованную эксплуатацию и содержание, износ основных средств и амортизации нематериальных активов, необходимой для осуществления лицензионной деятельности согласно условиям лицензии;

– размер разумной прибыли;

– расходы на обслуживание обоснованных кредитов;

- обоснованные и необходимые страховые издержки;
- обоснованные расходы, необходимые для обеспечения природоохранных норм;
- обоснованные технические и коммерческие потери;
- иные обоснованные и необходимые расходы, предусмотренных законодательством.

Тарифы являются дифференцированными, что может зависеть от объемов потребления, времени года, вида услуг, условий подключения. Сроки установленных тарифов в общем случае не могут быть менее 6 месяцев, может быть установлен долгосрочный тариф. Тариф может быть установлен как в виде числового значения, так и в виде формулы, которая зависит от определенных величин.

Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения разрабатывает методологию расчета тарифов, основываясь на сформулированных выше принципах (методика расчета регулируемых тарифов в области газоснабжения). Кроме того, по собственной инициативе может пересмотреть тариф и установить новый согласно установленной ею процедуре (в зависимости от результатов деятельности регулируемой организации, качества услуг, результатов реализации инвестиционной программы). Регулируемая организация также может инициировать процедуру пересмотра тарифа, но в отличие от предыдущего случая не может повлиять на результаты такого пересмотра. Кроме того, в случаях нарушения требований Закона об энергетике РА, Комиссия имеет право снизить тарифы регулируемой организации (в рамках установленной процедуры) – статья 42 Закона.

При этом отмечается, что тарифы носят характер «ценового потолка», так как регулируемая организация может продавать «природный газ или оказывать лицензированные услуги по более низким тарифам, чем установленные Комиссией, с условием, что лицензированная деятельность не подвергается или не будет подвергаться опасности и (или) она не направлена на приобретение монопольного статуса на рынке, и если это понижение производится за счет прибыли лицензированного лица. В случае такого снижения тарифов Комиссия при установлении новых тарифов не учитывает возможные убытки лицензированного лица вследствие снижения тарифов» (статья 22 Закона об энергетике РА).

Таблица 72 – Основные положения, касающиеся вопросов ценообразования на газ в Республике Армения (на основе анализа соответствующих нормативных правовых документов)

Критерий	Характеристика
Оптовые цены на газ на внутреннем рынке	
Принцип ценообразования на газ	Тарифное регулирование. Тариф определяется на основе необходимого дохода, формируемого в целом для организации на основе метода «затраты плюс» (ежегодное утверждение размера необходимого дохода)
Структура цены на газ	Цена импортируемого из России газа, текущие затраты, норма прибыли и размер возврата инвестиций ЗАО «Газпром Армения»
Уровень цен на газ (2015 год)	189 долл./тыс. куб. м (базовая цена на границе с Россией)
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Армения «Об энергетике» от 07.03.2001 – Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.11.2013 №2229-р «О подписании Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосгазпром» – Закон Республики Армения «Об органе по регулированию общественных услуг» от 25.12.2003 – Закон Республики Армения «О лицензировании» от 30.05.2001 – Методика расчета регулируемых тарифов в области газоснабжения (утверждена Комиссией по регулированию общественных услуг Республики Армения) – Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения № 139Ն 31.05.2016 «Об утверждении тарифов на природный газ, поставляемый ЗАО «Газпром Армения» потребителям» и об утрате силы постановления Комиссии по регулированию общественных услуг №190 от 7 июня 2013 года» – Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения №9Ա 27.01.2016 «Об одобрении инвестиционной программы ЗАО «Газпром Армения» на 2016–2018 гг.»
Уполномоченные органы исполнительной власти, участвующие в процессе регулирования	– Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения – Министерство энергетики и природных ресурсов Республики Армения
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Отсутствуют

Продолжение таблицы 72

Критерий	Характеристика
Цены на газ на экспорт	
Принцип ценообразования на газ	Газ не экспортируется
Структура цены на газ	
Уровень цен на газ	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	
Принцип тарифного регулирования	Регулируемые тарифы по методу «затраты плюс»
Уровень тарифа	
Основные нормативные правовые акты	– Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения № 31a 10.03.06 «Об установлении тарифов для оператора системы газоснабжения и распределения природного газа»
Уполномоченные органы исполнительной власти	– Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения – Министерство энергетики и природных ресурсов Республики Армения
Планы по изменениям системы регулирования	Отсутствуют
Услуги ПХГ	
Принцип ценообразования	Отдельно не регулируется
Структура цены	
Уровень цен	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы ценообразования	

Продолжение таблицы 72

Критерий	Характеристика
Розничный рынок	
Принцип ценообразования на газ	Регулируемые тарифы.
Уровень цен на газ	
Основные нормативные правовые акты	– Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения № 190 07.06.2013 «Об утверждении тарифов на природный газ, продаваемый ЗАО «АрмРосгазпром» потребителям» – Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения № 516 12.12.2012 «Об утверждении тарифа за техническое обслуживание в многоквартирных зданиях и внутридомовой системе газопотребления, осуществляемое со стороны ЗАО „АрмРосгазпром“ – Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения № 15а 07.02.06 «О согласии определить величину предоплаты за газоснабжение для жителя-потребителя, предложенную ЗАО „АрмРосгазпром“ – Постановления комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения № 95-N от 08.07.05 «Об утверждении правил снабжения и использования природного газа»
Уполномоченные органы исполнительной власти	– Комиссия по регулированию общественных услуг Республики Армения
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Отсутствуют

Источник – Аналитический центр на основе [51]- [54]

Важная составляющая тарифа на газ – цена импортного газа, поставляемого из Российской Федерации. Поставки газа из России в Армению регламентируются межправительственными соглашениями, а осуществляются на основе договорных отношений между ПАО «Газпром» и ЗАО «Газпром Армения» (до 2014 года – ЗАО «АрмРосгазпром»).

Базовые принципы взаимоотношений стран заложены в Договоре о дружбе, сотрудничестве и взаимной помощи между Российской Федерацией и Республикой Армения от 29 августа 1997 года, в Соглашении между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о поощрении и взаимной защите капиталовложений от 15 сентября 2011 года, в Декларации о союзническом взаимодействии между Российской Федерацией и Республикой Армения, ориентированном в XXI век, от 26 сентября 2000 г.

Основные принципы формирования цен на газ указаны в Соглашении между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения. В соответствии с

Соглашением базовая цена определена в 2013 году, после цена текущего года определяется путем индексации базовой цены (Более подробно – Таблица 73).

Таблица 73 – Влияние межправительственных соглашений на ценообразование на газ в Республике Армения

Соглашение	Положения о ценообразовании
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в сфере поставок природного газа, нефтепродуктов и необработанных природных алмазов в Республику Армения от 2 декабря 2013 г.	1) Утверждение индикативных балансов внутреннего потребления газа в Армении (на год вперед). В этих объемах Россия не взимает вывозные таможенные пошлины на газ (действует до 31.12.2015). Сверх установленного объема – взимание пошлин в соответствии с законодательством Таможенного союза 2) Реэкспорт беспошлинных поставок запрещен (иначе – компенсация в российский бюджет) 3) Платежи – в долларах США
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения от 2 декабря 2013 г.	1) Соглашение действует 5 лет с даты подписания или до прекращения действия Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условии купли-продажи акций и дальнейшей деятельности ЗАО «АрмРосгазпром» от 2.12.2013 2) Цена на газ для Республики Армения – цена на газ, поставляемый для удовлетворения внутренних потребностей Республики Армения, сформированная на границе Грузии с Республикой Армения в соответствии с положениями настоящего Соглашения 3) Базовая цена на газ – цена на газ для Республики Армения, равная 189 долларам США за 1 тыс. куб. м. 4) Цена на газ в Оренбургской области (регулируемая цена для прочих потребителей) 5) До 31.12.2013 – формула (P=Po/(1-T)), после 2013 года и до 31.12.2018 будет производиться индексация установленной в 2013 году цены.

Продолжение таблицы 73

Соглашение	Положения о ценообразовании
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосгазпром» от 2 декабря 2013 г.	1) ЗАО «АрмРосгазпром» на 100% перешел в собственность ОАО «Газпром» с 2014 года. 2) Исключительное право ЗАО «АрмРосгазпром» на импорт газа, поставляемого с территории Российской Федерации, предназначенного для потребителей Республики Армения 3) Наличие стабилизационной оговорки (до 31.12.2043) – защищает ОАО «Газпром» от изменений в законодательстве Республика Армения 4) Ценообразование – см. соглашение выше
Порядок установления уполномоченным органом Республики Армения цены на природный газ и электроэнергию, реализуемые закрытым акционерным обществом «АрмРосгазпром» потребителям Республики Армения (приложение к Соглашению от 02.12.2013)	1) Принципы формирования регулируемых тарифов на природный газ сформированы в Законе об энергетике Республика Армения, в методике расчета регулируемых тарифов в области газоснабжения. 2) Структура цены на газ: Цена приобретения ЗАО «АрмРосгазпром»: – природного газа на границе Грузии и Республики Армения, сформированная в рамках контракта между ОАО «Газпром» и ЗАО «АрмРосгазпром» – затраты ЗАО «АрмРосгазпром» (операционные, амортизационные отчисления, налог на прибыль, возврат инвестиций, экономически обоснованная прибыль) – необходимая выручка определяется одновременно на реализацию природного газа и электроэнергии ЗАО «АрмРосгазпром» (затраты на генерацию, транспортировку, эксплуатацию и хранение, распределение, диспетчеризацию (оператор системы газоснабжения)) – внутренняя норма доходности = 9% годовых в реальном выражении за 20 летний горизонт расчета – расчеты – в армянских драмах – источник данных для расчетов – бюджет (финансовый план) ЗАО «АрмРосгазпром»

Источник – Аналитический центр по данным двусторонних соглашений между Российской Федерацией и Республикой Армения

5.1.2 Республика Беларусь

Базовые нормативные акты, определяющие принципы тарифного регулирования в газовой сфере в Республике Беларусь:

– Закон Республики Беларусь от 16 декабря 2002 года «О естественных монополиях» (далее – Закон Республики Беларусь о ЕМ)

– Указ Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 г. №72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике» (далее – Указ Президента Республики Беларусь № 72).

– Положение о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию, утвержденное Постановлением Совета Министров Республики Беларусь №222 от 17 марта 2014 г.

Указ Президента Республики Беларусь № 72 определяет перечень товаров, работ и услуг, цены и тарифы на которые регулируются Советом Министров Республики Беларусь или государственными уполномоченными органами.

В газовой отрасли Совет Министров Республики Беларусь устанавливает тарифы на коммунальные услуги, оказываемые населению, включая услуги по газоснабжению населения. Министерство экономики Республики Беларусь устанавливает тарифы на:

- газ природный и сжиженный (за исключением газа, тарифы на который регулируются Советом Министров Республики Беларусь – см. выше);
- транспортировку газа по магистральным и распределительным трубопроводам.

Закон Республики Беларусь о ЕМ определяет естественно-монопольные сферы естественных монополий, к которым в газовой отрасли относится транспортировка газа по магистральным и распределительным трубопроводам.

В соответствии со статьей 8 Закона Республики Беларусь о ЕМ, государственное регулирование деятельности субъектов естественных монополий осуществляется в том числе регулированием цен (тарифов) на услуги, относящиеся к сфере естественных монополий.

Регулирование тарифов на услуги естественных монополий осуществляется путем установления для субъектов естественных монополий фиксированных или предельных цен (тарифов), а также путем определения порядка установления и применения цен (тарифов).

Используемый метод тарифного регулирования учитывает:

- экономически обоснованные затраты, связанные с осуществлением регулируемой деятельности;
- получение экономически обоснованной прибыли.

При этом предполагается, что применяемый метод тарифного построен с учетом возможности стимулирования субъектов ЕМ к снижению расходов, а также сохранением качества оказываемых услуг.

Также статья 8 отмечает, что при формировании тарифов могут учитываться:

- стоимость основных средств, предназначенных для оказания услуг, потребность в инвестициях, необходимых для их воспроизводства;
- особенности функционирования естественных монополий, в том числе закрепленные в технических регламентах;
- меры государственной поддержки и другие преференции;
- конъюнктура рынка, в том числе уровень цен (тарифов) на нерегулируемых сегментах рынка;
- планы развития территорий;
- государственная бюджетно-финансовая, налоговая, экологическая и социальная политика;
- мероприятия по энергоэффективности и экологические аспекты;
- удаленность различных групп потребителей от места оказания услуг.

Детализированный подход к определению тарифов на природный и сжиженный газ приведен в «Положении о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию», утвержденном Постановлением Совета Министров Республики Беларусь №222 от 17 марта 2014 г. В соответствии с указанным Положением, регулируются цены:

- на природный газ, отпускаемый потребителям в Республике Беларусь газоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белтопгаз»;
- на сжиженный газ (за исключением СУГ для заправки автомобильного транспорта), отпускаемый потребителям в Республике Беларусь газоснабжающими организациями.

В Положении указаны основы формирования базовых цен на природный и сжиженный газ (перечислены исходные данные, приведены формулы расчета базовых цен на природный и сжиженный газ), а также порядок формирования необходимой прибыли газоснабжающих организаций, которая включается в состав цены на газ (Таблица 74).

Таблица 74 – Основные положения, касающиеся вопросов ценообразования на газ в Республике Беларусь (на основе анализа соответствующих нормативных правовых документов)

Критерий	Характеристика
Оптовые цены на газ на внутреннем рынке	
Принцип ценообразования на газ	Тарифное регулирование. Тарифы устанавливаются в целом для организации. Ограничение – базовые цены на природный и сжиженный газ, устанавливаемые ежегодно Министерством экономики Республики Беларусь, отдельно для юридических лиц, индивидуальных предпринимателей и населения.
Структура цены на газ	Стоимость газа, импортируемого из России (определяется по заданной формуле), а также издержки на транспортировку
Уровень цен на газ (2015 год)	154 долл./тыс. куб. м
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Беларусь от 16 декабря 2002 года «О естественных монополиях» – Указ Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 г. №72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике Беларусь». – Положение о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию», утвержденное Постановлением Совета Министров Республики Беларусь №222 от 17 марта 2014 г.; – Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь от 25.11.2011
Уполномоченные органы исполнительной власти, участвующие в процессе регулирования	– Министерство экономики Республики Беларусь – Министерство энергетики Республики Беларусь
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Законодательно не предусмотрено

Продолжение таблицы 74

Критерий	Характеристика
Цены на газ на экспорт	
Принцип ценообразования на газ	Газ не экспортируется
Структура цены на газ	
Уровень цен на газ	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	
Принцип тарифного регулирования	Определяется в рамках Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь
Основные нормативные правовые акты	– Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь от 25 ноября 2011 г.
Планы по изменениям системы регулирования	Нормативно не закреплены
Услуги ПХГ	
Принцип ценообразования	Отдельно не регулируется
Структура цены	
Уровень цен	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы ценообразования	

Источник – Аналитический центр на основе [55]-[59]

В структуре цены на газ значимую роль играет цена газа, импортируемого из России. Данная цена определяется в соответствии с положениями межправительственных соглашений.

Базовые принципы таких соглашений между странами заложены в следующих соглашениях:

- Соглашение о Таможенном союзе между Российской Федерацией и Республикой Беларусь от 6 января 1995 г.
- Соглашение между Российской Федерацией и Республикой Белоруссия о создании равных условий субъектам хозяйствования от 25 декабря 1998 г.
- Соглашение о Таможенном союзе и Едином экономическом пространстве от 26 февраля 1999 г.
- Договор о создании Союзного государства от 8 декабря 1999 г.
- Договор об учреждении Евразийского экономического сообщества от 10 октября 2000 г.
- Соглашение о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики от 9 декабря 2010 года.

Основное соглашение, обозначающее принципы ценообразования на газ и услуги по его транспортировке – Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь (от 25 ноября 2011 г.). Более подробная информация приведена в таблице ниже (Таблица 75).

Таблица 75 – Влияние межправительственных соглашений на ценообразование на газ в Республике Беларусь

Соглашение	Положения о ценообразовании
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о расширении сотрудничества в газовой отрасли от 12 апреля 2002 года	1) разработка совместного баланса природного газа для удовлетворения потребности в нем Республики Беларусь; 2) бесперебойный транзит через территорию Республики Беларусь в третьи страны; 3) согласованная политика по модернизация ГТС, ПХГ и другой газовой инфраструктуры Республики Беларусь 4) объемы и условия поставок газа – в контрактах между ОАО «Газпром» и предприятием «Белтрансгаз», после 2002 года предполагается создание СП

Продолжение таблицы 75

Соглашение	Положения о ценообразовании
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности ОАО «Белтрансгаз»	1) ОАО «Газпром» в 2011 году покупает акции ОАО «Белтрансгаз»
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь от 25 ноября 2011 г.	1) Цены на газ для Республики Беларусь – цены на газ, поставляемый для удовлетворения внутренних потребностей Республики Беларусь, сформированные на границе Российской Федерации с Республикой Беларусь 2) Базовые тарифы – тариф на услуги по транспортировке газа, перемещаемого через территорию Республики Беларусь за ее пределы по газопроводам ОАО «Белтрансгаз» 3) Цена на газ для потребителей ЯНАО 4) Цены определяются в контрактах между хозяйствующими субъектами сторон (в долларах США) 5) Тариф на транспортировку газа по территории Республики Беларусь для внутреннего потребления определяется в рамках Соглашения (статья 4) 6) Цена на газ в 2012 году – 165,6 долл. США за тыс. куб. м 7) С 2013 года – сумма цены для потребителей ЯНАО, стоимость транспортировки из ЯНАО до Республики Беларусь, расходы ОАО «Газпром» по реализации газа, стоимость хранения газа в ПХГ. 8) С 2014 года – ежегодная индексация цены 2013 года 9) Такой метод – до достижения рыночных (равнодоходных) цен или до 1 января 2015 года 10) После 1 января 2015 года вступает в силу Соглашение о правилах доступа (оно ограничивает цену данного Соглашения) 11) Тарифы на услуги по транспортировке газа по территории Республики Беларусь для внутреннего потребления устанавливаются в соответствии с законодательством Республики Беларусь 12) Тариф на транзит в 2013 году – индексация тарифа 2012 года (есть особенности расчета в соответствии с Соглашением)

Продолжение таблицы 75

Соглашение	Положения о ценообразовании
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Белоруссия о регулировании цен (тарифов) на продукцию (услуги) в области транспорта, связи, электроэнергетики и газовой промышленности	1) Цена (тариф) могут иметь фиксированную или предельную величину.
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о поставке российского природного газа в Республику Беларусь и создании системы транзитных газопроводов на территории Республики Беларусь от 5 января 1994 г. (действовало до 2015 года, больше не действует)	1) Страны будут оказывать поддержку на строительство ГТС 2) Цели по увеличению объемов транспортировки к 1995, 2000, 2010 гг. и далее. 3) Белорусская сторона не может подключать к ГТС потребителей (кроме ОАО «Белтрансгаз») без согласия ОАО «Газпром» 4) Газпром финансирует развитие ГТС в Республике Беларусь (собственность Газпрома), но возможно совместное финансирование 5) Принцип свободы транзита российского газа 6) Запрет реэкспорта российского газа, поставляемого в Республику Беларусь для нужд внутреннего рынка. 7) Основа поставок – контракты между «Газпром» и «Белтрансгаз»
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о транспорте природного газа через территорию Республики Беларусь и поставках его потребителям Беларуси от 20 июля 1992 г. (действует)	1) Цена газа определяется отдельным межправительственным соглашением

Источник – Аналитический центр по данным двусторонних соглашений между Российской Федерацией и Республикой Беларусь

5.1.3 Республика Казахстан

Основные нормативные акты, определяющие принципы тарифного регулирования в газовой сфере в Республике Казахстан – Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках» и Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении» (Таблица 76).

В соответствии с законом о естественных монополиях, к сфере естественных монополий относится деятельность по «хранению, транспортировке товарного газа по соединительным, магистральным газопроводам и (или) газораспределительным системам, эксплуатации групповых резервуарных установок, а также транспортировке сырого газа по соединительным газопроводам, за исключением хранения, транспортировки товарного газа в целях транзита через территорию Республики Казахстан и экспорта за пределы Республики Казахстан» (статья 4).

При этом в соответствии с данным законом, тарифы на данные услуги формируются на основе принципа стимулирующего тарифного регулирования. В статье 6 Закона отмечается, что субъект естественной монополии «может снижать тарифы на регулируемые услуги для всех потребителей в период действия тарифов», а также может «самостоятельно распоряжаться недоиспользованной частью затрат, заложенных в тарифной смете, возникшей в результате экономии затрат в связи с применением более эффективных методов и технологий».

Оптовые цены на газ в Республике Казахстан также являются регулируемыми (Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении»). Определяются:

- в рамках порядка определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства (в цену сырого газа включаются расходы на добычу, расходы на транспортировку сырого газа до места его реализации национальному оператору, уровень рентабельности в размере не более десяти процентов; в цену товарного газа включаются расходы на добычу сырого газа, расходы на производство товарного газа, расходы на транспортировку товарного газа до места его реализации национальному оператору, уровень рентабельности в размере не более 10%);
- с учетом предельной цены оптовой реализации товарного и сжиженного нефтяного газа на внутреннем рынке (устанавливаются ежегодно первого июля отдельно для каждой области, города республиканского значения, столицы с учетом экономических и социальных условий газоснабжения регионов Республики Казахстан).

Таблица 76 – Основные положения, касающиеся вопросов ценообразования на газ в Республике Казахстан (на основе анализа соответствующих нормативных правовых документов)

Критерий	Характеристика
Оптовые цены на газ на внутреннем рынке	
Принцип ценообразования на газ	Тарифное регулирование.
Уровень цен на газ	
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении» – Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках» – Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 13 ноября 2014 года № 121 «Об утверждении Правил определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства» – Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 14 мая 2016 года № 206 «Об утверждении предельных цен оптовой реализации товарного газа на внутреннем рынке»
Уполномоченные органы исполнительной власти	– Департамент развития газовой промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Нормативно не закреплены
Цены на газ на экспорт	
Принцип ценообразования на газ	Свободное ценообразование в рамках договорных отношений между поставщиком и покупателем
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении»
Уполномоченные органы исполнительной власти	-
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Нормативно не закреплены

Продолжение таблицы 76

Критерий	Характеристика
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	
Принцип тарифного регулирования	Тарифное регулирование. Метод снижающегося ценового потолка (PRI-X). Предельный тариф формируется на основе тарифной сметы на услугу по транспортировке товарного газа по магистральным газопроводам Республики Казахстан. Регулируемая организация может назначать тарифы ниже предельного, а также самостоятельно распоряжаться недоиспользованной частью затрат, заложенных в тарифной смете, возникших в результате экономии.
Уровень тарифа	В 2015 году тариф (без НДС) составил 1380 тенге за тыс. куб. м по данным АО «Интергаз Центральная Азия»*
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках» – Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении» – Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным трубопроводам, утвержденная приказом Председателя Агентства по регулированию естественных монополий от 20 января 2014 года №13-ОД
Уполномоченные органы исполнительной власти	Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан
Планы по изменениям системы регулирования	Нормативно не закреплены
Услуги ПХГ	
Принцип ценообразования	Тарифное регулирование. Метод снижающегося ценового потолка (PRI-X). Формируется в рамках тарифной сметы на услугу по хранению природного газа
Структура цены	Производственные затраты (86% от сметных затрат в 2015 году) и затраты на компенсацию нормативных потерь (14%) – по данным АО «Интергаз Центральная Азия»
Уровень цен	В 2015 году тариф (без НДС) был одинаков для всех ПХГ Республики Казахстан и составил 199,94 тенге/тыс. куб. м в месяц

* осуществляет эксплуатацию и техническое обслуживание газотранспортной системы Казахстана (на основе доверительного управления). Компания входит в состав «КазТрансГаз», занимается магистральной транспортировкой природного газа

Продолжение таблицы 76

Критерий	Характеристика
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках» – Методика расчета тарифов на услуги по хранению газа, утвержденная приказом Председателя Агентства по регулированию естественных монополий от 20 января 2014 года №13-ОД
Уполномоченные органы исполнительной власти	Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан
Планы по изменениям системы ценообразования	Нормативно не закреплены
Розничный рынок	
Принцип ценообразования на газ	Тарифное регулирование.
Основные нормативные правовые акты	– Закон Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках» – Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года «О газе и газоснабжении» – Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 3 ноября 2014 года № 96 «Об утверждении Правил розничной реализации и пользования товарным и сжиженным нефтяным газом»
Уполномоченные органы исполнительной власти	Комитет по регулированию естественных монополий и защите конкуренции Министерства национальной экономики Республики Казахстан
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Нормативно не закреплены

Источник – Аналитический центр на основе [60]-[69]

5.1.4 Республика Кыргызстан

Цены на газ в Кыргызской Республике регулируются государством, правовая основа включает следующие основные нормативные правовые акты:

- Закон Кыргызской Республики от 30 октября 1996 года N 56 «Об энергетике»;
- Закон Кыргызской Республики от 08.08.2011 №149 «О естественных и разрешенных монополиях в Кыргызской Республике» (далее – Закон Кыргызской Республики о ЕМ);
- «Положение о порядке определения цен (тарифов) на товары (работы, услуги) субъектов естественных и разрешенных монополий», утвержденное постановлением Правительства Кыргызской Республики от 18 февраля 2013 года №83.

Закон Кыргызской Республики «Об энергетике» задает основной принцип цено-и тарифообразования в ТЭК, отмечая, что должны быть установлены «экономически обоснованные и социально приемлемые механизмы». Закон Кыргызской Республики о ЕМ отмечает, что уполномоченный орган формирует и ведет государственный реестр субъектов естественных и разрешенных монополий. Для таких организаций устанавливаются цены (тарифы), предельный уровень цен (тарифов), а также предельный уровень рентабельности. Цены (тарифы) утверждаются на основании тарифной сметы.

Уполномоченным органом, устанавливающим тарифы на газ, является Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики. Регулируемую деятельность в газовой сфере могут осуществлять только те юридические лица, которые получили соответствующую лицензию от данного агентства.

Регулируемая организация (ОсОО «Газпром Кыргызстан») в соответствии с Положением о порядке определения цен (тарифов) на товары (работы, услуги) субъектов естественных и разрешенных монополий подает данные для формирования тарифа на следующий регулируемый период, на основе данных Государственный департамент по регулированию ТЭК формирует значения тарифов, которые публикуются в соответствующем приказе.

Приказ Государственного департамента по регулированию ТЭК при Министерстве энергетики и промышленности Кыргызской Республики от 15 июня 2016 года №69 «О тарифах на природный газ для промышленных предприятий, коммерческих структур и бюджетных организаций» задает значения цен с 1 апреля 2016 г. (Таблица 77). Также в соответствии с указанным Приказом, ОсОО «Газпром Кыргызстан» обязано проводить ежемесячный перерасчет цен на природный газ (покупная стоимость, нормативные потери меняются с учетом официального курса национальной валюты по отношению к доллару США). По данным ПАО «Газпром», действующий тариф, установленный для ОсОО «Газпром Кыргызстан», является убыточным, разница покрывается напрямую со стороны ПАО «Газпром».

Таблица 77 – Основные положения, касающиеся вопросов ценообразования на газ в Республике Кыргызстан (на основе анализа соответствующих нормативных правовых документов)

Критерий	Характеристика
Цены на природный газ на внутреннем рынке	
Принцип ценообразования на газ	Регулирование тарифов. Тарифы не делятся на оптовые и розничные, утверждаются на основании калькуляции затрат для ОсОО «Газпром Кыргызстан» (учитывается цена покупки природного газа, потери природного газа, эксплуатационные затраты и рентабельность в 10% от себестоимости). Тарифы утверждаются для населения, промышленных предприятий, коммерческих структур и бюджетных организаций.
Уровень цен на газ (2015 год)	С 1 апреля 2016 года установлен тариф в 15 839,70 сомов за тыс. куб. м (без учета налогов), где 1 долл. США – 69,99 сом для промышленных предприятий, коммерческих структур и бюджетных организаций. На август 2016 года: расчетные тарифы на природный газ по данным ОсОО «Газпром Кыргызстан» составили: – для населения – 14270 сомов за тыс. куб. м; – для промышленных предприятий, коммерческих структур и бюджетных организаций с учетом НДС и НсП – 175100 сомов за тыс. куб. м.
Основные нормативные правовые акты	– Закон Кыргызской Республики от 08.08.2011 №149 «О естественных и разрешенных монополиях в Кыргызской Республике» – Закон Кыргызской Республики «Об энергетике» – «Положение о порядке определения цен (тарифов) на товары (работы, услуги) субъектов естественных и разрешенных монополий», утвержденное постановлением Правительства Кыргызской Республики от 18 февраля 2013 года №83 – «Положение о Государственном агентстве по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики», утвержденное постановлением Правительства Кыргызской Республики от 14 ноября 2014 года №650 – Приказ Государственного департамента по регулированию ТЭК при Министерстве энергетики и промышленности Кыргызской Республики от 15 июня 2016 года №69 «О тарифах на природный газ для промышленных предприятий, коммерческих структур и бюджетных организаций».
Уполномоченные органы исполнительной власти, участвующие в процессе регулирования	– Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики (образовано на базе Государственного департамента по регулированию ТЭК при Министерстве энергетики и промышленности Кыргызской Республики)

Продолжение таблицы 77

Критерий	Характеристика
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Нормативно не закреплены
Цены на газ на экспорт	
Принцип ценообразования на газ	Газ не экспортируется
Уровень цен на газ	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	
Принцип тарифного регулирования	Тарифы отдельно не устанавливаются (в рамках калькуляции затрат на газ)
Структура тарифа	
Уровень тарифа	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы регулирования	
Услуги ПХГ	
Принцип ценообразования	Тарифы не регулируются (ПХГ – часть системы газоснабжения, издержки на содержание и развитие подземных хранилищ газа включаются в калькуляцию затрат на газ).
Уровень цен	
Основные нормативные правовые акты	
Уполномоченные органы исполнительной власти	
Планы по изменениям системы ценообразования	

Источник – Аналитический центр на основе [70] – [84]

Важную роль при ценообразовании на газ в Республике Кыргызстан оказывают межправительственные соглашения, подписанные между Россией и Кыргызстаном. Базовое соглашение – Соглашение между Советом Министров – Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Кыргызстан о сотрудничестве в развитии нефтяной и газовой промышленности от 2 марта 1993 г.

Основное соглашение, влияющее на ценообразование – Соглашение о политике ценообразования во взаимоотношениях между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Кыргызстан. В соответствии с данным соглашением уполномоченный орган Кыргызстана имеет право устанавливать тариф на газ на уровне совокупных затрат компании, которые включают затраты на его приобретение, транспортировку, хранение и прочих затрат, связанных с ее деятельностью, а также с учетом нормы прибыли (Таблица 78).

Таблица 78 – Влияние межправительственных соглашений на ценообразование на газ в Республике Кыргызстан

Соглашение	Положения о ценообразовании
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Кыргызской Республики о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики от 26 июля 2013 г.	1) Уполномоченные организации – ОАО «Газпром» и ОАО «Кыргызгаз» (принадлежит Газпрому на 100%) 2) Виды деятельности Кыргызгаз – поставка газа, транспортировка газа, подземное хранение газа, распределение и реализация газа, диспетчерское (оперативно-техническое) управление распределением и поставкой газа потребителям, развитие ГТС Кыргызстана 3) Кыргызгаз обладает исключительным правом на импорт природного газа, предназначенного для потребителей Кыргызстана 4) Цены на газ устанавливаются уполномоченным органом Кыргызстана на уровне текущих затрат компании с учетом нормы прибыли, обеспечивающей внутреннюю норму доходности на инвестиции. Предусмотрен ежегодный пересмотр цен. 5) Уполномоченные органы Кыргызстана не вмешиваются в установление тарифов на транзит, на хранение природного газа в ПХГ на территории Кыргызстана 6) Россия развивает ГТС Кыргызстана 7) Стабилизационная оговорка – на 25 лет

Источник – Аналитический центр по данным двусторонних соглашений между Российской Федерацией и Республикой Кыргызстан

5.1.5 Российская Федерация

Основные нормативные акты, определяющие принципы ценообразования и тарифного регулирования в газовой сфере в Российской Федерации:

- в части оптовых цен на газ – Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2010 г. № 1205 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» и Приказ ФСТ России от 14.07.2011 №165-э/2 «Об утверждении положения об определении формулы цены газа»
- в части тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам – Федеральный закон Российской Федерации №147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях», Федеральный закон Российской Федерации N 69-ФЗ от 31.03.1999 «О газоснабжении в Российской Федерации», методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденной приказом ФСТ России от 23 августа 2005 г. № 388-э/1.

Оптовые цены на газ в рамках Единой системы газоснабжения России устанавливаются ФАС России (ранее – ФСТ России) для ПАО «Газпром» по 60 ценовым поясам, которые, как правило, территориально соответствуют субъектам Российской Федерации. Уровень индексации оптовых цен на газ для всех категорий потребителей в 2016 году в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов, составит 2%, а в 2017–2018 годах – 3% ежегодно (Таблица 79).

В настоящее время осуществляется регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа для НПГ по магистральным газопроводам ПАО «Газпром». Тарифы для организаций Группы «Газпром» назначаются внутри компании и не регулируются.

Тарифы на услуги по транспортировке газа по системе магистральных газопроводов, оказываемые ПАО «Газпром» для независимых организаций, утверждаются ФАТ России в соответствии с Методикой расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденной приказом ФСТ России от 23 августа 2005 г. № 388-э/1 (далее – Методика). В соответствии с Методикой тарифы определяются исходя из необходимости возмещения организациям, осуществляющим транспортировку газа, экономически обоснованных затрат (с учетом налогов), связанных с этим видом деятельности, и установления обоснованной нормы прибыли на капитал.

Методика предполагает дифференциацию тарифов (ставок тарифов) в зависимости от направления поставки газа на внутренний рынок и в страны – участники Таможенного союза, а также за его пределы. Предусматривается установление двухставочного тарифа, включающего:

- *ставка за перекачку* (аналог линейного тарифа на транспортировку 1000 куб. м газа на 100 км, ранее (до 2006 года) утверждавшегося ФСТ России);
- *ставка за пользование* (является в определенной мере аналогом применения системы тарификации «вход-выход», использующейся в зарубежной практике, когда тариф устанавливается на транспортировку 1000 куб. м газа между определенными точками (зонами)

входа и выхода из газотранспортной системы вне зависимости от фактического маршрута транспортировки). Основой для расчета ставок за пользование является матрица средневзвешенных расстояний транспортировки газа между зонами входа и выхода. Объемы транспортировки газа из конкретных зон входа в конкретные зоны выхода определяются исходя из условия минимизации общего объема грузооборота в целом по газотранспортной системе.

Цены на природный газ для конечных потребителей формируются на основе оптовой цены на газ, устанавливаемой на границе раздела газопроводов высокого и низкого давления и региональной составляющей.

Таблица 79 – Основные положения, касающиеся вопросов ценообразования на газ в Российской Федерации (на основе анализа соответствующих нормативных правовых документов)

Критерий	Характеристика
Оптовые цены на газ на внутреннем рынке	
Принцип ценообразования на газ	Тарифное регулирование. Цена на газ определяется по заданной формуле, которая включает в себя ряд составляющих и корректировок, а также учитывает уровень индексации оптовых цен на газ для всех категорий потребителей, который формируется в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.
Уровень цен на газ (2015 год)	3191 руб./тыс. куб. м для населения 4053 руб./тыс. куб. м для прочих потребителей, кроме населения
Основные нормативные правовые акты	– Федеральный закон №147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях» – Федеральный закон N 69-ФЗ от 31.03.1999 «О газоснабжении в Российской Федерации» – Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2010 г. № 1205 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» – Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2000 №1021 – Распоряжение Председателя Правительства Российской Федерации от 11.11.2013 №6732-п9 – Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2007 N 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» – Приказ ФСТ России от 14.07.2011 №165-э/2 «Об утверждении положения об определении формулы цены газа» – Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации
Уполномоченные органы исполнительной власти, участвующие в процессе регулирования	ФАС России
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Есть, определены Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2010 г. № 1205 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ»

Продолжение таблицы 79

Критерий	Характеристика
Цены на газ на экспорт	
Принцип ценообразования на газ	Рыночное ценообразование (преимущественно в рамках долгосрочных контрактов)
Уровень цен на газ	– Средняя цена реализации газа (за вычетом НДС, включая акциз и таможенные пошлины): – в страны Дальнего зарубежья в 2015 году – 245,6 долл./тыс. куб. м (2014 год – 349,4 долл./тыс. куб. м) – в страны бывшего Советского Союза в 2015 году – 194,2 долл./тыс. куб. м (262,1 долл./тыс. куб. м)
Основные нормативные правовые акты	– Федеральный закон Российской Федерации от 18.07.2006 N 117-ФЗ «Об экспорте газа» – Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденной приказом ФСТ России от 23 августа 2005 г. № 388-э/1
Уполномоченные органы исполнительной власти	-
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Нормативно не закреплены
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	
Принцип тарифного регулирования	Тарифное регулирование по методу экономически обоснованных расходов (краткосрочный метод, тарифы ежегодно пересматриваются). Применяются одноставочные и двухставочные тарифы (ставка за использование и ставка за перемещение)
Уровень тарифа (2015 год)	Для внутреннего рынка и стран участников Таможенного союза – 65,2 руб./1000 куб. м на 100 км; За пределы стран-участников Таможенного союза – 82,44 руб./1000 куб. м на 100 км
Основные нормативные правовые акты	– Федеральный закон №147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях» – Федеральный закон N 69-ФЗ от 31.03.1999 «О газоснабжении в Российской Федерации» – Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, утвержденной приказом ФСТ России от 23 августа 2005 г. № 388-э/1
Уполномоченные органы исполнительной власти	ФАС России (ранее – ФСТ России)
Планы по изменениям системы регулирования	Есть, связаны с необходимостью выравнивания тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам между ПАО «Газпром» и другими поставщиками газа (независимые поставщики газа)

Продолжение таблицы 79

Критерий	Характеристика
Услуги ПХГ	
Принцип ценообразования	Тарифы не регулируются (ПХГ – часть системы газоснабжения, издержки на содержание и развитие подземных хранилищ газа включаются в состав затрат на функционирование ГТС). Есть услуга для независимых поставщиков газа, для которых цену за хранение самостоятельно назначает собственник ГТС (ПАО «Газпром»)
Основные нормативные правовые акты	– Федеральный закон N 69-ФЗ от 31.03.1999 «О газоснабжении в Российской Федерации»
Уполномоченные органы исполнительной власти	-
Планы по изменениям системы ценообразования	Нормативно не закреплены
Розничный рынок	
Принцип ценообразования на газ	Тарифное регулирование. Цены на природный газ для конечных потребителей формируются на основе оптовой цены на газ, устанавливаемой на границе раздела газопроводов высокого и низкого давления, а также тарифа на услуги по транспортировке газа по распределительным сетям (ГРО) и платы за снабженческо-сбытовые услуги (ПССУ)
Структура цены на газ	В среднем 85% по прочим потребителям – приходится на оптовые цены на газ (включая транспортировку по магистральным газопроводам до региона потребления). На тариф ГРО приходится около 10-11%, на плату за снабженческо-бытовые услуги – около 2%, на специальную надбавку для финансирования программ газификации – около 2%.
Уровень цен на газ	Цены разделены для 8 групп потребителей (в 2015 году в среднем по группам – от 4,2 до 5,1 тыс. руб./тыс. куб. м).
Основные нормативные правовые акты	№147-ФЗ от 17.08.1995 «О естественных монополиях» Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2000 №-1021 «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации» Приказ ФСТ России от 15 декабря 2009 г. № 411-э/7 «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям» Методика определения платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа
Уполномоченные органы исполнительной власти	ФАС России (ранее – ФСТ России)
Планы по изменениям системы ценообразования на газ	Нормативно не закреплены

Источник – Аналитический центр

5.2 Выработка подходов к определению критериев признания выполненным мероприятия по поддержанию рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств – членов ЕАЭС

Проведенный анализ нормативных правовых актов государств – членов Союза, регулирующих вопросы ценообразования на газ, показал, что все государства-члены регулируют цены на газ на оптовых внутренних рынках, а также ввиду разных причин обладают различающимися уровнями цен на газ.

В рамках формирования общего рынка газа Союза предполагается существование рыночного ценообразования на газ (не подлежат регулированию уполномоченными органами государств-членов) за счет применения нескольких видов договоров и инструментов:

– цены действующих долгосрочных договоров между поставщиками и покупателями с учетом действующих межправительственных соглашений определяются в соответствии с условиями соответствующих договоров;

– цены новых долгосрочных договоров между поставщиками и потребителями определяются по договоренности сторон;

– цены биржевых сделок и краткосрочных договоров формируются с учетом биржевых ценовых индикаторов.

Рыночные цены на газ – цены, определяемые поставщиками и потребителями газа на основе свободных договорных отношений в рамках двусторонних контрактов или на основе биржевых торгов. При этом предполагается, что рыночные цены обеспечивают коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств – членов ЕАЭС, в другом случае количество заключенных долгосрочных и краткосрочных договоров будет минимально, а также не будет обеспечен достаточный уровень ликвидности биржевых торгов. Таким образом, к критериям признания выполненным мероприятия по поддержанию рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств – членов ЕАЭС, можно отнести:

1) достижение определенного уровня ликвидности биржевых торгов газом на товарной бирже, на которой осуществляются торги газом в рамках общего рынка газа Союза;

2) наличие новых долгосрочных договоров на поставку газа, заключенных между участниками общего рынка газа Союза вне межправительственных соглашений;

3) соотношение объемов поставок газа, которые будут поставлены на основании действующих (до формирования общего рынка газа Союза) и новых долгосрочных договоров на поставку газа, заключенных между участниками общего рынка газа Союза в рамках и вне рамок межправительственных соглашений;

4) формирование репрезентативных биржевых и внебиржевых ценовых индикаторов общего рынка газа Союза.

ЧАСТЬ 6. АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС

6.1 Подробный план («дорожная карта») организационных мероприятий уполномоченных органов государств – членов ЕАЭС, Евразийской экономической комиссии и инфраструктурных организаций общего рынка газа ЕАЭС, необходимых для формирования и надежного функционирования общего рынка газа ЕАЭС

В целях формирования общего рынка газа Союза требуется провести набор взаимосвязанных организационных мероприятий, которые могут быть представлены в виде «дорожной карты». В данном подразделе эти мероприятия систематизированы и обоснованы в разрезе ряда основных направлений работы.

Для осуществления ряда мероприятий Программы необходимо устойчивое взаимодействие государств-членов и их уполномоченных органов, то есть органов власти, ответственных за выполнение Программы, между собой и с ЕЭК.

В связи с этим на начальном этапе реализации Программы государствам-членам необходимо определить уполномоченные органы, ответственные за выполнение программы (далее – уполномоченные органы государств-членов), в соответствии с их компетенцией. Аналогично необходимо определить ответственных со стороны ЕЭК (члена Коллегии (Министра) и департамент).

На этапе разработки Программы консультации сторон осуществляются в рамках Рабочей группы по разработке Программы формирования общего рынка газа Союза, а также в рамках Консультативного комитета по нефти и газу при Коллегии ЕЭК.

На этапе реализации Программы взаимодействие сторон должны быть продолжено и расширено в связи с более обширным масштабом задач, стоящих в ходе реализации Программы. Для этого необходимо сохранить и развить механизмы рабочего взаимодействия государств-членов и ЕЭК.

После принятия Программы формальная миссия Рабочей группы по разработке Программы формирования общего рынка газа Союза заканчивается, и она должна прекратить функционирование. Для сохранения непрерывного взаимодействия и первых шагов по скоординированному управлению реализацией Программы предполагается фактическое сохранение указанной рабочей группы в формате Рабочей группы по газу при ЕЭК. В состав Рабочей группы по газу при ЕЭК входят представители всех уполномоченных органов государств-

членов, а также (по согласованию участников Рабочей группы) представители других государственных органов государств-членов и иных организаций.

Рабочая группа по газу при ЕЭК разрабатывает согласованные предложения по плану мероприятий по реализации Программы и предложения по мерам регулирования общего рынка газа Союза. Порядок деятельности Рабочей группы определяется ЕЭК сразу после начала реализации Программы (начало 2018 года) по согласованию с уполномоченными органами государств-членов.

В целях принятия решений, требующих более высокого уровня ответственности, предполагается и продолжение функционирования Консультативного комитета по нефти и газу при Коллегии ЕЭК в прежнем формате. В состав Консультативного комитета по нефти и газу при ЕЭК входят руководители или заместители руководителей всех уполномоченных органов государств-членов.

Консультативный комитет по нефти и газу утверждает план мероприятий по реализации Программы и меры регулирования общего рынка газа Союза, требующие внесения изменений в нормативно-правовую базу ЕАЭС. Порядок деятельности Консультативного комитета определяется также ЕЭК по согласованию с уполномоченными органами государств-членов на начальном этапе реализации Программы (начало 2018 года).

Для целей принятия массива нормативно-правовых документов, необходимых для формирования общего рынка газа Союза, требуется наделение соответствующими полномочиями органов ЕАЭС. Поскольку на данный момент достаточные полномочия у органов ЕАЭС отсутствуют, принятие каждого нормативно-правового документа, обязательного для реализации на территории государств-членов ЕАЭС, требует разработки и подписания международного договора с его последующей ратификацией государствами-членами. Необходимость постоянных повторений этой длительной процедуры ставит под сомнение своевременность реализации Программы.

Решением указанной проблемы является принятие международного договора о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза. Этот договор, который должен быть разработан и принят на раннем этапе реализации Программы (до 1 июля 2018 г.), установит полномочия органов ЕАЭС: Высшего Евразийского экономического совета, Евразийского межправительственного совета, ЕЭК при реализации Программы. Также договор будет содержать перечень нормативно-правовых актов по формированию общего рынка газа Союза, подлежащих утверждению каждым из органов ЕАЭС. Помимо этого, договор будет устанавливать полномочия создаваемых совместных управляющих органов: Совета по рынку газа Союза и Совета по газовой инфраструктуре Союза.

ЕЭК разрабатывает проект международного договора о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза, проводит процедуру согласования этого проекта с государствами-членами и выносит его на подписание глав государств-членов в течение первых двух кварталов 2018 г.

Международный договор о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза должен предусматривать временный порядок применения государствами-членами до момента его ратификации в соответствии с законодательством государств-членов.

В связи с вероятным возникновением потребности в разработке существенно более обширного массива согласованных решений и связанных с ними актов, потребности в оперативной оценке мер государственной политики в газовой сфере, потребности в действенных механизмах стимулирования государств-членов к реализации мероприятий Программы, а также в целях апробации возможного механизма управления общим рынком газа с 2019 года предполагается развитие нового формата оперативного управления реализацией Программы, подразумевающего создание специализированного совместного управляющего органа – Совета по рынку газа Союза.

Важной особенностью этого органа является наличие официальных полномочий совместного органа в части контроля за выполнением Программы, возникающих за счет представительства всех уполномоченных органов государств-членов и добровольного принятия ими обязательств по выполнению решений и рекомендаций Совета по рынку газа Союза, выработанных в соответствии с порядком его деятельности. Невыполнение рекомендаций по рынку газа Союза может быть приравнено в Программе к невыполнению собственно Программы, то есть решения Высшего Евразийского экономического совета с соответствующими правовыми последствиями.

Предполагается, что Совет по рынку газа Союза может заменить Рабочую группу по газу, а также Консультативный комитет по нефти и газу при Коллегии ЕЭК в части газовой отрасли.

Полномочия Совета по рынку газа и принципы его формирования утверждаются положениями международного договора о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза.

В состав Совета по рынку газа Союза входят руководители или заместители руководителей, а также отдельные сотрудники всех уполномоченных органов государств-членов. По согласованию членов Совета по рынку газа Союза в его состав могут входить представители других организаций.

В период до 1 января 2019 г. ЕЭК по согласованию с уполномоченными органами государств-членов формирует состав Совета по рынку газа Союза и определяет порядок финансирования его деятельности.

Отдельное финансирование Совета по рынку газа Союза потребуется лишь в случае создания постоянно действующего секретариата, который может быть создан по решению участников Совета. Пока секретариат не создан, Совет может функционировать фактически в формате рабочей группы. Финансирование может осуществляться за счет средств государств-членов при необходимости.

Не позднее 1 января 2019 г. прекращается функционирование Рабочей группы по газу при ЕЭК. Функции Рабочей группы по газу при ЕЭК, а также функции Консультативного комитета по нефти и газу при ЕЭК в части общего рынка газа Союза передаются Совету по рынку газа Союза.

Совет по рынку газа Союза самостоятельно определяет порядок своей деятельности. Этот порядок должен быть закреплен в Положении о Совете по рынку газа Союза, которое разрабатывается в начале 2019 года. Положение проходит утверждение всеми уполномоченными органами государств-членов ЕАЭС и ЕЭК.

Совет по рынку газа Союза выполняет следующие функции:

- оценка регулирующего воздействия отдельных мер политики государств-членов и ЕАЭС в газовой отрасли;
- вынесение рекомендаций в адрес ЕЭК и уполномоченных органов государств-членов по вопросам реализации Программы;
- организация присоединения новых государств-членов к общему рынку газа;
- мониторинг индикаторов развития общего рынка газа;
- сбор предложений, выработка и утверждение согласованных предложений по Плану мероприятий Программы;
- сбор предложений, выработка и утверждение согласованных предложений по мерам регулирования общего рынка газа;
- иные функции, предусмотренные Программой или нормативно-правовыми актами ЕАЭС.

После завершения реализации Программы Совет по рынку газа Союза может продолжить деятельность в качестве постоянно действующего органа общего рынка газа Союза.

Решение о продолжении функционирования Совета по рынку газа Союза может быть принято Высшим Евразийским экономическим советом или Евразийским межправительственным советом в соответствии с положениями международного договора о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза. Оно должно быть учтено в Договоре о создании общего рынка газа Союза (Таблица 80).

Таблица 80 – Организационные мероприятия по обеспечению управления реализацией Программы

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Определение уполномоченного Члена Коллегии (Министра) ЕЭК и ответственного департамента ЕЭК	I кв. 2018 г.	Утверждение Члена Коллегии (Министра) ЕЭК и департамента ЕЭК, ответственных за реализацию Программы	ЕЭК
Подготовка и предоставление информации об уполномоченных органах государств-членов, о составе членов Консультативного комитета по нефти и газу и Рабочей группы по газу	I кв. 2018 г.	Состав уполномоченных органов государств-членов, Консультативного комитета по нефти и газу и Рабочей группы по газу	государства-члены
Формирование и утверждение порядка деятельности Консультативного комитета по нефти и газу и Рабочей группы по газу	I кв. 2018 г.	Утвержденный порядок деятельности Консультативного комитета по нефти и газу и Рабочей группы по газу	ЕЭК
Разработка и принятие международного договора о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза	I-II кв. 2018 г.	Международный договор о полномочиях органов Союза при формировании общего рынка газа Союза	ЕЭК, государства-члены
Определение состава Совета по рынку газа Союза	IV кв. 2018 г.	Состав Совета по рынку газа Союза	ЕЭК, государства-члены
Определение порядка деятельности Совета по рынку газа Союза	I кв. 2019 г.	Утвержденное Положение о Совете по рынку газа Союза	Совет по рынку газа Союза, государства-члены, ЕЭК
Принятие решения о продолжении функционирования Совета по рынку газа Союза в качестве постоянно действующего органа общего рынка газа Союза	До 2025 г.	Состав и функции постоянно действующего Совета по рынку газа Союза	государства-члены (Евразийский межправ. совет)

Источник – Аналитический центр

В целях оперативного управления реализацией Программы с 2018 по 2024 год ежегодно разрабатывается план мероприятий по реализации Программы (далее – План мероприятий) на ближайший год и последующие годы.

Совет по рынку газа Союза (в 2018 году – Рабочая группа по газу при ЕЭК) ежегодно предоставляют в ЕЭК согласованные предложения в План мероприятий до 1 июля соответствующего года.

На основе указанных предложений ЕЭК разрабатывает План мероприятий до 1 сентября соответствующего года.

План мероприятий проходит процедуру официального согласования всех уполномоченных органов государств-членов с 1 сентября по 1 ноября соответствующего года.

С 1 по 10 ноября соответствующего года ЕЭК вносит согласованный План мероприятий на рассмотрение и утверждение Совета по рынку газа Союза (в 2018 году – на утверждение Консультативного комитета по нефти и газу при ЕЭК). Совет по рынку газа Союза рассматривает План мероприятий не позднее 20 ноября соответствующего года.

В случае отклонения Плана мероприятий Совет по рынку газа Союза возвращает План мероприятий на доработку в ЕЭК с конкретными предложениями по корректировкам. ЕЭК вносит корректировки, предложенные Советом по рынку газа Союза, в План мероприятий и повторно вносит План мероприятий на повторное рассмотрение Совета по рынку газа Союза не позднее 30 ноября соответствующего года. Совет по рынку газа Союза повторно рассматривает План мероприятий и утверждает его не позднее 10 декабря соответствующего года.

После утверждения Советом по рынку газа Союза План мероприятий передается всем уполномоченным органам государств-членов для выполнения.

6.1.1 Устранение трансграничных барьеров в части государственного регулирования поставки и транспортировки газа между хозяйствующими субъектами государств – членов ЕАЭС, в т.ч. в отношении принципа резидентства

В данном подразделе рассматриваются факторы, препятствующие или ограничивающие поставки газа между хозяйствующими субъектами государств –членов Союза на основе информации о проблемных вопросах, препятствующих эффективному функционированию рынков электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов на территории Евразийского экономического союза (ЕАЭС), предоставленной экспертами ЕЭК, идентификации ряда проблем в рамках Концепции формирования общего рынка газа Союза и в ходе данной научно-исследовательской работы.

Экспертные документы ЕЭК предполагают аналитическое выделение трех видов факторов, препятствующих реализации «четырех свобод», то есть свободному движению товаров, услуг, рабочей силы и капитала, или ограничивающих эти свободы.

В числе этих факторов:

изъятия – «предусмотренные правом Союза исключения из общих правил функционирования внутреннего рынка Союза» [85];

ограничения – «меры, применяемые государствами-членами в одностороннем порядке в случаях, когда такой порядок допускается в соответствии с правом Союза, а также <меры>, предусмотренные законодательством государств-членов в случаях, когда регулирование соответствующих правоотношений осуществляется в соответствии с правом Союза на уровне законодательства государств-членов»[85];

барьеры – «фактические препятствия для свободного движения товаров, услуг, капитала, рабочей силы, а также для взаимного доступа субъектов предпринимательской деятельности на рынок государств-членов» [85].

Эти различия являются достаточно условными. Так, сами специалисты ЕЭК отмечают, что «в международной экономической теории четкое разделение данных понятий отсутствует, а применяемые на практике термины «ограничения» и «изъятия» часто используются как взаимозаменяемые» [85], а в другом изложении включают барьеры в состав изъятий и ограничений («По итогам данной работы был сформирован список изъятий и ограничений, в том числе барьеров, взаимного доступа субъектов предпринимательской деятельности на рынок государств-членов ТС и ЕЭП» [86]).

Операциональным различием между барьерами, с одной стороны, и иными препятствиями, с другой стороны, может быть то, что барьеры не являются «согласованными изъятиями и ограничениями из режима функционирования ЕЭП» [85]. Из этого вытекает, что барьеры во взаимных отношениях государств-членов ЕЭС и их хозяйствующих субъектов не допускаются, тогда как изъятия и ограничения возможны.

Тем не менее все три вида препятствий мешают создать общий рынок, даже если некоторые из них согласованы государствами-членами, и поэтому для целей формирования общего рынка газа Союза в равной мере требуют искоренения или корректировки.

В основе этих препятствий лежит ключевое изъятие, закрепленное в разделе XX Договора о ЕАЭС и Приложении №22 к Договору о ЕАЭС, предусматривающее особый, отложенный порядок формирования общего рынка газа Союза по сравнению с рынками большинства других товаров и услуг при фактическом сохранении действия национального законодательства и действующих международных соглашений (вне зависимости от наличия или отсутствия в одних и других источников принципов «четырех свобод») до его официального создания. Формально раздел XX предусматривает сохранение действия национального законодательства только для тех отношений, которые не урегулированы разделом XX Договора о ЕАЭС, однако в явном виде он не урегулирует никаких отношений, за исключением отношений, связанных с доступом к услугам по

транспортировке газа, хотя и в этом случае в конечном счете урегулирование этих отношений отнесено на последующие периоды времени.

Также раздел XX Договора о ЕАЭС предусматривает особый формат применения раздела XVIII Договора о ЕАЭС, то есть положений о конкуренции, с учетом особенностей, предусмотренных разделом XX Договора о ЕАЭС. Поскольку никаких конкретных указаний на особенности применения раздела XVIII Договора о ЕАЭС к сфере поставок газа (или другой энергетической сфере) в разделе XX договора о ЕАЭС далее не приводится, это создает предпосылки для возникновения правовой неопределенности и неприменения как принципов свободного обращения товаров и услуг, так и правил защиты конкуренции на территории ЕАЭС в сфере обращения газа.

В связи с этим вся сфера обращения газа может считаться одним изъятием из режима внутреннего рынка ЕАЭС, обусловливающим возникновение любых ограничений и барьеров в этой сфере.

Существование изъятия само по себе не гарантирует наличие ограничений и барьеров, однако открывает возможности для создания и сохранения проблем такого рода. Они детализированы далее.

Среди обнаруженных проблем необходимо выделить следующие группы факторов, препятствующих созданию общего рынка газа Союза и требующих устранения для его формирования, эффективного и устойчивого функционирования.

Ограничения доступа к газотранспортным системам (к услугам по транспортировке газа). В составе этой группы можно выделить следующие проблемы:

1) различия и непрозрачность в подходах регуляторов к определению технических возможностей, свободных мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов;
2) различия в правилах доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, и особенности этих правил доступа;

Проблемы (1) и (2) могут быть квалифицированы как *барьеры* в силу того, что они обусловлены не целенаправленными решениями государственных органов, а пробелами и несогласованностью законодательств.

Так, статья 53 Закона Республики Армения от 21 марта 2001 г. №ЗР-148 «Об энергетике» предусматривает, что доступ к сетям транспортировки и распределения природного газа определяется на основе правил рынка, однако в соответствии со ст. 4 того же закона правила рынка устанавливаются только для сферы электроэнергетики. Ст. 53 того же закона указывает, что лицензированные обладатели права на транспортировку газа обязаны транспортировать газ по своим сетям для других лицензированных обладателей такого права или для потребителей, «если

передача (транспортировка) и (или) распределение не ухудшают утвержденные показатели надежности и безопасности системы и соответствуют требованиям технических регламентов» [87]. При этом более подробные критерии оценки определения и распределения технических возможностей и свободных мощностей не приводятся, что обусловливает существование барьера (1), а отсутствие детализированных правил доступа порождает довольно серьезные возможности дискреции, то есть самостоятельного решения, владельцев газотранспортных сетей, что обусловливает барьер (2).

Статья 27 Закона Республики Беларусь от 9 января 2002 г. №87-З «О магистральном трубопроводном транспорте» гласит: «Услуги по транспортировке продукции магистральными трубопроводами предоставляются поставщикам продукции с учетом их пропускной способности и фактической загрузки исходя из принципа равнодоступности и недискриминационности. Услуги по транспортировке продукции предоставляются поставщикам продукции по маршрутам с учетом технических возможностей магистральных трубопроводов и направлений движения продукции» [88]. При этом понятия «пропускная способность» и «технические возможности» применительно к трубопроводам в законе не определены, равно как и понятие «фактическая загрузка». Не описаны и процедуры оценки этих показателей. Это создает условия для формирования барьера (1): собственник сетей имеет возможность дискриминировать другие компании. Указанный закон также предусматривает порядок распределения свободных мощностей: они распределяются пропорционально потребности заявителей, однако при этом «оператор магистрального трубопровода, построенного с целевым назначением, вправе отдавать приоритет по транспортировке той продукции, которая предназначалась для ее транспортировки при создании магистральных трубопроводов» [88]. Де-факто это означает, что «Газпром трансгаз Беларусь» как оператор газопровода «Ямал–Европа», ориентированного на экспорт, может отказать в транспортировке газа остальным организациям, кроме организаций, занимающихся экспортом природного газа или его транзитом в целях экспорта. В результате действия такого правила потребители газа и производители, кроме ПАО «Газпром», могут быть сильно ограничены в части использования транспортной инфраструктуры. Это пример реализации барьера (2).

Закон Республики Казахстан от 22 июня 2012 года № 20-V «О магистральном трубопроводе» в ст. 24 указывает, что оператор газотранспортной системы обязан предоставлять клиентам равный доступ к услугам по транспортировке газа, однако при отсутствии свободной пропускной мощности этот доступ регулируется законодательством о естественных монополиях. Действительно, более подробно порядок разрешения этой ситуации описан в Правилах предоставления равных условий доступа к регулируемым услугам (товарам, работам) в сфере естественных монополий (утв. постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 января 2012 года № 107), однако ни в этом акте, ни в законе «О

магистральном трубопроводе» не приводится определения или процедуры оценки свободных пропускных мощностей. Соответственно, возникает барьер (1), поскольку каждый участник рынка, желающий транспортировать газ по территории Республики Казахстан, рискует остаться без доступа к соответствующим услугам под предлогом отсутствия свободной пропускной мощности. Правила предоставления равных условий доступа к регулируемым услугам (товарам, работам) в сфере естественных монополий в п. 73 предусматривают также, что в случае недостатка свободной пропускной мощности отдельные категории потребителей транспортных услуг пользуются приоритетом:

- население;
- коммунально-бытовой сектор;
- предприятия с непрерывным циклом;
- электростанции и предприятия с использованием резервного вида топлива.

В данном случае приоритеты отличаются от используемого в Беларуси приоритета исходного целевого назначения газопровода. Из этого следует существование барьера (2): к примеру, газ можно будет поставить через территорию одного государства-члена, но не через территорию другого из-за разных принципов определения и распределения свободных мощностей, в частности из-за различных приоритетов доступа к транспортным услугам.

Закон Кыргызской Республики от 8 августа 2011 г. № 149 «О естественных монополиях в Кыргызской Республике» в ст. 8 указывает на обязательство субъекта естественной монополии обеспечить доступ потребителей к услугам, в том числе в сфере услуг по транспортировке газа, а в ст. 7 запрещает субъектам естественных монополий навязывать потребителям условия доступа. Ст. 8 предусматривает, что порядок и правила пользования услугами естественных монополий устанавливаются правительством Кыргызстана, однако в отношении услуг по транспортировке газа такие правила отсутствуют. В этих условиях актуальны барьеры (1) и (2), поскольку ни процедуры определения и распределения свободных мощностей, ни процедуры обеспечения доступа не являются прозрачными и могут быть использованы для предотвращения доступа отдельных участников к взаимодействию с потребителями Кыргызстана.

В России Федеральный закон от 31 марта 1999 г. N 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» предусматривает в ст. 27 обеспечение недискриминационного доступа всех организаций к свободным газотранспортным мощностям. Однако определение свободных мощностей в законе отсутствует. Оно дается в Постановлении Правительства Российской Федерации от 14 июля 1997 г. № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром» (далее – Постановление-858), однако и в этом акте не приводится процедура определения и однозначного распределения этих мощностей. Соответственно, опять-таки возникают предпосылки для реализации барьера (1).

Также указанное постановление предусматривает наличие приоритетов для ряда организаций при наличии дефицита свободных мощностей:

- поставщики для коммунальных и бытовых нужд, а также поставщики в целях транспортировки попутного нефтяного газа;
- продавцы и приобретатели на организованных торгах;
- поставщики газа по более долгосрочным контрактам.

Отличие этих приоритетов от приоритетов других стран и сама их конструкция (в частности, приоритет долгосрочных контрактов) обусловливают реализацию барьера (2) – те или иные участники рынка могут быть дискриминированы.

Указанные барьеры могут воспрепятствовать потребителям и поставщикам общего рынка газа ЕАЭС при ведении торговли газом из-за отсутствия у них информации о возможностях транспортировки газа, неприемлемых условий транспортировки газа, отказа в доступе к услугам по транспортировке газа или достоверной угрозы такого отказа, неопределенности в части надежности доступа к услугам по транспортировке газа при заключении контрактов, неконкурентоспособности отдельных участников общего рынка газа из-за дискриминационных условий транспортировки.

Мероприятия, необходимые для преодоления барьеров (1) и (2) из данной группы, подробнее рассмотрены в подразделе 6.1.4: они касаются обеспечения недискриминационного и прозрачного распределения свободных мощностей (включая и формирование единого подхода к определению свободных мощностей), а также формирования единых правил доступа к газотранспортным системам государств-членов. Предполагается, что формирование единых правил доступа на базе заранее гармонизированных нормативно-правовых актов государств-членов позволит снять барьеры (1) и (2) без резких потрясений на газовых рынках ЕАЭС.

3) ограничение в предоставлении равного доступа к газотранспортной системе государств-членов производителям газа, не являющихся собственниками газотранспортной системы.

Проблема (3) из данной группы скорее может быть квалифицирована и как *ограничение*, и как *барьер*, в зависимости от обстоятельств. Ограничение действует в России, где само существование Постановления-858, описывающего правила доступа к газотранспортной системе независимых организаций, подразумевает наличие разных правил доступа для собственников газотранспортных мощностей и всех остальных организаций, в том числе и из других стран. На территории других государств-членов можно говорить о существовании барьера, тесно связанного с барьерами (1) и (2): если прозрачных процедур определения и распределения свободных газотранспортных мощностей нет или если конструкция приоритетов при недостатке свободных мощностей открывает возможности для дискриминации других потребителей услуг, то

организации, не являющиеся собственниками газотранспортных систем, могут столкнуться с входными барьерами. Косвенно возможность распространения этого ограничения на всю территории ЕАЭС содержится в п. 7 Приложения № 22 к Договору о ЕАЭС, который предусматривает равный доступ к газотранспортным системам государств-членов только для организаций, не являющихся собственниками газотранспортной системы.

Проблема (3), рассматриваемая как барьер или как ограничение, также частично преодолевается за счет мероприятий, рассмотренных в подразделе 6.1.4, предполагающих недискриминационный доступ к газотранспортным системам всех участников общего рынка газа, как собственников газотранспортных систем, так и остальных.

Вместе с этим предоставление абсолютно равного доступа (в том числе и в аспекте тарифообразования) производителям, являющимся и не являющимся собственниками газотранспортной системы, может быть ограничено объективными факторами, в силу необходимости осуществления собственником деятельности по поддержке и развитию газотранспортных систем, которая не проводится другими участниками рынка.

Эксклюзивные права отдельных участников или категорий участников рынков газа. В составе этой группы фигурируют следующие проблемы:

4) наличие исключительного права на экспорт газа в Российской Федерации, ограничивающего выбор поставщиков газа у покупателей из других государств-членов;

Проблема (4) создана ст. 3 Федерального закона Российской Федерации от 18 июля 2006 г. № 117-ФЗ «Об экспорте газа», предусматривающей исключительные права на экспорт газа по трубопроводам у собственника Единой системы газоснабжения России, то есть у ПАО «Газпром».

Указанная проблема может быть интерпретирована как *ограничение*, поскольку в данном случае государство-член приняло меру в том правовом поле, которое ему было предоставлено в соответствии с нормативно-правовыми документами ЕАЭС.

Ограничение (4) способно сильно сократить число участников общего рынка газа, снизить степень конкуренции между поставщиками, ограничить предложение на общем рынке газа, поскольку независимые поставщики газа из России могут обеспечить поставками значительную часть общего рынка газа ЕАЭС и принципиально изменить сложившуюся рыночную структуру в сторону интенсификации конкуренции.

Для преодоления этого ограничения необходимо внести изменения в ст. 3 Федерального закона Российской Федерации от 18 июля 2006 г. № 117-ФЗ «Об экспорте газа», содержащие оговорку о неприменении исключительного права на экспорт газа для поставок газа на территории государств-членов Союза в рамках функционирования общего рынка газа Союза.

5) необходимость получения национальных лицензий для осуществления операций, связанных с поставками газа;

Проблема (5) может быть квалифицирована как *ограничение*, поскольку в данном случае для отдельных видов деятельности общие правила рынка не отменяются и не модифицируются существенно, как в случае изъятия, но в то же время государство применяет официальные меры, способные воспрепятствовать равному доступу на общий рынок всех хозяйствующих субъектов с территорий государств-членов. Подобные оговорки в части финансовых рынков квалифицированы именно как ограничения в Приложении № 2 к Приложению № 17 Договора о ЕАЭС.

Данное ограничение способно снизить число участников общего рынка газа со стороны ряда государств-членов в случае возникновения каких-либо дискриминационных норм в части лицензирования. В части поставок газа специальные лицензионные ограничения введены на территории Армении и Кыргызстана следующими актами государств-членов:

- в части деятельности по импорту, экспорту, торговле природным газом в Армении: Закон Республики Армения от 27 июня 2001 г. №ЗР-193 «О лицензировании», Закон Республики Армения от 21 марта 2001 г. №ЗР-148 «Об энергетике» (глава 5);
- в части деятельности по продаже газа в Кыргызстане: Закон Кыргызской Республики от 19 октября 2013 г. № 195 «О лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике».

В рамках этих актов уже есть или могут быть введены дискриминационные нормы. Так, в ст. 26 Закона Республики Армения от 21 марта 2001 г. №ЗР-148 «Об энергетике» содержится указания на требование гарантии со стороны импортера в случае выдачи лицензии на импорт газа. Порядок исчисления и предоставления гарантии устанавливается национальным регулятором – Регулирующей комиссией по энергетике. Соответственно, деятельность по импорту газа в данном случае сопряжена с дополнительными издержками для импортера. В ст. 19 Закона Кыргызской Республики от 19 октября 2013 г. № 195 «О лицензионно-разрешительной системе в Кыргызской Республике» предусматривается выплата лицензионного сбора за выдачу лицензии, в том числе на деятельность, связанную с поставками газа. При этом в случае признания лицензии иностранного государства также платится сбор. Таким образом, при поставках на территорию Кыргызской республики поставщик, уже получивший лицензию на такого рода деятельность в другом государстве-члене, – например, в Армении – вынужден будет понести дополнительные расходы.

На данный момент отказ от лицензирования или применение на всей территории Союза одних и тех же лицензий представляется нецелесообразным в связи с особенностями предприятий ТЭК каждого государства-члена и их влиянием на различные аспекты энергетической безопасности.

Вместе с этим положения о применении национального режима лицензирования ко всем физическим и юридическим лицам, являющимся резидентами государств-членов, могли бы снизить в этой сфере трансакционные издержки, связанные с необходимостью регистрации лица на территории государства-члена, где применяется законодательство о лицензировании, а также неопределенностью результатов лицензирования. В ряде государств существуют требования по лицензированию недропользования, однако регулирование этой сферы выходит за рамки процесса создания общего рынка газа.

6) законодательная монополия на внутренние поставки российского газа в Республике Армения, Республике Беларусь и Кыргызской Республике;
7) отсутствие или ограничение непосредственного доступа крупных потребителей из ряда стран ЕАЭС к трансграничным оптовым поставкам газа, в том числе к закупкам газа на бирже;
8) наличие исключительного права на импорт газа в Республике Армения, Республике Беларусь и Кыргызской Республике, предусмотренного двусторонними соглашениями между государствами-членами в области поставок газа.
9) возникновение института уполномоченных поставщиков в рамках общего рынка газа Союза;

В трех государствах – членах Союза: Армении, Беларуси, Кыргызстане – действует эксклюзивное право отдельных юридических лиц на импорт газа с территории Российской Федерации. Это право установлено соответственно Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосгазпром» – для ЗАО «Газпром Армения», Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Кыргызской Республики о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики – для ОсОО «Газпром Кыргызстан», Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности открытого акционерного общества «Белтрансгаз» – для ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Эта норма, во-первых, ограничивает круг оптовых покупателей на общем рынке газа (на данный момент фактически создает монопсонию на оптовом рынке каждой из указанных стран), во-вторых, ограничивает состав поставщиков на определенные национальные сегменты общего рынка газа из-за аффилиации перечисленных покупателей с ПАО «Газпром», в-третьих, не предоставляет возможности широкому кругу покупателей выходить на оптовый рынок газа, поскольку поставка газа в Армению и Беларусь осуществляется с территории России (или через

территорию России), а в случае Кыргызстана компания-импортер обладает исключительным правом на любой импорт газа. Следовательно, закупить газ на общем рынке газа иначе, как через единственного импортера, не представляется возможным.

Проблемы (6) – (8), вызванные одними и теми же параллельными особенностями экономических отношений, юридически закрепленными в межправительственных соглашениях, квалифицируются как *ограничения*, поскольку на данном этапе формирования общего газового рынка они целенаправленно сформированы государствами-членами в пределах их полномочий, определенных Договором о ЕАЭС.

Ограничения (6) – (8) должны быть автоматически сняты при прекращении действия перечисленных межправительственных соглашений после начала полномасштабного функционирования общего рынка газа Союза с 2025 года.

Вместе с этим важно предусмотреть, чтобы указанные оговорки об эксклюзивном праве на импорт газа не появлялись впоследствии в нормативно-правовой базе отдельных государств-членов или ЕАЭС.

Риск появления такой оговорки отражает указанная выше проблема (9), основанная на упоминании института уполномоченных поставщиков в Концепции, которые могут стать такими же монополистами или монопсонистами, как действующие участники экономических отношений на оптовых рынках ряда государств-членов. Эта проблема, так же как и две предыдущие, может быть интерпретирована как *ограничение*. Только ограничение в данном случае является не фактическим, а потенциальным, и в связи с этим пока оно требует не устранения, а предотвращения в ходе разработки и реализации Программы.

10) преимущественное право национального оператора на покупку газа, произведенного в Республике Казахстан;

В соответствии со ст. 15 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 г. № 532-IV «О газе и газоснабжении» государство имеет преимущественное право на приобретение сырого и товарного газа через национального оператора. В соответствии с указанным положением законодательства каждый производитель газа регулярно утверждают в уполномоченном органе цену предложения газа для закупки национальным оператором. Расчет цены основывается на себестоимости добычи газа. Впоследствии производитель газа регулярно направляет национальному оператору коммерческое предложение о выкупе газа по указанной цене и обязан продать газ на базе краткосрочного контракта (не более 1 года), если предложение будет акцептовано [89].

Из этого положения есть исключения: во-первых, требование не распространяется на газ газовых и газоконденсатных месторождений, однако большая часть (около двух третей) казахских запасов газа представляет собой попутный газ. Кроме этого, это требование не распространяется

на газ производства СРП с оговоркой о налоговой стабильности, на импортный газ, на газ, реализуемый в соответствии с международными договорами и еще некоторые категории сырого и товарного газа. Тем не менее масштабы потенциальных закупок остаются значительными.

Указанная проблема (10) может быть квалифицирована как *барьер*, потому что в данном случае регулирующая норма не направлена каким-либо образом непосредственно на ограничение действия «четырех свобод» общего рынка в разрешенных пределах, но является фактическим препятствием для их реализации, интегрированным в национальное законодательство.

Этот барьер создает дискриминационные условия на общем рынке газа для казахских производителей газа и покупателей их газа на территории ЕАЭС, поскольку создает предпосылки для фактического установления квот (заранее не определенных) на поставки газа на общий рынок газа со стороны казахских участников общего рынка.

Для снятия этого барьера необходимо внести изменения в ст. 15 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 г. № 532-IV «О газе и газоснабжении», отменяющие преимущественное право на покупку газа, произведенного в Казахстане, для любых организаций.

Одним из вариантов снятия барьера может быть не отмена ст. 15 де-факто, а учет поставок в рамках общего рынка газа Союза как поставок, осуществляемых по международному Договору о создании общего рынка газа Союза, в то время как поставки газа по международным договорам не попадают под действие преимущественного права национального оператора. Но это потребует процедурных изменений в порядок применения преимущественного права, поскольку функционирование общего рынка газа Союза не предполагает, что объемы поставок в рамках общего рынка будут всегда известны заблаговременно.

11) совмещение в одном юридическом лице функции поставщика газа и оператора газотранспортной системы;

Совмещение функций транспортировки и распределения газа и функций его поставки и добычи в рамках одного лица или группы аффилированных лиц может обусловить формирование необоснованных эксклюзивных преимуществ для этого лица (группы лиц) на общем рынке газа за счет злоупотребления положением естественной монополии. Это может быть интерпретировано как *барьер* наподобие рассмотренного ранее барьера (3), связанного с асимметричным положением собственников газотранспортных систем и остальных участников общего рынка газа Союза, что способно привести к частичному или полному вытеснению с рынка этих остальных участников.

Указанное совмещение существует на территории всех государств – членов ЕАЭС. Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосгазпром» и Соглашением между Правительством Российской Федерации и

Правительством Кыргызской Республики о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики предусмотрено, что ЗАО «АрмРосгазпром» и ОАО «Кыргызгаз» соответственно или их преемники будут совмещать деятельность по транспортировке, а также поставке и реализации газа. Соглашением между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности открытого акционерного общества «Белтрансгаз» предусмотрено, что ОАО «Белтрансгаз» или его преемники будут совмещать деятельность по транспортировке и поставке газа в Беларусь.

Эти положения должны утратить силу после начала действия Договора о создании общего рынка газа Союза, однако права собственности на газотранспортные системы указанных государств-членов все равно останутся в руках корпорации, являющейся поставщиком газа, – ПАО «Газпром». Соответственно, вопрос сохранения барьера (11) будет зависеть от введения в национальное законодательство требования по разделению функций транспортировки газа и функций по купле-продаже газа, которое пока в этих странах отсутствует.

В России требования о совмещении или разделении указанных функций отсутствуют, а в Казахстане ст. 9 Закона Республики Казахстан от 9 января 2012 г. № 532-IV «О газе и газоснабжении» прямо устанавливает совмещение в руках национального оператора функций по закупке, реализации и транспортировке газа. Соответственно, преодоление барьера (10) также потребует от России и Казахстана изменения национального законодательства.

Вместе с этим изменение прав собственности на газотранспортные системы и функционала отдельных организаций, являющихся резидентами государств-членов, выходит за рамки Программы и довольно сильно затрагивает внутренние рынки газа государств-членов. Поэтому в рамках реализации Программы решение указанного вопроса представляется необоснованным.

Предполагается, что возможные необоснованные эксклюзивные преимущества будут нивелированы за счет обеспечения недискриминационного доступа к газотранспортным системам на базе единых правил на территории ЕАЭС, что и позволит снять барьер (10).

Эксклюзивные и (или) дискриминационные положения действующих межправительственных соглашений и (или) договоров между хозяйствующими субъектами. В составе этой группы можно выявить следующие барьеры.

12) наличие фиксированных (или установленных по фиксированной формуле) цен на газ в двусторонних соглашениях государств-членов или одностороннего установления цены;

Действующие межправительственные соглашения предусматривают определенный уровень цен или механизм ценообразования при трансграничных поставках газа из России в Армению и Беларусь, не соответствующий рыночному и возникший в отсутствие общего рынка газа

(Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения, Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь). В Кыргызстане цена закупки природного газа на оптовом рынке (для аффилированной организации) фактически определяется ПАО «Газпром» в одностороннем порядке. Кроме того, ряд ранее перечисленных в этом подразделе соглашений предусматривает исключительное право на импорт газа отдельных организаций, этот барьер был рассмотрен выше.

Указанная проблема (12) может быть интерпретирована как *ограничение*: государства-члены в рамках своей юрисдикции принимают временные решения об особенностях экономических отношений вне механизмов общего рынка.

Сохранение для значительного объема трансграничных поставок цен или механизма ценообразования на газ, установленных до формирования общего рынка газа, в иной институциональной среде, может негативно сказаться на развитии конкурентных отношений на общем рынке газа.

Снятие указанного барьера должно произойти автоматически, после предполагаемого прекращения действия указанных межправительственных соглашений в 2025 году.

На этапе формирования общего рынка газа (до 2025 года) этот порядок сохранится. Более того, вероятно, механизмы ценообразования в долгосрочных контрактах останутся неизменными и после прекращения действия межправительственных соглашений.

Несмотря на возможные негативные последствия для развития конкуренции, отказ от действующих контрактов и соответствующих им механизмов ценообразования может иметь еще более сильное негативное влияние на газовую отрасль государств-членов из-за существенного роста неопределенности и ухудшения инвестиционного климата. Предполагается, что в случае серьезных искажений рыночной ситуации, порождаемых действующими механизмами ценообразования, стороны (хозяйствующие субъекты) откажутся от них самостоятельно после прекращения действия межправительственных соглашений либо же этот вопрос будет решен за счет вмешательства антимонопольных органов.

Для обеспечения баланса интересов государств-членов после прекращения действия двусторонних межправительственных соглашений будут реализованы дополнительные мероприятия, подробнее описанные в подразделе 6.1.2 данной работы.

Различия в сфере правил ценообразования между государствами-членами при наличии правил ценообразования, не соответствующих Концепции. В составе этой группы можно выделить следующие барьеры:

13) отсутствие единых принципов ценообразования и антимонопольной политики на общем рынке газа Союза;
14) отсутствие механизма поддержания рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств-членов;
15) отсутствие положения о необходимости постепенной отмены государственного регулирования цен на газ для всех категорий потребителей, кроме населения;
16) отсутствие подходов (методик, порядка) в использовании индексов внебиржевых сделок в качестве ценового индикатора на общем рынке газа ЕАЭС;

Все четыре перечисленные проблемы могут быть квалифицированы как *барьеры*, поскольку связанные с ними нормы законодательств или отсутствие указанных норм не являются следствием целенаправленных мер государств по сдерживанию «четырех свобод» в рамках правового поля. Напротив, они существуют как фактические препятствия для функционирования общего рынка, даже не затрагивающие прямо трансграничные поставки на данный момент, но потенциально сильно на них влияющие.

Барьеры этой группы связаны с существенными дисбалансами цен на газ, между государствами-членами (и даже отдельными регионами) государств-членов, вызванными особенностями ценового регулирования, сложившегося под воздействием различных социально-экономических целей, зачастую не имеющих прямого отношения к рынкам газа. Это обусловливает нерентабельность продажи газа на отдельных региональных рынках, разрыв между регулируемыми ценами и потенциальными ценами свободного конкурентного рынка, а также отсутствие общепринятых индикаторов цен, которые могли бы быть использованы хозяйствующими субъектами для формирования цен, обеспечивающих баланс интересов сторон соглашения. В результате переход к рыночному ценообразованию на общем рынке газа Союза грозит существенными колебаниями цен, а сохранение национального регулирования в его действующем формате несет риски усугубления дисбалансов после начала полномасштабного функционирования общего рынка газа Союза.

В результате действия этих барьеров отдельные страны и регионы могут стать непривлекательными для поставщиков в рамках общего рынка газа, так что де-факто они не получат к нему доступа из-за особенностей ценового регулирования. В других странах и регионах, более привлекательных для поставщиков, может возникнуть избыток газа, и с этих территорий могут быть вытеснены производители с более высокими регулируемыми ценами, которые из-за регулирования не смогут участвовать в конкурентной борьбе на общем рынке газа.

Мероприятия, необходимые для преодоления этих барьеров, подробнее рассмотрены в подразделе 6.1.17 данной работы.

17) различия в методологиях тарифообразования государств-членов на услуги субъектов естественных монополий в части оказания услуг по транспортировке газа по газотранспортным системам (магистральным);
18) возможность осуществления дискриминации отдельных участников общего рынка газа Союза на базе особенностей тарифообразования;

Как и предыдущая группа проблем (13) – (16), проблемы (17) – (18) могут быть квалифицированы как *барьеры*: это также особенности национальной политики в сфере цено- и тарифообразования, не направленные непосредственно на регулирование трансграничных поставок, но способные оказать на них сильное сдерживающее влияние.

Особенности тарифообразования в сфере транспортировки газа способны стать барьерами для развития общего рынка газа по двум направлениям. Во-первых, тарифы на транспортировку, которые, как правило, действуют на недискриминационной основе для резидентов каждого государства-члена, могут быть изменены для резидентов других государств-членов, что станет фактором дискриминации и может ограничить доступ отдельных поставщиков на общий рынок газа. Во-вторых, применение различных методов тарифообразования и возможность их модификации в зависимости от решения национальных регуляторов повышает уровень неопределенности для участников общего рынка газа, поэтому в длительной перспективе желательна унификация этих подходов.

В рамках Программы необходимо хотя бы обеспечить недискриминационный характер тарифообразования для участников общего рынка газа, являющихся и не являющихся резидентами данного государства-члена. Это условие будет соответствовать п. 7 Приложения XXII Договора о Евразийском экономическом союзе, предусматривающему равенство условий доступа к услугам по транспортировке газа на территории государства-члена для хозяйствующих субъектов других государств-членов, включая тарифы.

Недискриминационный характер тарифообразования для участников общего рынка газа, являющихся и не являющихся резидентами данного государства-члена, подразумевает, что различия по стране резидентства не могут обусловливать разный уровень тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам.

Для снятия этого барьера необходимо включить положение о недискриминационном характере применения тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам, используемых для участников общего рынка газа, являющихся и не являющихся резидентами данного государства-члена, в соответствующие нормативно-правовые акты каждого государства, регулирующие правила тарифообразования на услуги естественных монополий в сфере транспортировки газа, а именно:

– в Армении – в Постановление комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения от 10 марта 2006 г. № 30 «Об установлении тарифов на транспортировку природного газа»;

– в Беларуси – в Инструкцию о порядке установления и применения регулируемых цен (тарифов) (утв. Постановлением Министерства Экономики Республики Беларусь от 22 июля 2011 г. № 111);

– в Казахстане – в Правила ценообразования на регулируемых рынках, утверждения и корректировки инвестиционной программы (проекта) субъекта регулируемого рынка (утв. приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 29 декабря 2014 года № 174);

– в Кыргызстане – в Положение о порядке определения цен (тарифов) на товары (работы, услуги) хозяйствующих субъектов, регулируемых государством (утв. постановлением Правительства Кыргызской Республики от 18 февраля 2013 года № 83);

– в России – в Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации».

19) отсутствие отдельных нормативно-технических документов, регламентирующих технические аспекты газоснабжения, в том числе нормы и стандарты на газ, а также вопросы функционирования газотранспортных систем.

Проблема (19) квалифицируется как *барьер*, что традиционно имеет место при идентификации пробелов в законодательстве. Указанный барьер связан с ограничением возможности торговли газом на территории ЕАЭС из-за рисков технических проблем у инфраструктурных организаций и потребителей вследствие разных свойств природного газа. Для снижения издержек, связанных с необходимостью решения этой проблемы в каждом конкретном случае, проводятся мероприятия по разработке технических регламентов, подробнее рассмотренные в подразделе 6.1.9 данной работы.

Существуют также отдельные препятствия на пути развития биржевой торговли газом, подробнее рассмотренные в подразделе 6.1.7 данной работы.

Принцип резидентства не представляется значительным барьером для развития общего рынка газа. Отмена этого принципа может принести существенные выгоды государствам-членам в тех отраслях, где осуществляется активная внешняя торговля с партнерами вне ЕАЭС, и есть потребность проходить таможенные процедуры именно в стране импорта или экспорта, а не в стране резидентства. Но для торговли газом внутри ЕАЭС, являющейся предметом данной работы, это не должно приносить существенных эффектов. Небольшие объемы газа, импортируемые извне

в ЕАЭС, потребляются в тех странах, которые осуществили импорт. Вопросы экспорта газа не затрагивают непосредственно общий рынок газа Союза – экспортируемый газ потребляется за его пределами.

Таким образом, к началу формирования общего рынка газа Союза вся сфера обращения газа может быть квалифицирована как зона одного обширного изъятия. Но в рамках этого изъятия можно идентифицировать ряд ограничений и барьеров, которые препятствуют или способны препятствовать формированию и эффективной работе общего рынка газа. Отчасти меры по преодолению этих ограничений и снятию барьеров описаны в последующих поздразделах, но ряд мер, не нашедших отражения далее, приводится ниже (Таблица 81).

Таблица 81 – Организационные мероприятия по устранению трансграничных барьеров и ограничений

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Гармонизация нормативно-правовых актов государств-членов ЕАЭС, регулирующих газовую сферу, в части устранения трансграничных барьеров		Национальные нормативно-правовые акты государств-членов	Государства-члены
внесение изменений в ст. 3 Федерального закона Российской Федерации от 18 июля 2006 г. № 117-ФЗ «Об экспорте газа», содержащие оговорку о неприменении исключительного права на экспорт газа для поставок газа на территории государств-членов Союза в рамках функционирования общего рынка газа Союза	До 1 января 2020 г.		
внесение изменений в законодательства Армении и Кыргызстана об обеспечении недискриминационого характера лицензирования деятельности, связанной с торговлей газом	До 1 января 2020 г.		
внесение изменений в Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 г. № 532-IV «О газе и газоснабжении» в части отмены преимущественного права государства на приобретение сырого и товарного газа через национального оператора	До 1 января 2020 г.		
внесение изменений в национальные нормативно-правовые акты, предусматривающие положение о недискриминационном характере тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам для участников общего рынка газа, являющихся и не являющихся резидентами данного государства-члена	С 1 января 2020 г. по 31 декабря 2023 г.		

Источник – Аналитический центр

6.1.2 Создание общих механизмов, обеспечивающих учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС

В связи с тем, что двусторонние соглашения между государствами – членами ЕАЭС при начале функционирования общего рынка газа Союза будут отменены (в соответствии со статьей 104 Договора о Союзе), то потребуется создание механизмов, которые бы обеспечили учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в таких соглашениях.

Потребуется анализ обязательств государств-членов, указанных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС, а также оценка возможности их выполнения с учетом реализации возможностей, появляющихся у государств-членов ЕАЭС в рамках участия в общем рынке газа (Таблица 82).

Общие механизмы:

1. Учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС, при гармонизации нормативной правовой базы государств-членов. Способ – составление и согласование таблицы барьеров к формированию общего рынка газа Союза, которые возникают из-за положений двусторонних соглашений между государствами-членами.
2. Учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС, при разработке нормативной базы Союза;
3. Учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС в международном договоре.

Таблица 82 – Мероприятия по созданию общих механизмов, обеспечивающих учет интересов государств – членов ЕАЭС, определенных в двусторонних соглашениях между государствами – членами ЕАЭС

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Подготовка перечня существующих интересов государств-членов, включенных в двусторонние соглашения между государствами – членами ЕАЭС, которые могут быть нарушены при формировании общего рынка газа Союза	01.07.2018	Перечень	Уполномоченные органы государств-членов, ЕЭК
Подготовка согласованного перечня существующих интересов государств-членов, включенных в двусторонние соглашения между государствами – членами ЕАЭС, которые необходимо учесть при гармонизации нормативной правовой базы государств-членов в рамках формирования общего рынка газа Союза	31.12.2018	Согласованный перечень	Уполномоченные органы государств-членов, ЕЭК
Подготовка согласованного перечня существующих интересов государств-членов, включенных в двусторонние соглашения между государствами – членами ЕАЭС, которые необходимо учесть при разработке нормативной базы Союза	31.12.2018	Согласованный перечень	Уполномоченные органы государств-членов, ЕЭК
Подготовка согласованного перечня существующих интересов государств-членов, включенных в двусторонние соглашения между государствами – членами ЕАЭС, которые необходимо учесть при подготовке международного договора	31.12.2018	Согласованный перечень	Уполномоченные органы государств-членов, ЕЭК

Источник – Аналитический центр

6.1.2.1 Анализ двусторонних соглашений по вопросу развития сотрудничества в газовой сфере между странами ЕАЭС

В данном разделе представлен анализ сотрудничества в газовой сфере стран ЕАЭС между собой, а также с третьими странами на основании представленных двусторонних и многосторонних договоров и соглашений.

Преимущественно соглашения в газовой сфере государствами-членами ЕАЭС заключаются между Российской Федерацией и другими государствами-членами Союза, а также между компаниями данных стран.

В таблицах ниже приведен анализ соглашений между Российской Федерацией и Арменией (Таблица 83), Республикой Беларусь, Республикой Казахстан, Республикой Кыргызстан, а также проведен анализ отдельных соглашений между государствами-членами Союза и третьими странами (те соглашения, которые могут оказать воздействие на формирование общего рынка газа Союза).

Таблица 83 – Двухсторонние межправительственные соглашения между Российской Федерацией и Республикой Армения

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в сфере поставок природного газа, нефтепродуктов и необработанных алмазов в Республику Армения [90]	*Дата совершения* – 2 декабря 2013 года. *Цель* – определение условий сотрудничества Сторон в сфере поставок товаров из Российской Федерации в Республику Армения. *Координация и контроль* – Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики и природных ресурсов Республики Армения. *Таможенные органы* – Федеральная таможенная служба Российской Федерации, Комитет государственных доходов при Правительстве Республики Армения. *Особенности*: – До начала календарного года утверждаются индикативные балансы и согласовываются объемы поставок газа в Республику Армения; – Российская сторона не взимает вывозные таможенные пошлины за поставленные объемы газа, однако поставленный газ не подлежит реэкспорту в третьи страны и предназначен исключительно для внутренних нужд Республики Армения; – В противном случае Армянская Сторона обязана выплатить денежную компенсацию. *Принятие документа:* – Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.11.2013 г. №2228-р; – Постановление Правительства Российской Федерации от 09.06.2014 г. №531; – Федеральный закон Российской Федерации от 28.06.2014 г. №175-ФЗ.

Продолжение таблицы 83

Документ	Характеристики
Протокол к Соглашению между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в сфере поставок природного газа, нефтепродуктов и необработанных природных алмазов в Республику Армения от 2 декабря 2013 года [91]	*Дата совершения* – 26 декабря 2014 года. *Цель* – продление условий беспошлинных поставок Российского газа в Республику Армения до 31 декабря 2015 года, в соответствии со статьей 9 Соглашения о поставках. *Принятие документа:* – Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2015 г. №391; – Федеральный закон Российской Федерации от 29.06.2015 №163-ФЗ
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о сотрудничестве в сфере поставок природного газа, нефтепродуктов и необработанных природных алмазов в Республику Армения от 2 декабря 2013 года [92]	*Дата совершения* – 29 декабря 2015 года. *Цель* – внесение изменений в структуру Соглашения о поставках. *Особенности*: – Изменения относительно замены Таможенного союза и Единого экономического пространства на Евразийский экономический союз; – Замена поставок алмазов на поставку жидкого нефтяного парафина.
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения [93]	*Дата совершения* – 2 декабря 2013 года. *Цель* – регулирование цены на газ для Республики Армения. *Особенности*: – Цена на газ до 31 декабря 2013 года определяется по формуле: отношение цены на газ для Республики Армения к разности единицы и размера вывозной таможенной пошлины; – Цена на газ для Республики Армения на период с 1 января 2014 года по 31 декабря 2018 года определяется путем индексации цены на газ, действовавшей в предшествовавшем периоде регулирования; – Величина индекса определяется как средневзвешенное значение изменения цены на газ в Оренбургской области Российской Федерации с весом этого показателя, равного 0,65 и величины инфляции с весом этого показателя, равного 0,35. – Рассчитанная цена на газ фиксируется в контрактах Сторон в долларах США за тыс. куб. м газа при базовой теплотворной способности 7900 килокалорий и пересчитывается на фактическую теплотворную способность газа. *Принятие документа:* – Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.11.2013 №2230-р.

Продолжение таблицы 83

Документ	Характеристики
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения от 2 декабря 2013 г. [94]	*Дата совершения* – 7 сентября 2015 года. *Цель* – внесение изменений в некоторые статьи. *Особенности*: – Изменение текста Соглашения в связи с переименованием ЗАО «АрмРосГазпром» в ЗАО «Газпром Армения»; – Цена на газ с 1 января 2015 года до 31 декабря 2015 года устанавливается в размере 165 долларов США за 1 тыс. куб. м газа.
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения от 2 декабря 2013 г.[95]	*Дата совершения* – 10 марта 2016 года. *Цель* – Продление сроков действия некоторых статей.
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения о порядке формирования цен при поставке природного газа в Республику Армения от 2 декабря 2013 г.[96]	*Дата совершения* – 7 апреля 2016 года. *Цель* – внесение изменений об установлении цены на газ для Республики Армения. *Особенности*: – Цена на газ с 1 апреля 2016 года по 31 декабря 2016 года устанавливается в размере 150 долларов США за тыс. куб. м газа.

Продолжение таблицы 83

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосгазпром»[97]	*Дата совершения* – 2 декабря 2013 года. *Цель* – развитие на основании Соглашения долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества между ЗАО «АрмРосГазпром» и ОАО «Газпром» с полным описанием правил их взаимной деятельности. *Координация и контроль* – Министерство энергетики и природных ресурсов Республики Армения, ОАО «Газпром», ЗАО «АрмРосГазпром». *Особенности:* – Реализация договора купли-продажи акций в срок до 31 января 2014 года, а именно покупка 12600000 штук акций ЗАО «АрмРосГазпром» стоимостью 63333900000 армянских драм ОАО «Газпром» в совокупном размере 100% уставного капитала ЗАО «АрмРосГазпром»; – ЗАО «АрмРосГазпром» обладает исключительным правом на импорт российского газа; – Объемы, сроки и цена поставок газа определяются на основании Соглашения о порядке формирования цен от 2 декабря 2013 года между двумя странами; – Объем поставок российского газа выполняется в полном соответствии с внутренними потребностями Республики Армения, при условии полной и своевременной оплаты поставок армянской Стороной; – Российский природный газ не подлежит вывозу за пределы территории Республики Армения и предназначен исключительно для потребления на внутреннем рынке Республики; – Созданы необходимые условия при строительстве, реконструкции и эксплуатации объектов транспорта и хранения газа, для поддержания их своевременного обновления и снижения износа; – Установление цены на газ для потребителей, а также цены на электроэнергию осуществляется уполномоченным органом Республики Армения; – Стороны стремятся создавать благоприятные условия для взаимных инвестиций в газовых и энергетических отраслях государств; – Стороны развивают долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество по разработке и развитию технологий, проведению НИОКР и стандартизации требований и правил эксплуатации объектов газовой отрасли; – Соглашение заключается на неопределенный срок. *Принятие документа:* Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.11.2013 г. №2229-р.

Продолжение таблицы 83

Документ	Характеристики
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосГазпром» от 2 декабря 2013 г.[98]	*Дата совершения* – 7 сентября 2015 года. *Цель* – внесение изменений в связи с изменением названия ЗАО «АрмРосГазпром» на ЗАО «Газпром Армения», условий расчета денежных потоков и деятельности по передаче электроэнергии.
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосГазпром» от 2 декабря 2013 г.[99]	*Дата совершения* – 10 марта 2016 года. *Цель* – изменения условий сохранения дохода ЗАО «Газпром Армения» в первом квартале 2016 года, а также продление сроков некоторых статей.
Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Армения об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности закрытого акционерного общества «АрмРосГазпром» от 2 декабря 2013 г.[100]	*Дата совершения* – 7 апреля 2016 года. *Цель* – изменения условий и сроков сохранения дохода ЗАО «Газпром Армения».
Контракт между ЗАО «АрмРосГазпром» и ОАО «Газпром экспорт» на поставку природного газа в Армению в 2014-2018 гг.[101]	В соответствии с контрактом, ОАО «Газпром» обеспечит ежегодную поставку до 2,5 млрд куб. м газа, стоимость которого будет определяться в соответствии с формулой цены, привязанной к российскому ценообразованию на газ.

Источник – Аналитический центр на основе указанных соглашений

Далее приведен анализ двухсторонних межправительственных соглашений между Российской Федерацией и Республикой Беларусь (Таблица 84).

Таблица 84 – Двухсторонние межправительственные соглашения между Российской Федерацией и Республикой Беларусь

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о расширении сотрудничества в газовой отрасли [102]	*Дата совершения* – 12 апреля 2002 года. *Цель* – установление долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества в сфере поставок российского газа, а также развития системы магистральных газопроводов на территории Республики Беларусь. *Координация и контроль* – ОАО «Газпром и «Белтрансгаз». *Особенности:* – Объемы и условия поставок газа, а также его транзита определяются соответствующими контрактами ОАО «Газпром», другими поставщиками газа, предприятием «Белтрансгаз»; – Планируется создание совместного акционерного общества на базе объектов белорусской газотранспортной системы, в соответствии с законодательством Республики Беларусь, которое будет осуществлять транспортировку и поставку газа, а также его транзит через территорию Республики – Совместное акционерное общество будет иметь функции оператора по эксплуатации газопровода «Ямал-Европа» на белорусском участке; – Стороны обязаны оказать финансовую и регуляторную поддержку созданию совместного акционерного общества. *Срок Соглашения* – 10 лет с последующим продлением на 5-ти летние сроки.

Продолжение таблицы 84

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о поставке российского природного газа в Республику Беларусь и создании системы транзитных газопроводов на территории Республики Беларусь.[103]	*Дата совершения* – 5 января 1994 года. *Цель* – строительство и эксплуатация новой системы транзитных газопроводов, реконструкция действующей системы, а также утверждение объемов поставок газа. *Особенности:* – Утверждение объемов ежегодных поставок на уровне 21 млрд куб. м в 1995 году, 26 млрд куб. м в 200 году, 33 млрд куб. м к 2010 году; – Условия, сроки и объемы поставок утверждаются внешнеторговыми контрактами РАО «Газпром» и ГП «Белтрансгаз»; – РАО «Газпром» осуществляет финансирование, проектирование и строительство системы транзитных газопроводов, а также других необходимых сопутствующих объектов; – Стороны освобождают РАО «Газпром» и ГП «Белтрансгаз» от таможенных пошлин, сборов и налогов в связи с их деятельностью на территории Республики Беларусь; – Природный газ, поставляемый из Российской Федерации, не подлежит реэкспорту без предварительного согласия РАО «Газпром»; – Республика Беларусь имеет право оплачивать долю поставленного газа натуральными поставками материально-технических ресурсов, сооружением объектов, а также выполнением НИОКР, а также предоставлении иных льготных условий для российской Стороны относительно процесса строительства и эксплуатации системы газопроводов; – Срок действия – до 2015 года.
Соглашение о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики, от 9 декабря 2010 года [104]	*Дата совершения* – 9 декабря 2010 года. *Цель* – установление правил функционирования газовых поставок среди стран-участников Единого экономического пространства. Соглашение прекратило действие 1 января 2015 года на основании международного Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года.

Продолжение таблицы 84

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь об условиях купли-продажи акций и дальнейшей деятельности открытого акционерного общества «Белтрансгаз» [105]	*Дата совершения* – 25 ноября 2011 года. *Цель* – передача в собственность ОАО «Газпром» ОАО «Белтрансгаз». *Координация и контроль* – Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики Республики Беларусь. *Особенности:* – Реализация договора купли-продажи акций в срок до 25 ноября 2011 года, а именно покупка 114644096 штук акций ОАО «Белтрансгаз» стоимостью 2500000000 долларов США ОАО «Газпром» в совокупном размере 100% уставного капитала ОАО «Белтрансгаз»; – Условия поставки и транспортировки газа определяются контрактами между ОАО «Газпром» и ОАО «Белтрансгаз» об объемах и условиях поставки природного газа, а также контрактами на транспортировку; – Порядок расчета цены природного газа определяется в соответствии с Соглашением о порядке формирования цен (тарифов) от 25 ноября 2011 года; – Российская Сторона гарантирует поставки газа в необходимых объемах, в свою очередь Республика Беларусь обязуется распределять газ на внутреннем рынке и выполнять своевременные платежи; – ОАО «Белтрансгаз» обладает исключительным правом на закупку российского природного газа для внутренних потребителей, а также обеспечивает минимальный уровень наценки реализованного газа; – Независимо от оплаты газа белорусской Стороной, поставки газа осуществляются в третьи страны в полном объеме, при этом российская Сторона вправе уменьшить объемы поставок непосредственно для Республики Беларусь в случае неуплаты;

Продолжение таблицы 84

Документ	Характеристики
	– Стороны осуществляют инвестиционное сотрудничество, необходимые условия для финансирования, проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов, а также оказывают друг другу взаимную помощь в необходимых ситуациях; – Действие данного Соглашения прекращается одновременно с действием Соглашения о формировании цен (тарифов) от 25 ноября 2011 года; – Данное Соглашение прекращает действие: – Соглашения о вхождении белорусского государственного предприятия по транспортировке и поставке газа «Белтрансгаз» в состав российского акционерного общества «Газпром» от 8 сентября 1993 года, – Соглашения о поставке российского природного газа в Республику Беларусь и создании системы транзитных газопроводов на территории Республики Беларусь от 5 января 1994 года, – Соглашения о расширении сотрудничества в газовой отрасли от 12 апреля 2002 года. – Соглашение подписано на неопределенный срок *Принятие документа:* – Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 г. №807; Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2012 г. №292-ФЗ.

Продолжение таблицы 84

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь [106]	*Дата совершения* – 25 ноября 2011 года. *Цель* – регулирование цены на газ и тарифов на транспортировку для Республики Беларусь Координация и контроль – Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики Республики Беларусь, Министерство экономики Республики Беларусь. *Особенности:* – Установление цены на газ для Республики Беларусь с 1 января по 31 декабря 2012 года в размере 165,6 доллара США за 1000 куб. м и пересчитывается на фактическую теплотворную способность; – С 1 января 2013 года цена формируется сложением принимаемой в расчет цены на газ для потребителей Ямало-Ненецкого автономного округа и удельных стоимостей транспортировки газа от мест добычи в Ямало-Ненецком автономном округе до границы Российской Федерации и Республики Беларусь, стоимости хранения газа в российских ПХГ, а также расходов ОАО «Газпром» по реализации газа с пересчетом на фактическую теплотворную способность; – С 1 января 2014 года установленные удельные стоимости подлежат ежегодной индексации на величину инфляции; – Тарифы на транспортировку по территории Республики Беларусь и за ее пределы регулируются в соответствии с законодательством Республики и также подлежат ежегодной индексации; – Соглашение заключено на неопределенный срок, выполняется одновременно с Соглашением о деятельности ОАО «Белтрансгаз» от 25 ноября 2011 года. *Принятие документа:* – Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 г. №809; – Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2012 г. №299-ФЗ.

Продолжение таблицы 84

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о частичной оплате задолженности за поставки российского газа поставками продовольствия и материально-технических ресурсов белорусских производителей. [107]	*Дата совершения* – 16 октября 1998 года. *Цель* – решение проблемы расчетов за поставленный в Республику Беларусь российский природный газ путем частичной оплаты задолженности белорусской Стороны через поставки продовольствия и материально-технических ресурсов для нужд российских организаций.

Источник – Аналитический центр на основе указанных соглашений

Далее приведен анализ двухсторонних межправительственных соглашений между Российской Федерацией и Республикой Казахстан (Таблица 85).

Таблица 85 – Двухсторонние Межправительственные договоры (соглашения) между Российской Федерацией и Республикой Казахстан

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве и развитии топливно-энергетических комплексов [108]	*Дата совершения* – 25 декабря 1993 года. *Цель* – создание благоприятных условий в совершенствовании рыночных отношений между странами в отраслях топливно-энергетического комплекса. *Координация и контроль* – Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики и топливных ресурсов Республики Казахстан. *Особенности:* – Стороны развивают сотрудничество в отраслях топливно-энергетических комплексов на основе взаимной выгоды, взаимопомощи и недопущения действий, наносящих экономический вред друг другу.
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве в разработке и развитии Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения [109]	*Дата совершения* – 10 февраля 1995 года. *Особенности:* – Соглашение денонсировано Правительством Республики Казахстан (Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 декабря 2012 года № 1705).

Продолжение таблицы 85

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о техническом и экономическом сотрудничестве и интеграции в нефтегазовых отраслях [110]	*Дата совершения* – 25 февраля 1997 года. *Цель* – углубление всестороннего российско-казахстанского сотрудничества. *Особенности:* – Обеспечение непрерывного функционирования трубопроводов для транспортировки газа, а также осуществление его беспрепятственного транзита через территории Сторон; – Стороны поддерживают совместное финансирование и реализацию части трубопроводной системы, связывающей Западный Казахстан и регион Черного моря.
Соглашение между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование [111]	*Дата совершения* – 6 июля 1998 года. *Цель* – создание правовой основы деятельности стран по разработке недр северной части Каспийского моря. *Особенности:* – Стороны осуществляют свои суверенные права в целях разведки, разработки и управления ресурсами дна недр Северного Каспия в пределах своих частей, границы которых также определяются в Соглашении; – Стороны имеют право на совместную разведку и разработку перспективных структур и месторождений, где проходит модифицированная срединная линия; – Сторона, открывшая перспективную структуру в вышеуказанной зоне до ее согласования Сторонами, имеет приоритет в получении лицензии на разведку и разработку; *Принятие документа:* – Федеральный закон Российской Федерации от 5 апреля 2003 года № 40-ФЗ.

Продолжение таблицы 85

Документ	Характеристики
Меморандум между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в области ТЭК. [112]	*Дата совершения* – 9 октября 2000 года. *Цель* – развитие и укрепление равноправных и взаимовыгодных торгово-экономических отношений между странами. *Особенности:* – Создание совместного предприятия по управлению казахстанскими магистральными газопроводами с участием ЗАО «КазТрансГаз» и ОАО «Газпром» – Рассмотрение возможности схемы взаимообмена поставок казахстанского газа с Карачаганакского месторождения в Российскую Федерацию и российского газа в северные и центральные области Республики Казахстан; – Формирование предложений о совместных проектах с ОАО «Газпром» в области транспортировки газа в Китай и другие страны, а также транзита через территорию Казахстана туркменского газа. – Решение вопросов регулирования статуса Каспийского моря; – Обсуждение возможности поставок нестабильного газового конденсата и сырого газа с Карачаганакского месторождения на Оренбургский газоперерабатывающий завод на долгосрочный период. *Принятие документа:* – Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 октября 2000 года №1508.

Продолжение таблицы 85

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве в газовой отрасли [113]	*Дата совершения* – 28 ноября 2001 года. *Цель* – развитие основных направлений и условий сотрудничества двух стран в газовой отрасли Координация и контроль – Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан. *Особенности:* – Стороны разрабатывают сотрудничество в рамках разработки совместных балансов поставок и транзита газа, строительства и эксплуатации газопроводов, ПХГ, осуществлении операций по взаимному обмену газом, разведки и разработки месторождений, а также создания унифицированных нормативно-технических документов; – Стороны создают совместное предприятие на паритетной основе для эффективной реализации совместных действий по развитию газовой отрасли; – Срок действия Соглашения – 10 лет с автоматическим продлением на пятилетние периоды. *Принятие документа:* – Постановление Правительства Российской Федерации от 28 ноября 2001 года №817.
Протокол к Соглашению между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дня северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование от 6 июля 1998 года [114]	*Дата совершения* – 16 мая 2003 года. *Особенности:* – Протокол содержит каталог географических координат поворотных точек модифицированной срединной линии; – Модифицированная срединная линия представлена в согласованной Сторонами схеме разграничения дна; – Представлены условия совместного освоения ресурсов структуры «Курмангазы» («Кулалинская») (Казахстан), «Центральная» и месторождения «Хвалынское» (Россия); – Обе Стороны могут предоставлять друг другу доли участия в освоении своих участков. *Принятие документа:* – Федеральный закон Российской Федерации от 5 апреля 2003 года № 40-ФЗ.

Продолжение таблицы 85

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о сотрудничестве в создании хозяйственного общества на базе Оренбургского газоперерабатывающего завода [115]	*Дата совершения* – 3 октября 2006 года. *Цель* – создание взаимовыгодных условий переработки углеводородного сырья месторождений Оренбургской области Российской Федерации и Карачаганакского месторождения Республики Казахстан Координация и контроль –Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, ОАО «Газпром», НК «КазМунайГаз». *Особенности:* – Создание на паритетной основе хозяйственного общества на базе Оренбургского ГПЗ на базе заключения долгосрочных коммерческих контрактов (не менее 15 лет); – Закупка газа Карачаганакского месторождения, предназначенного для переработки на мощностях совместного предприятия, должна быть в объеме не менее 15 млрд куб. м; – Данное предприятие осуществляет как переработку углеводородного сырья Карачаганакского месторождения, так и сырья, добытого в Российской Федерации; – Поставка переработанного сырья осуществляется на рынок Республики Казахстан на приоритетной основе, в том числе путем встречных взаимовыгодных поставок в равных объемах и по одинаковой цене. *Принятие документа:* – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 года № 131-ФЗ.

Продолжение таблицы 85

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о совместной деятельности по геологическому изучению и разведке трансграничного газоконденсатного месторождения Имашевское [116]	*Дата совершения* – 7 сентября 2010 года. *Цель* – совместное геологическое изучение и разведка трансграничного газоконденсатного месторождения Имашевское. *Координация и контроль* – Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Министерство нефти и газа Республики Казахстан, ОАО «Газпром», АО «НК «КазМунайГаз». *Особенности:* – После завершения геологического изучения и разведки вышеуказанного месторождения, его запасы подлежат постановке на государственный баланс полезных ископаемых государств обоих Сторон; – Основными принципами осуществления совместной деятельности по разведке месторождения являются равное распределение доходов, выполнение совместных геологоразведочных работ; – Формируется общий координационный комитет для реализации совместных действий; – ОАО «Газпром» и АО «НК «КазМунайГаз» совместно определяют оператора по настоящему соглашению; – Плата за пользование недрами взимается исходя из размеров площади участков недр, на которых каждая Сторона осуществляет геологоразведочные работы.
Протокол к Соглашению между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о совместной деятельности по геологическому изучению и разведке трансграничного газоконденсатного месторождения Имашевское от 07 сентября 2010г. [117]	*Дата совершения* – 11 ноября 2013 года *Цель* – обеспечение более эффективных организационно-правовых и финансовых условий реализации Соглашения *Особенности:* – Уточнение некоторых статей в отношении Оператора по настоящему Соглашению; – Протокол к Соглашению вступил в силу 18 апреля 2014 года. *Принятие документа:* – Распоряжение Правительства Российской Федерации от 03.09.2013 №1579-р.

Источник – Аналитический центр на основе указанных соглашений

Далее приведен анализ двухсторонних межправительственных соглашений между Российской Федерацией и Кыргызской Республикой (Таблица 86).

Таблица 86 – Двухсторонние Межправительственные договоры (соглашения) между Российской Федерацией и Кыргызской Республикой

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Кыргызской республики и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в сфере транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики [118]	*Дата совершения* – 26 июля 2013 года. *Цель* – развитие долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества в области транспортировки, распределения и реализации природного газа на территории Кыргызской Республики. *Координация и контроль* – Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики, ОАО «Газпром, ОАО «Кыргызгаз». *Особенности:* – ОАО «Кыргызгаз» является 100-процентным дочерним обществом ОАО «Газпром»; – ОАО «Кыргызгаз» осуществляет поставки, подземное хранение и распределение газа на территории Кыргызской Республики; – ОАО «Кыргызгаз» обладает исключительным правом на импорт природного газа для потребителей Кыргызской Республики; – Газотранспортная система ОАО «Кыргызгаз» эксплуатируется и развивается в соответствии с инвестиционными программами российской Стороны; – ОАО «Кыргызгаз» вправе устанавливать цену на газ; – Государственные органы Кыргызской Республики не вмешиваются в процесс установления тарифов на транспортировку газа по территории Кыргызской Республики в третьи страны, а также хранения газа в подземных хранилищах на территории страны;

Продолжение таблицы 86

Документ	Характеристики
	– Российская Сторона в лице ОАО «Газпром» вправе номинировать членов органов управления;Стороны развивают долгосрочное сотрудничество в проведении НИОКР, разработке и развитии новых технологий в газовой отрасли; – Соглашение заключено на 25-летний период. *Принятие документа:* – Закон Кыргызской Республики №223; – Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.07.2013 г. №1170-р; – Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2013 г. №1270; Федеральный закон Российской Федерации от 03.02.2014 г. №2-ФЗ.
Соглашение о политике ценообразования во взаимоотношениях между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Кыргызстан [119]	*Дата совершения* – 11 июня 1992 года. *Цель* – установление согласованной политики Сторон в области ценообразования.
Договор купли-продажи между ОАО «Кыргызгаз» и ОАО «Газпром» [120]	*Дата совершения* – 4 апреля 2014 года. *Цель* – ОАО «Кыргызгаз» передал в собственность ОАО «Газпрома» 100% долю уставного капитала дочернего общества с ограниченной ответственностью «КыргызгазПром».
Государственная перерегистрация ОсОО «КыргызгазПром» в ОсОО «Газпром Кыргызстан» [121]	*Дата совершения* – 11 июля 2014 года. *Цель* – Вступление ОАО «Газпром» в право собственности газотранспортной инфраструктурой Кыргызской Республики.

Источник – Аналитический центр на основе указанных соглашений

В таблице ниже приведен анализ двусторонних соглашений в газовой сфере, заключенные странами ЕАЭС с третьими странами, которые могут оказать воздействие на формирование общего рынка газа Союза (Таблица 87).

Таблица 87 – Двусторонние договоры и соглашения в газовой сфере, заключенные странами ЕАЭС с третьими странами, а также многосторонние соглашения.

Документ	Характеристики
Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в сфере поставок природного газа из Российской Федерации в Китайскую Народную Республику по «восточному» маршруту от 13 октября 2014 года [122]	*Дата совершения* – 13 октября 2014 года. *Координация и контроль* – Министерство энергетики Российской Федерации, Государственное энергетическое управление Китайской Народной Республики, ОАО «Газпром», Китайская национальная нефтегазовая корпорация. *Цель* – углубление российско-китайских отношений по энергетическому сотрудничеству, а также определение основных условий поставок российского газа в Китайскую Народную Республику по «восточному» маршруту, строительства и эксплуатации газопроводов Срок действия Соглашения – 40 лет с последующим продлением на 5-летние периоды. *Принятие документа* - – Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.10.2014 г. №2015-р; – Постановление Правительства Российской Федерации от 27.03.2015 г. №283; – Федеральный закон Российской Федерации от 02.05.2015 №106-ФЗ.
Соглашение о расширении технического сотрудничества в нефтегазовой отрасли между Китайской Национальной нефтегазовой корпорацией и АО «НК «КазМунайГаз» [123]	*Дата совершения* – 14 декабря 2014 года. *Цель* – развитие сотрудничества на месторождениях Южно-Тургайского бассейна с целью повышения нефтеотдачи Кумколь Южный с применением нового метода повышения нефтеотдачи. Также целью является развитие сотрудничества по утилизации газа в Кызылординской области, с целью дальнейшей реализации газохимического проекта в данной области.

Продолжение таблицы 87

Документ	Характеристики
Соглашение об основных принципах строительства нефтепровода Атасу-Алашанькоу, подписано между «КазМунайГаз» и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC) [124]	*Дата совершения* – 17 мая 2004 года. *Цель* – строительство нефтепровода 1 этапа Атасу-Алашанькоу для осуществления экспортных поставок и диверсификации направлений транспортировки нефти Республики Казахстан.
Соглашение по расширению нефтепровода Атасу-Алашанькоу путем строительства второй очереди трубопровода до Китая [125]	*Дата совершения* – август 2008 года. *Цель* – строительство второй очереди трубопровода Казахстан-Китай с целью увеличения мощности.
Соглашение между Правительством Республики Казахстан и Правительством Китайской Народной Республики «О сотрудничестве в строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай [126]	*Дата совершения* – 18 августа 2007 года. *Цель* – развитие долгосрочного сотрудничества по транспортировке газа туркменского, узбекского и казахстанского происхождения по новым газотранспортным мощностям на территориях Республики Казахстан и Китайской Народной Республики, учитывая заключение соглашений китайской Стороны с Туркменистаном и Республикой Узбекистан о покупке газа и его транзита через территорию Республики Казахстан. *Координация и контроль:* АО «НК «КазМунайГаз» и Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация *Особенности:* – Совместное строительство газопровода Казахстан-Китай; – Каждая Сторона обязана поддерживать реализацию проекта по строительству и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай, а также способствовать сотрудничеству стран и созданию благоприятных условий по реализации проекта; – Реализация проектного финансирования для целей строительства данного газопровода представленными национальными компаниями; – Срок Соглашения – 33 года.

Продолжение таблицы 87

Документ	Характеристики
Совместная декларация Президента Республики Казахстан, Президента Российской Федерации, Президента Туркменистана и Президента Республики Узбекистан о развитии газотранспортных мощностей в регионе Центральной Азии [127]	*Дата совершения* – 12 мая 2007 года. *Цель* – реализация договоренностей по углублению взаимовыгодного сотрудничества в газовой отрасли, а именно: обеспечению надежной транспортировки природного газа по территориям Туркменистана, Узбекистана, Казахстана и России; реконструкции существующей газотранспортной системы и созданию новых мощностей для транспортировки природного газа региона Центральной Азии.
Соглашение между Правительством Российской Федерации, Правительством Республики Казахстан и Правительством Туркменистана о сотрудничестве в строительстве Прикаспийского газопровода» [128]	*Дата совершения* – 20 декабря 2007 года. *Координация и контроль* – Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, Государственное агентство по управлению и использованию углеводородных ресурсов при Президенте Туркменистана, ОАО «Газпром», АО «НК» КазМунайГаз», ГК «Туркменгаз». *Цель* – реализация проекта строительства Прикаспийского газопровода от компрессорной станции «Белек» (Туркменистан) до газоизмерительной станции «Александров Гай» (Россия) с учетом реконструкции существующих газопроводов Окарем – Бейнеу и Средняя Азия – Центр для транспортировки туркменского и казахстанского природного газа по территориям Российской Федерации, Республики Казахстан и Туркменистана. *Принятие документа:* – Федеральный закон Российской Федерации от 26 декабря 2008 года N 295-ФЗ.

Источник – Аналитический центр на основе указанных соглашений

6.1.2.2 Анализ интересов участников межправительственных Соглашений и Договоров

Анализ взаимных интересов участников межправительственных Соглашений и Договоров предполагает наличие как взаимовыгодных, так и выгодных для какой-либо из сторон условий их реализации. Государства-члены Союза осуществляют сотрудничество по основным направлениям, представленным в межправительственных Соглашениях:

- поставки природного газа;
- ценовая политика;
- деятельность национальных компаний.

В таблицах ниже приведен анализ интересов государств-членов Союза (Таблица 88 – Таблица 91).

Таблица 88 – Взаимные интересы Российской Федерации и Республики Армения

Показатель	Российская Федерация	Республика Армения
Поставки природного газа	Отсутствие риска перепродажи газа	Условия беспошлинных поставок российского газа
		Возможность реэкспорта
Ценовая политика	Привязка изменения цены на газ к средневзвешенному значению Оренбургской области	Зависимость от изменений на российском рынке газа и валютных колебаний на мировом рынке
	Снижение зависимости от валютных колебаний	Установление фиксированной цены на газ, начиная с 1 января 2015 года
Деятельность национальных компаний	Контроль над объемами, сроками, ценой поставок газа за счет 100%-ного владения национальной компанией	Развитие инвестиционной и инновационной деятельности совместно с Российской Федерацией
	Контроль над дальнейшим распределением газа по территории Республики Армения, внутренним потреблением газа	Гарантия надежности поставок
		Зависимость от российских поставок газа, отсутствует возможность влиять на сроки и размер оплаты за поставленный газ

Источник – Аналитический центр на основе межправительственных соглашений

Таблица 89 – Взаимные интересы Российской Федерации и Республики Казахстан

Показатель	Российская Федерация	Республика Казахстан
Поставки природного газа	Сотрудничество и совместное участие в новых проектах по строительству, реконструкции и эксплуатации газопроводов	
	Осуществление операций по обмену газа на взаимовыгодных условиях	
Создание хозяйственного общества на базе Оренбургского ГПЗ для реализации долгосрочных взаимовыгодных контрактов на переработку газа	Транзит российского газа через газотранспортную систему Казахстана, а также импорт узбекского газа	Экспорт казахстанского газа на российский рынок и его переработка на Оренбургском ГПЗ
	Импорт казахстанского газа	Обеспечение внутренних потребностей в газе за счет российских импортных поставок
Деятельность национальных компаний	Совместное предприятие, выполняющее функции оператора совместных проектов транспортировки газа	
	Развитие инновационной и научной деятельности в области транспортировки газа	

Источник – Аналитический центр на основе межправительственных соглашений

Таблица 90 – Взаимные интересы Российской Федерации и Республики Беларусь

Показатель	Российская Федерация	Республика Беларусь
Поставки природного газа	Контроль белорусского участка газопровода Ямал-Европа	Гарантированные объемы поставок газа с российской Стороны
	Заключение контрактов на поставку газа	Заключение контрактов на поставку газа
	Поставка газа третьим странам через белорусский транзитный коридор	Отсутствует возможность реэкспорта импортируемого газа
	Поставка газа третьим странам через белорусскую территорию не зависит от выполнения контрактных обязательств Беларуси по импорту российского газа	Отсутствие возможности повлиять на сроки оплаты поставки газа
Ценовая политика	Взаимный контроль над установлением тарифов и цен на основе операционных затрат по транспортировке газа	Обеспечение минимального уровня наценки для реализованного газа
		Необходимость учета цены на газ для потребителей Ямало-Ненецкого АО для расчета цены на газ
Деятельность национальных компаний	100%-ное владение национальным оператором по транспортировке природного газа	Совместная инвестиционная деятельность по поддержанию и развитию газотранспортной системы

Источник – Аналитический центр на основе межправительственных соглашений

Таблица 91 – Взаимные интересы Российской Федерации и Республики Кыргызстан

Показатель	Российская Федерация	Республика Кыргызстан
Поставки природного газа	Направление экспорта, транзита и хранения российского газа	Импорт российского газа для обеспечения внутренних потребностей
Деятельность национальных компаний	Контроль над поставками газа через создание 100%-ного дочернего общества ОАО «Кыргызгаз»	Развитие газотранспортной системы на основании совместных инвестиционных программ и НИОКР
	Определение цены на газ, а также тарифов на транспортировку газа	Отсутствие права на установление тарифов на транспортировку газа по территории Кыргызской Республики в третьи страны, а также хранения газа в ПХГ
	ПАО «Газпром» – собственник газотранспортной инфраструктуры	Обеспечение развития газотранспортной системы и регулярных поставок газа

Источник – Аналитический центр на основе межправительственных соглашений

6.1.3 Устранение трансграничных барьеров в части технологической доступности мощностей магистральных газопроводов для обеспечения поставки газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС

На сегодняшний день на пути формирования общего рынка газа существует целый комплекс барьеров, связанных с технологической доступностью мощностей магистрального газотранспортных систем государств-членов. Такие барьеры приводят к тому, что для доступа к газотранспортным системам государств-членов ЕАЭС хозяйствующих субъектов других государств-членов требуется сложная процедура согласования поставок. Это происходит ввиду:

- наличия «узких мест» и недостатка свободных мощностей газотранспортных систем;
- отсутствия единых норм и технических требований к газотранспортным системам и природному газу, транспортируемому по ним;
- недостаточного уровня обеспечения взаимного обмена информацией относительно текущего и планируемого режима работы газотранспортных систем.

Устранение барьеров, связанных с недостаточным уровнем развития газотранспортных систем, влияющих на развитие общего рынка газа Союза рассматривается в подразделах 6.1.5, 6.1.6, 6.1.8 и 6.1.14 данной работы.

Барьеры, связанные с техническим регулированием, включают в себя вопросы норм и стандартов, сертификации, лицензирования видов деятельности, процессы аккредитации органов, осуществляющих их. Меры по их устранения рассматривается в подразделе 6.1.9 настоящей работы (Таблица 92).

Основными мерами обеспечивающие устранение барьера в недостатке взаимного обмена информацией относительно текущего и планируемого режима работы газотранспортных систем является создание Совета по газовой инфраструктуре Союза (подробнее см. подраздел 6.1.10) и другие меры по повышения уровня информационного обмена между государствами-членами (см. подраздел 6.1.11).

Относительно мер по повышению уровня обеспечения взаимного обмена информацией отдельно стоит отметить необходимость скоординированных действий в проведении ремонтных работ на объектах газотранспортной системы в целях оптимизации работы межгосударственных газопроводов. Выполнение данной задачи мог бы на себя взять Совет по газовой инфраструктуре Союза. На него можно возложить обязанности по разработке правил формирования и согласования графиков ремонтов элементов газотранспортных систем, влияющих на пропускную способность и надежность работы межгосударственных магистральных газопроводов, используемых при взаимной торговле газом между участниками общего рынка газа Союза. Саму процедуру формирования и согласования графиков ремонтов на постоянной основе также мог бы

осуществлять Совет по газовой инфраструктуре Союза ввиду наличия в его структуре представителей всех операторов газотранспортных систем государств-членов.

Таблица 92 – Организационные мероприятия по устранению барьеров в части технологической доступности мощностей магистральных газопроводов для обеспечения поставки газа в рамках общего рынка газа ЕАЭС

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Разработка и принятие правил формирования и согласования графиков ремонтов элементов газотранспортных систем, влияющих на пропускную способность и надежность работы межгосударственных магистральных газопроводов, используемых при взаимной торговле газом между участниками общего рынка газа Союза	01.01.2019 - 31.12.2019	Согласованные действия в осуществлении ремонтов элементов газотранспортных систем, влияющих на пропускную способность и надежность работы межгосударственных магистральных газопроводов, используемых при взаимной торговле газом между участниками общего рынка газа Союза	Совет по газовой инфраструктуре Союза
Согласование графиков ремонтов элементов газотранспортных систем, влияющих на пропускную способность и надежность работы межгосударственных магистральных газопроводов, используемых при взаимной торговле газом между участниками общего рынка газа Союза	Согласно правилам формирования и согласования графиков ремонтов элементов газотранспортных систем	оптимизированная работа межгосударственных газопроводов в результате скоординированных действий по ремонту элементов газотранспортных систем	Совет по газовой инфраструктуре Союза

Источник – Аналитический центр

Правила формирования и согласования графиков ремонтов должны содержать:

- порядок и сроки согласования графиков ремонтов;
- набор критериев, определяющих влияние ремонтных работ на газотранспортных системах, влияющих на пропускную способность и надежность работы межгосударственных магистральных газопроводов;
- действия по оперативной корректировке графиков в случае аварий и внеплановых работ на газотранспортных и связанных с ними объектах.

6.1.4 Обеспечение недискриминационного и прозрачного распределения свободных мощностей газотранспортных систем государств – членов ЕАЭС между участниками общего рынка газа ЕАЭС

Порядок и условия обеспечения доступа участников общего рынка газа ЕАЭС к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа государств – членов Союза, является одним из важнейших параметров общего рынка газа, влияющих на большинство его других составляющих. Договор о ЕАЭС устанавливает, что после запуска общего рынка газа ЕАЭС они должны определяться едиными правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, для транспортировки газа, предназначенного для удовлетворения внутренних потребностей государств-членов (далее – единые правила доступа к газотранспортным системам), которые должны стать частью Договора о формировании общего рынка газа ЕАЭС. До этого момента правила доступа к газотранспортным системам для хозяйствующих субъектов государств-членов будут изменяться согласно положениям Договора о Союзе и Концепции общего рынка газа.

6.1.4.1 Распределение свободных мощностей газотранспортных систем государств – членов ЕАЭС между участниками общего рынка газа ЕАЭС до вступления в силу единых правил доступа к газотранспортным системам

Согласно договоренностям, достигнутыми государствами-членами, до 1 января 2021 г. они начинают обеспечивать доступ к своим газотранспортным системам хозяйствующим субъектам других государств-членов Союза с учетом согласованных индикативных (прогнозных) балансов газа. Создание механизмов для подготовки индикативных (прогнозных) балансов является условием обеспечения доступа предусмотренного Договором о ЕАЭС. Концепция установила крайний срок начала их использования в процессе предоставления доступа к газотранспортным системам хозяйствующим субъектам других государств – членов Союза. Сегодня данный механизм уже создан. 22 апреля 2016 г. руководителями уполномоченных министерств государств – членов Союза было подписано Соглашение о Методологии формирования индикативных

(прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов в рамках Евразийского экономического союза. Согласно документу, первые союзные балансы энергетических ресурсов будут подготовлены в октябре 2017 года.

Индикативные (прогнозные) балансы энергетических ресурсов в первую очередь являются инструментом прогнозирования и планирования. В Методологии их формирования определены единая терминология, структура баланса энергоресурса, основные подходы и механизмы формирования, особенности формирования отдельных статей балансов, а также порядок их разработки и корректировки. Балансы образуют единую систему показателей, используемую в рамках Союза и в государствах-членах, характеризующих добычу, производство, потребление, импорт, экспорт и поставки, в том числе взаимные, для удовлетворения внутренних потребностей государств-членов ЕАЭС, газа, нефти и нефтепродуктов на территориях государств-членов [129].

Также предполагается, что индикативные (прогнозные) балансы будут применяться в целях эффективного использования транспортной инфраструктуры, в результате чего управляющие инфраструктурой компании смогут планировать оптимальную загрузку мощностей и оптимизировать транспортную логистику поставок энергоресурсов по территории государств-членов. Однако с точки зрения разработчиков настоящей работы, в процессе распределения мощностей газотранспортных систем государств-членов индикативные (прогнозные) балансы газа могут играть лишь дополнительную информационную функцию. Прогнозные значения балансов носят оценочный характер и могут иметь достаточно высокую степень погрешности, в то время как процесс распределения свободных мощностей газотранспортных систем требует точного, гибкого, оперативного и прозрачного подхода.

Таким образом, представляется целесообразным, если до 1 января 2021 г. индикативные (прогнозные) балансы начнут использоваться как инструмент информационного характера в процессе пересмотра и контроля выполнения двухсторонних договоров по поставкам газа между государствами-членами. Причем учет параметров индикативных (прогнозных) балансов не должен носить обязывающих последствий в распределении свободных мощностей.

Следующим шагом в изменении условий доступа участников общего рынка газа ЕАЭС к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа государств – членов Союза является выполнение ими комплекса мер, предусмотренного п. 5 приложения № 22 к Договору. Данный комплекс мер включает в себя:

- создание системы информационного обмена на основе информации, включающей в себя сведения о внутреннем потреблении газа;
- создание механизмов для подготовки индикативных (прогнозных) балансов в соответствии с настоящим Протоколом;
- унификация норм и стандартов на газ государств-членов;

– поддержание рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств-членов.

Все эти меры, согласно Концепции, должны быть реализованы не позднее 31 декабря 2023 г. С подробным описанием каждой из них можно ознакомиться в соответствующем разделе данной работы. Здесь лишь отметим, что наиболее проблемным из их этих пунктов, с точки зрения согласования сторон, представляется последний – поддержание рыночных цен, обеспечивающих коммерческую рентабельность продажи газа на территориях государств-членов. Завершение выполнения всего этого комплекса мер государствами-членами должно быть оформлено соответствующим протоколом. После этого правила доступа участников общего рынка газа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа государств-членов Союза должны осуществляться в соответствии с п. 7 приложения № 22 к Договору. Он устанавливает, что государства-члены в пределах имеющихся технических возможностей, свободных мощностей газотранспортных систем, с учетом согласованного индикативного (прогнозного) баланса газа Союза и на основании гражданско-правовых договоров хозяйствующих субъектов обеспечивают доступ хозяйствующих субъектов других государств-членов к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, для транспортировки газа, предназначенного для удовлетворения внутренних потребностей государств-членов, по следующим правилам:

– хозяйствующим субъектам государств-членов предоставляется доступ к газотранспортной системе другого государства-члена на равных условиях, включая тарифы, с производителями газа, не являющимися собственниками газотранспортной системы государства-члена, по территории которого осуществляется транспортировка;
– объемы, цены и тарифы на транспортировку газа, а также коммерческие и иные условия транспортировки газа по газотранспортным системам определяются гражданско-правовыми договорами между хозяйствующими субъектами государств-членов в соответствии с законодательством государств-членов;
– государства-члены содействуют надлежащему выполнению действующих договоров на транспортировку газа по магистральным газопроводам между хозяйствующими субъектами, осуществляющими деятельность на территории их государств.

Наиболее важным изменением в условиях предоставления доступа к газотранспортным системам государств-членов является первое из данных правил. Ожидается, что данное условие также перейдет в единые правила доступа к газотранспортным системам. Вероятно, что оно потребует от государств-членов привести свое законодательство в соответствие с новыми требованиями доступа к газотранспортным системам, расположенным на их территориях. План

мероприятий гармонизации законодательной и нормативной правовой базы государств – членов ЕАЭС в этом вопросе приведен в части 10 настоящей работы.

Стоит отметить, что выполнение п. 7 приложения № 22 к Договору о ЕАЭС возможно лишь при условии четкого понимания всех сторон терминов, используемых в нем, а также их фиксации в акте Комиссии. Однако определение термина «свободные мощности газотранспортной системы» в Концепции общего рынка газа Союза фактически сформулировано* с отсылкой к единым правилам доступа к газотранспортным системам, которые вступят в силу лишь вместе с Договором об общем рынке газа Союза. Это обстоятельство может затруднить выполнение данного пункта.

Для решения этой проблемы в рамках данной работы термин «свободные мощности газотранспортной системы» предлагается включить в Программу уже в том виде, в котором он впоследствии перейдет в единые правила доступа к газотранспортным системам.

Альтернативным вариантом решения проблемы развернутого и прозрачного определения термина «свободные мощности газотранспортной системы» является закрепление их правового статуса сразу после согласования единых правил доступа к газотранспортным системам.

Определение данного термина предлагается сформулировать в следующем виде:

«свободные мощности газотранспортной системы» – технические мощности газотранспортной системы за вычетом объемов транспортировки газа, поставка которых осуществляется по действующим в данный период времени договорам, эксплуатационного резерва мощностей, а также мощностей, которые необходимы для поставок газа, предусмотренных законодательными актами государства-члена и (или) необходимых для предотвращения угрозы его экономический или энергетической безопасности.

Дополнительно к нему предлагается определить понятие технических мощностей газотранспортной системы:

«технические мощности газотранспортной системы» – технически возможная мощность системы по приему и транспортировке газа с учетом ограничений на период времени по ее обслуживанию и модернизации.

Данное определение свободных мощностей газотранспортной системы основывается на постановлении Правительства РФ от 14 июля 1997 г. N 858 (ред. от 19 июня 2014 г.) «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром»«. Исключение из понятия свободных технических мощностей газотранспортной системы ее мощностей, необходимых для поставок газа, «предусмотренных

* технологически возможные свободные мощности магистральных газопроводов государств – членов, определяемые в соответствии с едиными правилами доступа к газотранспортным системам

законодательными актами государства-члена и (или) необходимых для предотвращения угрозы его экономический или энергетической безопасности» в определенной степени может ограничить возможности развития конкуренции на общем рынке газа, однако это дополнение может послужить гарантией возможностей исполнения договоренностей, закрепленных в Договоре о ЕАЭС и Концепции, касающихся первоочередного обеспечения внутренних потребностей в газе государств-членов, а также прав любого государства-члена ЕАЭС принимать любые регуляторные меры на своем внутреннем рынке газа в случае угрозы экономической или энергетической безопасности.

Отметим, что для выполнения некоторых мероприятий Договора о ЕАЭС и Концепции действующих норм относительно правил доступа к газотранспортным системам на уровне ЕАЭС в период до 2025 года может оказаться недостаточно. Так, например, для обеспечения недискриминационного доступа всех участников общего рынка газа Союза к биржевым торгам газа на товарных биржах государств-членов этот вопрос принципиален. Его решение можно осуществить путем создания предварительных правил доступа к газотранспортным системам государств-членов, которые будут действовать до вступления в силу Договора о создании общего рынка газа Союза. Анализ целесообразности их создания, их подготовку и согласование целесообразно осуществлять в рамках работы, связанной с подготовкой и согласованием Единых правил доступа к газотранспортным системам. Анализ целесообразности их разработки и введения должен опираться на фактические результаты выполнения мероприятий Программы, готовностью государств-членов к их введению и заинтересованностью в них участников общего рынка газа. Вступление в силу предварительных правил доступа к газотранспортным системам государств-членов в случае признания их введения целесообразным необходимо осуществить к первому этапу формирования общего рынка в рамках приятия решения Высшего Евразийского экономического совета о переходе к нему.

6.1.4.2 Разработка, согласование и содержание единых правил доступа к газотранспортным системам

Согласно положениям Договора о Союзе и Концепции общего рынка газа, государства-члены Союза до 1 января 2020 года должны разработать и согласовывать единые правила доступа к газотранспортным системам. После вступления в силу договора о формировании общего рынка газа правила доступа к газотранспортным системам государств – членов Союза будут определяться на основе его положений, которые обеспечат условия недискриминационного и прозрачного распределения между участниками общего рынка газа свободных мощностей газотранспортных систем государств-членов, используемого в рамках общего рынка газа Союза.

В целях обеспечения прозрачности и эффективности распределения свободных мощностей газотранспортных систем участники общего рынка газа Союза должны быть обеспечены доступом к данным системы информационного обмена Союза после ее создания. Для этого в будущем может быть разработана электронная платформа (площадка) для бронирования мощностей. Также в мониторинге и планировании распределения мощностей будет целесообразно продолжить использовать индикативные (прогнозные) балансы газа Союза.

В рамках формирования Программы разработчики считают целесообразным закрепить в ней примерную структуру содержания единых правилах доступа к газотранспортным системам в следующем виде:

- типовую форму заявки на использование системы магистральных газопроводов, которая должна содержать сведения об источниках происхождения газа, сведения о соответствии газа техническим стандартам, целях его использования (собственное потребление/перепродажа), покупателе и продавце газа и другую информацию, относящуюся к транспортируемому газу;
- порядок и сроки подачи заявок на транспортировку природного газа, удовлетворяющие условиям единых правил доступа к газотранспортным системам;
- порядок распределения свободных мощностей газотранспортной системы государства-члена в случае отсутствия их необходимого объема для удовлетворения всех рассматриваемых заявок;
- условия, при которых операторы газотранспортных систем вправе отказать в доступе к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, хозяйствующим субъектам государств-членов;
- полномочия и обязанности Евразийской экономической комиссии в различных вопросах доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов;
- порядок и условия обращения в Евразийскую комиссию по вопросам доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов.

Особое внимание в будущем следует уделить порядку, сроку подачи и содержанию заявки на использование участником общего рынка газа системы магистральных газопроводов государств-членов. Так, например, необходимо определить от чьего имени должна подаваться заявка: продавца газа, его покупателя или совместная заявка. Также необходимо определить необходимость наличия у заявителя заключенного контракта на поставку газа для подачи заявки. Обязательным приложением к заявке должны быть документы, подтверждающие соответствие газа требованиям технического регламента, устанавливающего требования к газу горючего природному, подготовленному к транспортированию и использованию. Единые правила доступа

должны предусматривать и описывать формальные критерии идентификации случаев, при которых операторы газотранспортных систем вправе отказать в доступе к газотранспортным системам, хозяйствующим субъектам государств-членов.

Отдельно стоит проработать вопрос о механизме предоставления заявителем достоверных сведений об источниках происхождения газа, покупателе и продавце газа, а также целях его использования. В первую очередь это необходимо для исключения возможности хозяйствующих субъектов одних государств-членов использования преимуществ общего рынка газа Союза для приобретения газа у хозяйствующих субъектов других государств-членов с целью его перепродажи в третьи страны.

Механизм распределения свободных мощностей должен стать основным элементом единых правил доступа к газотранспортным системам. На сегодняшний день в мировой практике на национальном уровне и в рамках межгосударственной торговли природным газом в рамках интеграционных объединений существует довольно большое число вариантов его организации. Механизмы распределения свободных мощностей газотранспортных систем могут отличаться в зависимости от сроков их резервирования (кратко-, средне- и долгосрочные), от типов свободных мощностей (гарантированные/прерываемые, односторонние/реверсные и т.д.) и от особенностей использования мощностей (например, резерв мощностей для целей биржевой торговли в рамках общего рынка газа).

Объемы, цены и тарифы на транспортировку газа, а также коммерческие и иные условия транспортировки газа по газотранспортным системам определяются гражданско-правовыми договорами между хозяйствующими субъектами государств-членов в соответствии с законодательством государств-членов, основывающемся сегодня на тарифном регулировании. Однако важно чтобы в будущем государства-члены обеспечивали все необходимые условия для прозрачности процесса формирования тарифов и стремились к единым принципам тарифообразования в сфере транспортировки газа, что могло бы поспособствовать развитию общего рынка газа. Сближение принципов тарифообразования может формироваться в рамках существующих сегодня механизмов, основанных на стоимости эксплуатационных и инвестиционных издержек, а также нормы прибыли владельца и оператора газотранспортной системы. В случае формирования благоприятных условий для развития свободной конкуренции на общем рынке газа в будущем может начать применяться и аукционный принцип тарифообразования, набирающий все большую популярность на наиболее развитых рынках газа зарубежных стран, например в странах ЕС, но который, однако, также не лишен недостатков.

Порядок распределения свободных мощностей газотранспортной системы государства-члена в случае отсутствия их необходимого объема для удовлетворения всех рассматриваемых заявок нуждается в особой проработке для их включения в единые правила доступа к

газотранспортным системам. Распределение свободных мощностей в условиях их дефицита может быть организованно по принципу «первый подал заявку – первый забронировал», с учетом различных приоритетов, определяемых сроками бронирования мощностей и их объемами, пропорционально объемам по всем поданным заявкам, на аукционном принципе или с использованием иных механизмов.

К обеспечению работы механизма распределения свободных мощностей представляется целесообразным привлечь Совет по газовой инфраструктуре Союза, о котором более подробно рассказывается в подразделе 6.1.10 настоящей работы. Этот орган может выполнять функции по координации деятельности распределения свободных мощностей, осуществлять информационного поддержку как газотранспортных операторов государств-членов, так и других участников общего рынка газа, а также проводить скоординированные действия по развитию газотранспортных систем, способствующих работе общего рынка газа, что должно иметь тесную взаимосвязь с механизмами управления дефицита их свободных мощностей (подробнее смотреть в подразделе 6.1.6).

Также единые правила доступа должны определить функции, полномочия и обязанности Евразийской экономической комиссии и органов государств – членов, в различных вопросах доступа к газотранспортным системам, включая надзор и контроль за соблюдением положений единых правил доступа к газотранспортным системам.

Стоит отметить, что еще до вступления Единых правил доступа в силу от государств-членов вероятно потребуется окончательно привести свое законодательство в соответствие с их требованиями. Осуществить это необходимо до окончания мероприятий настоящей Программы – до 2024 года. Основные направления гармонизации: предоставление равного доступа участников общего рынка газа к газотранспортным системам и исключение дискриминационных мер в части тарифообразования на эти услуги для различных участников общего рынка (Таблица 93).

Таблица 93 – Организационные мероприятия для обеспечения недискриминационного и прозрачного распределения свободных мощностей газотранспортных систем государств-членов ЕАЭС между участниками общего рынка газа ЕАЭС

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Разработка и согласование единых правил доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, а также рассмотрение целесообразности введения предварительных правил доступа	01.01.2018 - 31.12.2019	Единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов	ЕЭК, государства-члены, Совет по газовой инфраструктуре Союза, Совет по рынку газа Союза
Унификация национальных нормативно-правовых актов с едиными правилами доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, а также положений Договора о ЕАЭС и предварительных правил доступа (в случае их принятия), включая: – Закон Республики Армения от 21 марта 2001 г. №ЗР-148 «Об энергетике»; – Постановление комиссии по регулированию общественных услуг Республики Армения от 10 марта 2006 г. № 30 «Об установлении тарифов на транспортировку природного газа»; – Закон Республики Беларусь от 9.01.2002 № 87-З «О магистральном трубопроводном транспорте»; – Инструкция о порядке установления и применения регулируемых цен (тарифов) (утв. Постановлением Министерства Экономики Республики Беларусь от 22 июля 2011 г. № 111); – Закон Республики Казахстан от 22.06.2012 №20-V ЗРК «О магистральном трубопроводе»;	01.01.2020 - 31.12.2023	Обеспечение доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов в соответствии с едиными правила доступа к газотранспортным системам, которые содержаться в Договоре об общем рынке газа	государства-члены

Продолжение таблицы 93

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
– Правила ценообразования на регулируемых рынках, утверждения и корректировки инвестиционной программы (проекта) субъекта регулируемого рынка (утв. приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 29 декабря 2014 года № 174); – Закон Кыргызской Республики от 8 августа 2011 г. № 149 «О естественных монополиях в Кыргызской Республике»; – Положение о порядке определения цен (тарифов) на товары (работы, услуги) хозяйствующих субъектов, регулируемых государством (утв. постановлением Правительства Кыргызской Республики от 18 февраля 2013 года № 83); – Федеральный закон от 31 марта 1999 г. N 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»; – Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации».			

Источник – Аналитический центр

6.1.5 Обеспечение сбалансированности развития магистрального трубопроводного транспорта газа для функционирования общего рынка газа ЕАЭС, в том числе путем осуществления совместного кратко – и среднесрочного прогнозирования внутреннего спроса и предложения газа и основных производственных показателей газовой отрасли государств – членов ЕАЭС

В условиях дефицита мощностей газотранспортных систем на краткосрочную и среднесрочную перспективу целесообразно прорабатывать возможные механизмы

сбалансированного развития газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, которые представляют взаимный интерес. Для обеспечения сбалансированности развития магистрального трубопроводного транспорта газа для функционирования общего рынка газа ЕАЭС можно использовать следующие механизмы:

– осуществление совместного кратко – и среднесрочного прогнозирования внутреннего спроса и предложения газа и основных производственных показателей газовой отрасли государств – членов ЕАЭС. Основа – формирование индикативных (прогнозных) балансов газа (будет подробно рассмотрено далее в данном разделе);

– обеспечение согласования мероприятий программно-стратегических документов государств – членов ЕАЭС в газовой сфере, влияющих на формирование общего рынка газа Союза (будет подробно рассмотрено далее в данном разделе);

– использование для развития мощностей магистральных газопроводов механизма долгосрочных заявок со стороны поставщиков газа и потребителей газа (более подробно – подраздел 6.1.6);

– проведение анализа возможности и целесообразности реализации крупных инфраструктурных проектов, определенных в газовой сфере ЕАЭС; дальнейшая разработка механизмов реализации крупных инфраструктурных проектов в газовой сфере в рамках общего рынка газа ЕАЭС (более подробно – подраздел 6.1.8), включая реализацию следующих мероприятий:

1) создание перечня перспективных инвестиционных проектов по развитию газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, которые представляют взаимный интерес;

2) формирование скоординированного плана действий по реконструкции, техническому перевооружению, расширению и строительству новых мощностей газотранспортных систем на основе перечня перспективных инвестиционных проектов;

3) консультативная и информационная поддержка участников проектов развития мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов.

6.1.5.1 Осуществление совместного кратко – и среднесрочного прогнозирования внутреннего спроса и предложения газа и основных производственных показателей газовой отрасли государств – членов ЕАЭС

Для осуществления совместного кратко – и среднесрочного прогнозирования в рамках функционирования Союза предусмотрен важный инструмент – формирование индикативных (прогнозных) балансов газа.

По состоянию на сентябрь 2016 года опубликован проект Соглашения о методологии формирования индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов в рамках ЕАЭС (было разработано два проекта, закрепленных решениями Коллегии Евразийской экономической комиссии от 31 марта 2015 г. №22 и от 14 октября 2015 г. №65).

Предполагается, что индикативный (прогнозный) баланс газа Союза будет формироваться на основании индикативного (прогнозного) баланса газа государств-членов в отношении газа на таможенной территории Союза. При этом под «газом» в проекте методологии понимается природный газ и попутный нефтяной газ, а также газ, полученный в результате стабилизации и деэтанизации газового конденсата.

Индикативный баланс государства-члена предполагает учет газа на территории данного государств, в соответствии с проектом методологии включает систему показателей, характеризующих производство, потребление, прочие поступления и потери, импорт и экспорт газа.

В индикативных балансах государств-членов торговля газом *между государствами – членами Союза* определяется как импорт или экспорт (количество газа, ввозимого (вывозимого) на (с) территорию государства-члена, в результате чего количество газа на территории государства-члена увеличивается (уменьшается)). При этом в балансе предусмотрено дробление на внешнюю торговлю газом между государствами-членами и на внешнюю торговля газом с третьими государствами. Также в отдельности происходит учет операций по поставкам только трубопроводного газа. В индикативном балансе газа Союза под импортом и экспортом понимаются те операции, которые учитывают ввоз или вывоз газа из таможенной территории Союза.

Показатели, приведенные в индикативных балансах газа государств-членов и индикативном балансе газа Союза, являются достаточно детализированными, учитывают внутренний спрос и предложение газа, что позволит в первом приближении оценить необходимость в дальнейшем развитии магистрального трубопроводного транспорта газа.

При этом индикативные (прогнозные) балансы газа Союза формируются на 5 лет (предшествующий период, текущий год и три года вперед), что позволит формировать совместный кратко – и среднесрочный прогноз внутреннего спроса и предложения газа.

Подготовка индикативных (прогнозных) балансов газа государств-членов и Союза в целом позволит учесть спрос и предложение газа при сборе информации о фактической и прогнозной загрузке существующих газотранспортных мощностей, а также позволит выявить объем неудовлетворенного спроса на транспортировку газа ввиду недостатка газотранспортных мощностей.

6.1.5.2 Обеспечение согласования мероприятий программно-стратегических документов государств – членов ЕАЭС в газовой сфере, влияющих на формирование общего рынка газа Союза

В большинстве государств – членов Союза на государственном уровне формируются долгосрочные программно-стратегические документы развития газовой отрасли (за исключением Республики Армения и Республики Кыргызстан), которые включают в себя долгосрочные планы по развитию магистрального трубопроводного транспорта газа (Таблица 94).

Таблица 94 – Перечень и характеристики программно-стратегических документов государств – членов ЕАЭС в газовой сфере, характеризующих развитие магистрального трубопроводного транспорта газа

Государство-член	Наименование документа	Комментарий
Республика Армения	Генеральная схема газоснабжения и газификации Республики Армения (разработана для ЗАО «Газпром Армения»)	Цель документа – модернизация газотранспортной инфраструктуры (но не ее расширение).
	Инвестиционная программа ЗАО «Газпром Армения» на 2016-2018 гг.	Планы по инвестициям в ГТС на три года вперед
Республика Беларусь	Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2030 года (Одобрена на заседании Президиума Совета Министров Республики Беларусь от 10 февраля 2015 г.)	В части газовой отрасли предусмотрено: – Обеспечение прозрачности затрат на всех стадиях производства, передачи (транспортировки), распределения и продажи природного газа. – В долгосрочной перспективе (2021-2030 гг.) ставится цель по повышению энергетической самостоятельности страны за счет развития ВИЭ и атомной энергетики.
	Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (утверждена Указом Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433)	Предусмотрены планы по сокращению потребления газа в Республике Беларусь

Продолжение таблицы 94

Государство-член	Наименование документа	Комментарий
	Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь на 2011-2015 гг. и на период до 2020 г. (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 г. №1180)	Предусмотрено: – План по сокращению доли природного газа в потреблении котельно-печного топлива (сокращение с 83% в 2010 году до 55% в 2020 году). – План по развитию газотранспортной инфраструктуры, включая строительство газопроводов в районах Гомельской, Могилевской и Брестской областей, планы по расширению мощностей Прибугского и Мозырского ПХГ.
Республика Казахстан	Стратегия развития Республики Казахстан до 2050 года	В части раздела «Энергетика»: развитие производства альтернативных и возобновляемых видов энергии. К 2050 году их доля в энергопотреблении должна составить не менее половины от всего совокупного энергопотребления
	Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года (Постановление Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года №1275)	Предусмотрено развитие ГТС во всех регионах страны (но при помощи разных вариантов газификации).
	Генеральная схема газификации Республики Казахстан до 2030 года	Предусмотрено: – Развитие газотранспортной инфраструктуры Республики Казахстан до 2030 года в рамках двух сценариев развития (базовый и альтернативный). – Цель к 2030 году – достижение объема транспортировки товарного газа по магистральным газопроводам Республики Казахстан на уровне не менее 140 млрд. куб. м в год, в том числе транзита – не менее 120 млрд. куб. м в год; – Завершение строительства газопроводов в западных регионах страны, строительство новых газопроводов в южных и восточных регионах страны, развитие поставок СПГ в северных регионах страны (в базовом варианте).

Продолжение таблицы 94

Государство-член	Наименование документа	Комментарий
	Стратегический план Министерства энергетики Республики Казахстан на 2014 – 2018 годы (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 28 октября 2014 года № 79)	Предусмотрено: – Развитие газотранспортной инфраструктуры Республики Казахстан, включая строительство газопровода «Бейнеу – Бозой – Шымкент», третьей нитки газопровода «Казахстан – Китай» и др.
Республика Кыргызстан	Генеральная схема газоснабжения и газификации Кыргызстана на период до 2030 года (научно-исследовательская работа, проведенная по заказу ОсОО «Газпром Кыргызстан»)	Предусмотрено: – Газификация населенных пунктов (плановый показатель по уровню газификации Республики Кыргызстан к 2030 году составляет 60%). – Модернизация магистрального газопровода Бухарский газоносный район – Ташкент-Бишкек-Алма-Аты (МГ БГР-ТБА), строительство магистрального газопровода «Север-Юг»; – Развитие инфраструктуры по распределению газа.
Российская Федерация	Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года (Минэнерго России)	– Отмечены приоритетные направления развития ГТС России на период до 2035 года.
	Проект Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2035 года (Минэнерго России)	– Предусмотрен детализированный план развития ГТС России на период до 2035 года с учетом запланированных объемов добычи газа.
	Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» (постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321)	В газовой отрасли в частности предусмотрены следующие мероприятия: – реализация проектов по реконструкции существующих и строительству новых мощностей транспортировки газа; – расширение действующих и строительство новых подземных хранилищ газа.
	План деятельности Минэнерго России на период 2016-2021 гг. (приказ Минэнерго России от 26 мая 2016 г. №450)	В рамках данного Плана предусмотрена корректировка Генеральной схемы развития газовой отрасли с ее последующим утверждением в IV квартале 2016 года.

Источник – Аналитический центр на основе стратегических документов [130] - [143]

Согласование мероприятий по развитию газотранспортной инфраструктуры, которые могут повлиять на формирование общего рынка газа Союза, может стать важным элементом обеспечения сбалансированности развития магистрального трубопроводного транспорта газа для функционирования общего рынка газа ЕАЭС в долгосрочном периоде (Таблица 95).

Таблица 95 – Мероприятия по обеспечению сбалансированности развития магистрального трубопроводного транспорта газа для функционирования общего рынка газа ЕАЭС

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Подготовка и согласование индикативных (прогнозных) балансов газа государств-членов	Ежегодно	Подготовлены индикативные (прогнозные) балансы газа государств-членов	Уполномоченные органы государств-членов
Подготовка и согласование индикативных (прогнозных) балансов газа Союза	Ежегодно	Подготовлен индикативный (прогнозный) баланс газа Союза	Уполномоченные органы государств-членов, ЕЭК
Разработка рекомендаций по согласованию мероприятий по развитию газотранспортной инфраструктуры, влияющих на формирование общего рынка газа Союза, заложенных в программно-стратегические документы государств – членов Союза	01.01.2018-01.01.2019	Разработаны рекомендации по согласованию мероприятий по развитию газотранспортной инфраструктуры, заложенных в программно-стратегические документы государств – членов Союза	ЕЭК, уполномоченные органы государств-членов
Подготовка и утверждение ЕЭК регламента предоставления Советом по газовой инфраструктуре Союза информации о планах развития газотранспортных систем	01.10.2018-01.01.2019	Регламент предоставления Советом по газовой инфраструктуре Союза информации о планах развития газотранспортных систем	ЕЭК

Продолжение таблицы 95

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Подготовка и утверждение уполномоченными органами и инфраструктурными организациями соответствующих государств-членов регламента обмена информацией о планах развития газотранспортных систем	01.10.2018-01.01.2019	Национальные регламенты обмена информацией о планах развития газотранспортных систем между инфраструктурными организациями и уполномоченными органами государств-членов	Государства-члены
Подготовка нормативно-правовой и технической документации, описывающей систему обмена информацией об инфраструктурных ограничениях	01.04.2019-01.07.2019	Нормативно-правовая и техническая документация, описывающая систему обмена информацией об инфраструктурных ограничениях	Совет по газовой инфраструктуре Союза
Подготовка и утверждение порядка предоставления (раскрытия) данных для системы обмена информацией об инфраструктурных ограничениях	01.04.2019-01.07.2019	Порядок предоставления (раскрытия) данных для системы обмена информацией об инфраструктурных ограничениях	Совет по рынку газа Союза
Разработка проектов изменений в нормативно-правовую базу государств-членов и ЕАЭС в части предоставления (раскрытия) данных для целей системы обмена информацией об инфраструктурных ограничениях и обеспечения ее функционирования (при необходимости)	01.07.2019-01.10.2019	Проекты изменений в нормативно-правовую базу государств-членов и ЕАЭС в части предоставления (раскрытия) данных для целей системы обмена информацией об инфраструктурных ограничениях и обеспечения ее функционирования	Совет по рынку газа Союза, Совет по газовой инфраструктуре Союза
Подготовка отчета об инфраструктурных ограничениях и согласованных предложениях по их преодолению	IV кв. 2019 г. (далее – раз в три года)	Отчет об инфраструктурных ограничениях и согласованных предложениях по их преодолению	Совет по рынку газа Союза

Источник – Аналитический центр

6.1.6 Развитие мощностей магистральных газопроводов через механизмы долгосрочных заявок со стороны поставщиков газа и потребителей газа

Дефицит мощностей газотранспортных систем, влияющих на развитие общего рынка газа ЕАЭС, является значимым барьером на пути интеграции государств-членов в газовой отрасли. Для его эффективного устранения необходимо создать целую систему финансовых и организационных механизмов, благодаря которым можно осуществить расширение действующих или строительство новых газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, которые представляют взаимный интерес. Все функции по этой работе мог бы выполнять Совет по газовой инфраструктуре Союза, куда вошли бы представители всех операторов газотранспортных систем, действующих на территории ЕАЭС (более подробно про Совет по газовой инфраструктуре Союза см. в подразделе 6.1.10). В целях выполнения предусмотренных Концепцией задач в срок до 1 января 2020 года Совет по газовой инфраструктуре Союза мог бы взять на себя выполнение следующих функций:

– создание перечня перспективных инвестиционных проектов по развитию газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, которые представляют взаимный интерес;

– формирование скоординированного плана действий по реконструкции, техническому перевооружению, расширению и строительству новых мощностей газотранспортных систем на основе перечня перспективных инвестиционных проектов;

– консультативная и информационная поддержка участников проектов развития мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов.

В подразделе 6.1.5 настоящей работы уже отмечалось, что для развития магистрального трубопроводного транспорта газа в целях функционирования общего рынка газа ЕАЭС можно использовать данные о фактической и прогнозной загрузке существующих газотранспортных мощностей и об объеме неудовлетворенных заявок на транспортировку газа по различным маршрутам ввиду недостатка газотранспортных мощностей, стратегические прогнозы государств-членов по развитию газотранспортных систем, расположенных на территории государств-членов и индикативные (прогнозные) балансы газа Союза.

Однако основой для формирования такого перечня перспективных инвестиционных проектов должен стать инструмент, который был бы в более явном виде связан с потребностями, ожиданиями и возможностями участников общего рынка газа. Таким инструментом может стать механизм долгосрочных заявок на транспортировку газа, предполагающий строительство новых или расширение действующих мощностей газотранспортных систем.

Одним из вариантов механизма долгосрочных заявок на строительство новых или расширение существующих мощностей газотранспортных систем является процедура открытой подписки. Суть данного механизма заключается в следующем. Газотранспортная компания объявляет о своих планах по строительству новых или расширению существующих газотранспортных мощностей и на определенный период времени начинает прем заявок на их использование. В числе данных, публикуемых о потенциальном проекте, газотранспортная компания указывает пункты приема и сдачи планируемого участка газопровода, а также механизм тарифообразования для данного маршрута и ориентировочный размер базового тарифа.

В мировой практике существует довольно большое число вариантов тарифообразования по услуги по транспортировке газа. Порядок формирования тарифов можно разделить на два этапа: определение необходимого уровня доходов поставщика услуг и распределение их по всем потребителям. Методика определения размера необходимой выручки поставщика услуг по транспортировке отличается от страны к стране. В ее основе может лежать принцип строгого ограничения выручки, необходимой для покрытия инвестиционных затрат, стоимости финансирования, эксплуатации и технического обслуживания трубопровода, а также чистой прибыли поставщика услуг. Альтернативная методика – принцип поощрения, или установки максимального тарифа или доходов, при которых поставщик услуг может получить дополнительные доходы в результате мероприятий по энергосбережению и оптимизации своей деятельности. В некоторых странах эти два подхода используются одновременно на различных газопроводах как, например.

Практика расчета составляющих размера необходимой выручки, на которые влияют порядок и методики определения регулируемой стоимости основных фондов, эксплуатационных расходов, прибыли на вложенный капитал, довольно разнообразна. Так, например, стоимость основных фондов может оцениваться на основе суммарного объема произведенных инвестиций, балансовой стоимости системы, восстановительной стоимости системы, восстановительной стоимости с учетом амортизации за условный период или стоимости системы, оцененной при приватизации или иной реализации.

Распределение допустимых доходов по потребителям услуг осуществляется на основе удельных тарифов, рассчитываемых как отношение необходимой прибыли к объему оказанных услуг. Они могут разделяться на тарифы по транспортировке газа и на тарифы по резервированию мощностей. Секретариат Энергетической Хартии в своем докладе 2012 года выделяет четыре вида методики расчета тарифа, которые в настоящее время применяются для распределения общих затрат (Таблица 96). [144]

Таблица 96 – Виды тарифов на транспортировку газа

Тариф	Описание
«Почтовые» тарифы	Предполагают использование единой фиксированной платы за транспортировку любого объема газа в пределах района, в котором действует тариф. Такой метод получил широкое распространение в тарификации простых и небольших систем ввиду того, что такие тарифы просты в расчете, прозрачны и легко применяются новыми участниками рынка. Но в больших и сложных системах проявляется ряд недостатков этого подхода. В таких случаях тарифы могут быть дискриминационными по отношению к потребителям, так как для обслуживания каждого из них требуется различный объем инвестиций. Также такие тарифы не учитывают избыток или перегрузки мощностей на различных участках системы.
«Дистанционные» тарифы	Основываются на размере оплаты, зависящем от расстояния между точками входа и выхода из системы. Как правило, они рассчитываются как некоторая сумма за единицу резервируемых мощностей независимо от факта их использования. Но они могут сочетаться с платой за объем поставок для отражения переменных затрат. Такая методика определения тарифов довольно часто применяется для транзитных поставок. Достоинства данной методики состоят в том, что расчет тарифов по ней прост и отражает произведенные затраты в случае поставок газа в одном направлении. Но в разветвленных системах газопроводов между пунктами приема и сдачи эти достоинства исчезают.
Тарифы «от пункта до пункта»	Применяются в отношении каждой пары пунктов приема и сдачи в рамках системы. Преимуществом для оператора является то, что такой вид тарифов дает общую картину заявок на потоки и требуемых мощностей для их выполнения, но зачастую эта система является непрозрачной. Такой подход позволяет четко отражать фактические затраты, но при наличии значительного числа пунктов приема и сдачи этот эффект слабеет.
Тарифы «вход/выход»	Предполагают отдельную плату за резервирование мощностей для каждого пункта приема и сдачи. Сегодня тарифы «вход/выход» официально приняты за основу новой системы тарифообразования в ЕС, применяются в Норвегии, Турции. Такой вид тарифов целесообразно использовать для разветвленных систем трубопроводов в условиях высокой ликвидности рынка газа. С точки зрения планирования данный метод довольно сложен и требует детального физического и финансового моделирования проходящих по системе потоков.

Источник – Секретариат Энергетической Хартии

Вид используемого тарифа в реализации проектов по строительству или расширению газотранспортных мощностей между государствами-членами может быть комбинированным и меняться в зависимости от конкретного проекта.

Важно отметить, что для создания благоприятных условий функционирования механизма долгосрочных заявок с точки зрения газотранспортных операторов и потенциальных инвесторов, способных впоследствии обеспечить финансирование инфраструктурных проектов в сфере транспортировки газа, он в обязательном порядке должен предусматривать гарантии использования новых мощностей газотранспортных систем. Такие требования могут быть обеспечены финансовыми гарантиями, контрактами на покупку газа, лицензиями на его добычу.

На основе заранее определенных критериев может происходить отбор перспективных проектов на основе их предварительной оценки, опирающейся на экономическую составляющую проекта и экологическую приемлемость проектов.

Экономическая составляющая проекта подразумевает наличие источников финансирования проектов, оценка рисков, расчет сроков окупаемости. Привлечение финансирования может быть организовано за счет:

- заемных средств, в том числе специальных
- механизмов долевого участия в проекте заявителей на поставку газа,
- подписание с заявителями соглашения об авансовом бронировании мощностей
- за счет собственных средств операторов (владельцев) газотранспортных систем, включая их дополнительные доходы от аукционов в случае их использования в условиях дефицита мощностей.

Повышенное внимание в отборе проектов следует уделять рискам, связанным с его реализацией, а именно:

- экономические риски (рыночные, ценовые, валютные, процентные, операционные, инфляционные, риск ликвидности и др.);
- экологические риски (риски, связанные с вероятностью нанесения ущерба окружающей среде);
- политические риски (риски, обусловленные изменением политической обстановки);
- социальные риски (риски, связанные с социальными кризисами);
- риски, связанные с чрезвычайными ситуациями техногенного или природного характера.

После создания перечня перспективных инвестиционных проектов и их всесторонней оценки Совет по газовой инфраструктуре Союза должен заняться формированием скоординированного плана действий по реконструкции, техническому перевооружению, расширению и строительству новых мощностей газотранспортных систем.

Совет по газовой инфраструктуре Союза мог бы обеспечивать консультативную и информационную поддержку участников проектов по развитию мощностей газотранспортных систем, а также заявителей на транспортировку газа (Таблица 97).

Таблица 97 – Организационные мероприятия по развитию мощностей магистральных газопроводов через механизмы долгосрочных заявок со стороны поставщиков газа и потребителей газа

Мероприятие	Сроки	Результат	Ответственные стороны
Запуск механизма долгосрочных заявок на мощности	До 01.01.2020	Выявление и реализация проектов по развитию мощностей газотранспортных систем, расположенных на территориях государств-членов, которые представляют совместный интерес	Совет по газовой инфраструктуре Союза

Источник – Аналитический центр