

Доставка газа на рынок

**Тарифы на услуги по транзиту и
транспортировке газа в странах
Договора к Энергетической Хартии:**

**Вопросы законодательства и
методики расчёта тарифов**

Секретариат Энергетической Хартии **2012**



Доставка газа на рынок

**Тарифы на услуги по транзиту и
транспортировке газа в странах
Договора к Энергетической Хартии:**

**Вопросы законодательства и
методики расчёта тарифов**



Информация, содержащаяся в настоящей работе, получена из источников, которые считаются надёжными. Тем не менее, ни Секретариат Энергетической Хартии, ни её авторы не гарантируют точность или полноту информации, содержащейся в ней; ни Секретариат Энергетической Хартии, ни её авторы не несут ответственность за какие бы то ни было потери или ущерб, вытекающие из использования этой информации или из любых ошибок или упущений в ней. Настоящая работа публикуется при том понимании, что Секретариат Энергетической Хартии и её авторы предоставляют информацию, но не стремятся оказывать правовые или иные профессиональные услуги.

© Секретариат Энергетической Хартии, 2012 г.

Boulevard de la Woluwe, 56

B-1200 Brussels, Belgium

ISBN: 978-905948-117-6 (PDF, русский)

ISBN: 978-905948-116-9 (печатная копия, русский)

ISBN: 978-905948-114-5 (PDF, английский)

ISBN: 978-905948-115-2 (печатная копия, английский)

Воспроизведение настоящего документа разрешается, при условии указания источника, за исключением случаев, когда оговорено иное. В противном случае все права защищены.

Предисловие

Ожидается, что спрос на природный газ существенно увеличится в последующие десятилетия. Международные рынки газа будут продолжать изменяться ввиду революции сланцевого газа, растущей роли СПГ и изменения энергетической политики стран-потребителей. В любом случае, международная торговля природным газом будет расти. Крупные производители будут играть всё более важную роль и будут использовать как трубопроводы, так и СПГ для продажи природного газа на традиционных и на новых развивающихся рынках. В то же время, страны-потребители будут наращивать усилия по диверсификации своих источников и маршрутов снабжения. Параллельно с этим, новые поставщики будут стремиться продавать природный газ на более благоприятных условиях на мировом рынке. Такие новые поставщики часто не имеют выхода к морю, что приводит к необходимости адекватной трансграничной и транзитной инфраструктуры.

Договор к Энергетической Хартии от 1994 года, который сегодня действует в сорока шести странах Евразии и в Европейском Союзе в целом, содержит сильные положения, направленные на содействие транзиту и трансграничной инфраструктуре для транспортировки энергоносителей. Форум Энергетической Хартии использовался для обсуждения общих принципов для транзита и трансграничной транспортировки энергоносителей, включая правила доступа, тарифы, механизмы управления дефицитом мощностей и механизмы реагирования на чрезвычайные ситуации. Включение таких принципов в имеющий юридическую силу Протокол по-прежнему является привлекательным вариантом для членов Договора к Энергетической Хартии.

Основное внимание в настоящем исследовании уделяется тарифам за транзит и транспортировку природного газа, как одному из важнейших аспектов в связи с развитием взаимовыгодного сотрудничества и открытых рынков. Проведен анализ лежащих в основе методик и тарифных принципов, используемых в странах-членах Договора к Энергетической Хартии, с особым вниманием к последним событиям в Европе, черноморском регионе и Центральной Азии.

Для настоящего исследования был существенно пересмотрен доклад 2006 года "Тарифы на услуги по транзиту и транспортировке газа", с использованием информации, предоставленной правительствами и имеющейся в открытых источниках. Это исследование было подготовлено Флорианом Энке в Директорате по торговле и транзиту, который возглавляет Стейван Дефилла.

Настоящее исследование публикуется с моей санкции как Генерального Секретаря и без ущерба для позиций Договаривающихся сторон либо их прав или обязательств по Договору к Энергетической Хартии или Соглашениям ВТО. Ссылки на законодательство ЕС и национальные законодательства носят иллюстративный характер и не могут иметь правового значения.

Урбан Руснак
Генеральный Секретарь
Брюссель, 5 октября 2012 г.

Содержание

Предисловие	3
ГЛАВА 1: Краткое содержание.....	6
ГЛАВА 2: Структура	8
ГЛАВА 3: Торговые и транзитные потоки, инфраструктура	12
3.1 Объёмы транзита	12
3.2 Виды транзитных систем.....	13
3.3 Форма собственности	14
3.4 Экономика трубопроводного транспорта.....	16
ГЛАВА 4: Нормативная база	17
4.1 Роль регулирующих органов	17
4.2 Доступ третьих сторон.....	18
4.3 Разделение функций	20
4.4 Правовое регулирование режима транзита	21
4.5 Межправительственные соглашения	25
ГЛАВА 5: Тарифы, сборы и иные платежи.....	29
5.1 Принципы тарификации.....	30
5.2 Прозрачность, гласность, правила доступа	31
ГЛАВА 6: Методики расчёта транспортных и транзитных тарифов.....	33
6.1 Необходимая выручка.....	34
6.2 Регулируемая стоимость основных фондов (RAV).....	35
6.3 Эксплуатационные расходы	39
6.4 Прибыль на вложенный капитал.....	39
6.5 Регулирование нормы прибыли и сетевое планирование.....	41
6.6 Методика расчёта удельного тарифа.....	42
6.6.1 “Почтовые” тарифы.....	44
6.6.2 “Дистанционные” тарифы.....	45
6.6.3 Тарифы “от пункта до пункта”	46
6.6.4 Тарифы “на входе/ выходе”.....	46
6.6.5 Деление потребителей на группы.....	49

6.6.6 Аукционы	49
6.6.7 Продукты газопроводных мощностей	51
6.6.8 Плата за мощность, плата, как за товар	52
ГЛАВА 7: Заключение	54
ПРИЛОЖЕНИЕ	56
Албания	56
Армения	59
Беларусь	60
Бельгия.....	61
Кипр	63
Чешская Республика	64
Дания	65
Франция.....	67
Грузия.....	68
Германия.....	69
Япония.....	71
Казахстан.....	71
Литва	73
Норвегия	74
Польша	76
Португалия.....	78
Словакия	83
Испания.....	84
Швейцария	86
Бывшая югославская Республика Македония	86
Турция.....	87
Туркменистан.....	89
Украина	89
Великобритания	91

ГЛАВА 1: Краткое содержание

По Договору к Энергетической Хартии от 1994 г., который в настоящее время находится в силе для 46 стран Европы и Азии, а также для Европейского Союза в целом, договаривающиеся стороны сотрудничают с целью оказания содействия доступу к международным рынкам на коммерческих условиях и, в общем, с целью развития открытого и конкурентного рынка энергетических Материалов и Продуктов. Условия доступа к использованию транспортной инфраструктуры имеют первостепенное значение для торговли энергоносителями, в первую очередь, электроэнергией и газом, но также и нефтью. В установлении условий такого доступа важную роль играют тарифы, которые и являются основным предметом настоящего исследования.

Будучи многосторонним соглашением, Договор к Энергетической Хартии не дает детального нормативно-правового механизма управления объектами инфраструктуры для транспортировки энергии. Вместо этого, в нем основное внимание уделяется вопросам транзита энергоносителей, как основного фактора международной энергетической торговли. Надёжные условия транзита энергоносителей являются крайне важным вопросом для региональной и глобальной энергобезопасности, поскольку транспортировка энергоносителей от производителя до потребителя всё чаще связана с пересечением границ многих государств. Для безопасного транзита энергопотоков, развития и эксплуатации сооружений для транспортировки энергии, а также обеспечения коммерческой прибыльности транзита энергоносителей, требуются разработка общих правил и тесное сотрудничество между странами и частными компаниями. Такие правила могут служить интересам всех участников производственно-сбытовой цепи: производителей энергии и потребителей в защите и диверсификации продаж и покупок, а стран транзита – в повышении привлекательности маршрутов энергопоставок, проходящих по их территории.

В 2006 году Секретариат Энергетической Хартии опубликовал исследование о тарифах на транзит газа в отдельных странах ДЭХ. Члены Хартии обратились с просьбой актуализировать исследование, отразив в нем последние изменения, для представления его широкой публике.

С момента опубликования первой редакции на газовых рынках Европы произошли значительные изменения, продолжающиеся и по сей день. В итоге анализ тарифов на транзит газа без учёта внутренней транспортировки стал даже ещё сложнее. Поэтому в данном Докладе будут рассмотрены методики расчёта на услуги транспортировки в целом, однако особое внимание будет уделено тому, каким образом может быть реализован газовый транзит на основании применяемых норм, независимо от того относятся они к транзиту, или нет.

Аналогично предыдущему изданию, в центре внимания нынешнего исследования находятся тарифы, как ключевой показатель доступности инфраструктуры и энергетических рынков в целом. Вопросы, связанные с условиями доступа к газопроводам, которые иногда являются даже более серьезным препятствием

на пути газовых потоков, чем размеры тарифов, затрагиваются лишь по мере необходимости.

С целью актуализации исследования 2006 года Секретариат Энергетической Хартии обратился к членам Хартии с просьбой ответить на вопросы, содержащиеся в специально подготовленном для этой цели вопроснике. Ответы поступили от 23 стран-членов Хартии, представляющих страны ЕС, государства Юго-Восточной Европы, бывшие советские республики (БСР), а также от Японии. Большинство данных, содержащихся в настоящем Докладе, основаны на полученной таким образом официальной информации, в то время, как при необходимости были использованы данные открытых источников в качестве дополнения этой информации и для отражения процесса ведущихся дискуссий.

Исходя из всей этой информации, но также принимая во внимание изменения методик расчёта тарифов, в первую очередь введение тарифов “на входе/ выходе” в большинстве рассматриваемых стран, было решено не рассматривать сравнительный анализ действующих тарифов в качестве задачи данного исследования, а сосредоточить внимание на подходах в области методик расчёта тарифов, которые можно определить как единые стандарты.

Исследование показывает, что если такие основополагающие принципы, как регулирование тарифов на основе опубликованных законов и образование контрольных органов, принципы расчёта тарифов, включая прозрачность, отсутствие дискриминации и отражение фактических затрат, находят широкую поддержку у исследованных стран, то методики расчётов тарифов на основе регулируемой стоимости основных средств и прибыли на вложенный капитал сильно различаются. С учётом структуры рынка, прежде всего обязательного доступа третьих сторон и разукрупнения, различия становятся более явными, особенно между странами ЕС и БСР. Более того, отдельные транзитные режимы встречаются редко и в основном существуют на основании освобождений от обычных правовых норм или межгосударственных соглашений. Вероятность создания особых условий для транзита, например, в плане активного содействия со стороны правительств, как это предусмотрено Договором к Энергетической Хартии, маловероятна. Подобные выводы станут актуальными, принимая во внимание консультации, ведущиеся в рамках Энергетической Хартии, о возможной перезагрузке переговоров по Протоколу по транзиту и трансграничному сотрудничеству.

ГЛАВА 2: Структура

В начале данного исследования (Глава 3) будет рассмотрен сам процесс транзита и различные существующие системы транзита.

Глава 4 посвящена системе нормативного регулирования, в том числе исследованию роли контрольно-надзорных органов и общих правовых требований, таких как доступ третьих сторон к газопроводам высокого давления и разукрупнение с выделением транспортировки в самостоятельный вид деятельности по отношению к производству и поставке. Отдельно будут рассмотрены проблема отсутствия особой нормативно-правовой базы для транзитных операций и перспективы разработки специальных правовых норм в отношении транзитных операций в рамках общих применимых норм права. Следующий раздел посвящен роли межправительственных соглашений, которые нередко служат основанием для освобождения транзитных операций от правового контроля и таким образом создают для них особый режим.

Глава 5 посвящена отличиям тарифов от других сборов и комиссий, а также основным принципам тарификации.

В Главе 6 будет рассмотрена методика расчёта тарифов на услуги по транспортировке газа. Как правило, страны выбирают между регулированием нормы возврата (затраты плюс) и регулирование методом поощрения (верхний предел). Возможности комбинирования различных элементов, характерных для того, или иного подхода, не ограничены. Будут рассмотрены основные разновидности, такие как требуемый уровень доходов, эксплуатационные расходы и капиталоотдача.

Используя методику, были произведены расчёты сетевого тарифа с целью классификации допустимых затрат для индивидуальных пользователей сетей. События, связанных с развитием методик расчёта удельного тарифа описаны в разделе 6.6. особое внимание уделено растущим масштабам применения тарифов “на входе/выходе”. Подведение итогов полученных результатов анализа общих принципов транспортных операций в целом, а также режима транзита, завершает выводы.

Хотя переговоры по Протоколу по транзиту пока не завершились, проект этого документа содержит важные отправные точки для анализа условий транзита, включая различные методики установления тарифных ставок в странах-членах Договора к Энергетической Хартии (ДЭХ). В данном исследовании содержатся ссылки на проект Протокола по транзиту в том виде, в каком он был представлен на Конференции по Энергетической Хартии в 2003 году¹. Тем не менее, Секретариат Энергетической Хартии хотел бы особо отметить, что информацию, содержащуюся в этом Докладе, не следует рассматривать как оценку выполнения странами-членами положений Договора к Энергетической Хартии.

1 См. http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/CC251.pdf.

Поскольку в ЕС различия между транзитными потоками и транспортировкой по территории государства устранены, в этом Докладе использована трактовка ЕС термина “транспортировка”, как единой категории, охватывающей оба вида услуг². Однако в связи с тем, что в странах-членах Энергетической Хартии, представляющих другие регионы, этот термин не применяется, в Докладе также будет иногда использоваться термин “транспорт” (transport), который следует понимать, как синоним термина “транспортировка” (transmission).

2 Согласно определению, данному в Директиве ЕС 73 о газе, “транспортировка (transmission) означает прокачку природного газа через сеть, включающую, как правило, трубопроводы высокого давления, но отличную от сети промышленных трубопроводов и от тех трубопроводов, которые используются в основном для местного распределения природного газа, с целью поставки газа потребителям, за исключением поставок на входе газопровода”.

Таблица 1: Объёмы торговли природным газом по трубопроводам в 2010 г. (млрд. м³)

Торговля по газопроводам в 2010 г., млрд. м ³	Отправитель		Алжир	Азербайджан	Бельгия	Дания	Франция	Германия	Казахстан	Ливия	Нидерланды	Норвегия	Россия	Туркменистан	Великобритания	Узбекистан	Общий импорт по трубопроводам	Для сравнения: общий импорт СПГ
	Получатель																	
Австрия		0,44										1,08	5,25				6,77	0
Армения													1,29				1,69	0
Беларусь													19,52				19,52	0
Бельгия		0,81									5,5	6,91*			4,95		18,13	6,43
Болгария													2,16				2,16	0
Хорватия													1,03				1,17	0
Чехия												3,1	8,44				11,54	0
Финляндия													4,5				4,5	0
Франция		3,98			1,2						6,85	14,15*	8,05		0,6		34,95	13,94
Грузия			1,03										0,21				1,24	0
Германия						1,14					24,2	30,2	34,43		2,85		92,82	0
Греция													2,05				2,71	1,17
Венгрия							0,7	0,3					6,47				7,47	0
Ирландия															5,29		5,29	0
Италия								2,5		9,41	8,11	5,75*	14,2		0,5		66,26	9,08
Казахстан													0,74			2,9	3,64	
Литва													2,63				2,63	0
Нидерланды								2,61				8,11	4,03		1,46		16,97	0
Польша								1,07					9,08				10,15	0

Продолжение: Объёмы торговли природным газом по трубопроводам в 2010 г. (млрд. м³)

Торговля по газопроводам в 2010 г., млрд. м³																		Для сравнения: общий импорт СПГ
Отправитель	Получатель	Алжир	Азербайджан	Бельгия	Дания	Франция	Германия	Казахстан	Ливия	Нидерланды	Норвегия	Россия	Туркменистан	Великобритания	Узбекистан	Общий импорт по трубопроводам	Общий импорт СПГ	
Португалия		1,43										2,15				1,95	3,01	
Румыния																2,15	0	
Россия			0,72					11,95					9,68		10,32	32,67		
Сербия												1,91				1,91		
Словакия												5,47				5,47	0	
Испания		12,05*		0,08		0,23					3,3*					8,86	27,54	
Швеция					1,64											1,64	0	
Швейцария						0,6	2,15			0,55	0,05	0,28				3,63	0	
Турция			4,35									16,64				28,76	7,92	
Украина												33,03				33,03	0	
Великобритания				1,26						8,07	26,57					34,06	18,67	
Япония																0	93,48	
Китай													3,55			3,55	12,8	
Южная Корея																0	44,44	
Экспорт по т/п		33,48	6,45	3,08	3,54	1,53	14,76	11,95	9,41	53,33	95,88	186,45	19,73	15,65	13,56	677,59†		
Для сравнения: экспорт СПГ		19,31	0	0,57	0	0	0	0	0,34	0	4,71	13,4	0	0	0	297,63†		

случаи, включающие транзит

* частично СПГ † для сравнения: всего по миру

ГЛАВА 3: Торговые и транзитные потоки, инфраструктура

3.1 Объёмы транзита

Что касается транзита, то основным вкладом Договора к Энергетической Хартии (ДЭХ) в эту тему являются правила Хартии в отношении транзита энергии через стационарные объекты инфраструктуры. Для того, чтобы оценить вклад правил в стимулирование международной торговли газом, необходимо иметь чёткое представление о масштабах газовых трубопроводных трансграничных поставок, особенно тех объёмов, проходящих транзитом через третьи страны. Таблица 1 демонстрирует объёмы торговли природным газом по трубопроводам между странами-членами ДЭХ, а также некоторыми странами-наблюдателями. Желтым цветом отмечены случаи транзита, когда два торговых партнера не имеют общей границы. Для облегчения сравнительного анализа также указываются общие объёмы импорта и экспорта СПГ. Приводимые в таблице данные заимствованы из статистического обзора мировой торговли энергией, составленного ВР, и отражают торговые потоки в 2010 г.

Согласно этой таблице, несмотря на растущее значение торговли СПГ, около 70% мирового экспорта природного газа продолжает осуществляться по трубопроводам. В Европе и на территории бывшего Советского Союза, входящими в сферу географического охвата данного исследования, эта доля даже выше - 84%. В то время, как на Ближнем Востоке в торговле преобладает СПГ и ведётся строительство новых заводов по производству СПГ, также осуществляется значительное число важных проектов по строительству трубопроводов. Одним из примеров является трубопровод Центральная Азия – Китай, по которому Китай в 2010 г. получил первый природный газ из Туркменистана в объёме 3.55 млрд. м³.

Значение транзита газа для некоторых стран-членов ДЭХ показано в Таблице 2, в которой указаны объёмы транзита в сравнении с внутренним потреблением в 2010 г. Как следует из таблицы, Украина остаётся наиболее важной страной транзита.

Другим результатом исследования стал вывод о том, что объёмы транзита имеют различную степень важности в общем объёме газовых потоков в стране. Является ли страна одновременно и крупным потребителем природного газа, или объёмы транзита значительно превышают внутренние поставки и наоборот, станет предметом для рассмотрения правительством при формировании своего подхода к правовому регулированию работы газопроводов высокого давления. Этот вопрос будет рассмотрен ниже.

Исчерпывающих данных об объёмах транзита по всем странам получить не удалось, поскольку во многих странах-членах ЕС более не делается различия между внутренними и транзитными потоками.

Таблица 2: Соотношение объёмов внутренних поставок и транзита в отдельных странах (млрд. м³, 2010 г.)

	Внутренние поставки	Транзит
Украина	57,1	98,6
Словакия	4,6	61,54
Чехия	8,98	29,5
Беларусь	21,9	43,2
Швейцария*	3,5	7,5
Франция	49,5	4,15

* В 2010 г. объёмы транзита в Швейцарии оказались значительно ниже по причине временного нарушения работы транзитного газопровода. С 2004 по 2008 гг. объём транзита газа в Италию через Швейцарию был вдвое выше.

3.2 Виды транзитных систем

В общем плане можно выделить четыре вида транзитных систем:

- трубопровод, проходящий по территории суверенного государства, по которому осуществляется транзитная транспортировка газа без каких-либо подсоединений к системе газоснабжения в стране транзита. Это и является самым правильным определением транзитного трубопровода, но на практике такое встречается редко;
- транзитный трубопровод, находящийся в собственности самостоятельного субъекта и который используется, главным образом, для транзита газа, но одновременно и для поставки газа того же отправителя в страну транзита;
- транзитная трубопроводная система, интегрированная в систему внутреннего газоснабжения и которая находится в собственности и эксплуатируется основным внутренним транспортным оператором, но при этом однако имеется возможность отслеживания транзитных потоков газа;
- системы, в которых транзитные объёмы смешиваются с объёмами высоко разветвлённых общенациональных энергосистем, функционирующих в качестве общей ёмкости, где дополнительные поступления лишь увеличивают общий объём, что компенсируется аналогичными объёмами на выходе.

В данном разделе будет определена приверженность стран одной из четырёх моделей с точки зрения физических объёмов транзита через конкретную страну, а не на основании определения и режима транзита для газа зафиксированных в применяемых нормативных актах. Следует отметить, что в законодательстве ЕС не различаются транспортировка и транзит. Очевидно, что по причине своего географического расположения (островное государство) или положения конечного (например, Армения, Кипр, БЮРМ, Португалия) или начального пункта в схеме поставок (Норвегия), ряд стран не имеют каких-либо транзитных потоков. Однако даже если большинство исследуемых стран имеют транзитные газовые

потоки, трубопроводные системы почти всегда оказываются интегрированными в систему внутренних поставок.

Примерами самостоятельной системы (вариант “а”) являются транзитные газопроводы из Туркмении через территории Казахстана и Узбекистана, а также из Алжира через Марокко, поскольку эти страны транзита получают лишь незначительные объёмы транзитного газа, или не получают его вообще.

Вариант “d” был типичным для трубопроводов, по которым осуществлялся транзит российского газа в бывшие страны-члены СЭВ в прошлом. Он до сих пор наблюдается в ЕС на примерах газопроводов TAG и WAG, по которым российский газ транспортируется по территории Австрии, соответственно, в Италию и Германию, и MEGAL, по которому осуществляется поставка российского газа далее по территории Германии, или же TENP, по которому голландский газ поставляется в Швейцарию и Италию. Другим примером является польский участок трубопровода Ямал, имеющий два пункта закачки в транспортную систему Польши. Владельцем трубопровода является “EuRoPol Gaz S.A.”, однако по соглашению, подписанному 25 октября 2010 г., оператором была определена компания “Gaz-System S.A.”, польский оператор транспортной системы (ОТС). Это иллюстрируется изменениями в европейских газотранспортных сетях после принятия третьего пакета мероприятий в области энергетики, который мы рассмотрим ниже.

Примерами варианта “с” являются системы Украины, Бельгии и Словакии. Вариант “d” можно обнаружить в Великобритании, Германии, Франции и в меньшей степени в Италии.

Эти четыре системы транзита могут предполагать использование различных методов и подходов к вопросу нормативного регулирования и в частности к расчёту тарифов на услуги по транзиту. Со временем они могут привести к необходимости выработки для транзитного газа отдельного режима в отличие от внутренних потоков. Как будет показано ниже, развитие правовых норм ограничивает возможности таких раздельных режимов.

3.3 Форма собственности

Объекты газотранспортной инфраструктуры могут находиться в собственности частного сектора или государства. Государственные административные органы могут предоставить частным компаниям концессии на финансирование, проектирование, строительство и эксплуатацию объекта. Согласно контрактно-концессионной схеме “строй-эксплуатируй-передай” (BOT) государственно-административные органы предоставляют частному предприятию право на проектировании и строительстве объектов инфраструктуры, эксплуатацию и обслуживание этих объектов в течение определённого периода времени. Предприниматель несет ответственность за сбор финансовых средств на строительство объекта, получает право оставлять у себя доходы предприятия и является собственником конкретного объекта. По истечении срока концес-

сионного соглашения объект передается органу государственной администрации. Если действует схема “строй-владей-эксплуатируй-передай” (BOOT), то собственником объекта на период концессии является частное предприятие. При схеме “строй-владей-эксплуатируй” право собственности закрепляется за частной компанией и никакой передачи государственно-административным органам не предусматривается.

Типичной формой собственности в ЕС является ВОО. В Грузии в отношении газопроводов действуют схемы как ВОО, так и ВОТ. На договорной основе могут быть предусмотрены вывод из эксплуатации или передача трубопроводов. Основные газопроводы находятся в собственности у государства.

В ряде исследованных стран объекты по транспортировке и транзиту газа находятся в собственности у государства. Это касается Украины, где разрешение на эксплуатацию газовой сети было выдано компании “Укртрансгаз”. Система транспортировки считается национальным достоянием, а её приватизация запрещена законом³. В Казахстане основные газопроводы высокого давления находятся в собственности Комитета государственного имущества и приватизации при министерстве финансов и эксплуатируются АО “Интергаз Центральная Азия”.

В большинстве случаев одним из собственников объекта газовой инфраструктуры являются частные компании, однако при этом государство нередко является основным акционером. Примерами, когда государство является единственным владельцем и оператором газовой сети, являются “Energinet.dk” в Дании, “Булгартрансгаз” в Болгарии, дочернее предприятие “Gasunie” – “GasTransportServices” в Нидерландах, “GazSystem” в Польше и Botaş в Турции, который является вертикально интегрированной компанией. Государства владеют долей акций своих операторов: 75,5% “Transgaz” в Румынии, 65% “Desfa” в Греции, 51% “SPP” (материнская компания словацкой “Eustream”, 51% акций “REN” в Португалии, 45,8% акций норвежской “Gassled” через компанию “Petoro” (плюс акции правительства Норвегии в “Statoil”, владеющей 28,48% акций “Gassled”) и 20% “ArmRosGazprom” в Армении. В ноябре 2011 г. правительство Беларуси продало свои 50% акций “Белтрансгаз”, после чего российский Газпром стал единоличным владельцем трубопроводной компании.

Не менее значительно и число владельцев транспортных систем, большинство из которых составляют частные инвесторы. Этот обзор показывает, что прямой связи между правовым регулированием и формой собственности не существует.

Возможно, имеются веские причины для эксплуатации транспортных систем с правом собственности либо у государства, либо у частных предпринимателей. По мнению Дании, озвученном для этого исследования, регулирование на основе затрат (без прибыли) в сочетании с государственной формой собственности на систему транспортировки снижает риски и дает возможность ОТС осуществлять некоммерческие инвестиции с целью максимизации общих выгод потребителя

3 Закон Украины “О транспортировке газа”.

(например, инвестиции, направленные на повышение конкурентоспособности, обеспечение бесперебойности поставок, экологической безопасности или надёжности новых технологий). Возможно, другие увидят риск того, что в такой обстановке решения об инвестициях могут приниматься независимо от требований рынка, теряя, таким образом, эффективность. Единого мнения о том, какая модель является более подходящей для конкретных рыночных условий, не существует.

3.4 Экономика трубопроводного транспорта

Прежде, чем обсудить существующие правовые режимы, будет полезно напомнить некоторые основы экономики трубопроводного сектора. Их следует принимать во внимание при формировании нормативной базы для того, чтобы сделать проекты строительства трубопроводов финансово выгодными и кредитоспособными.

Строительство трубопроводов требует крупных предварительных инвестиций. Для газовых проектов характерны длительные сроки осуществления - от начала планирования проекта и до получения первой прибыли, что увеличивает связанные с этим финансовые риски.

Учитывая значительные размеры капиталовложений, требуемых для строительства крупных магистральных трубопроводов, необходимо наличие значительных рынков потребления и существенных запасов. В идеале, решение о строительстве нового трубопровода по импорту газа должно быть подкреплено соответствующими соглашениями о купле-продаже.

Капитальные затраты являются основным фактором, определяющим стоимость транспортировки⁴. Основными факторами, определяющими строительные затраты являются диаметр, рабочее давление, протяжённость и характер местности. При установленном давлении, объём газа, который можно прокачать через трубу, увеличивается примерно пропорционально площади диаметра. Увеличение рабочего давления имеет два положительных эффекта: во-первых, растёт пропускная способность, и, во-вторых, снижаются потери от падения напора при транспортировке газа. Таким образом, трубопроводы высокого давления могут регулировать потребности в транспортировке, снижая при этом транспортные расходы. Стоимость стали, несомненно, влияет на стоимость строительства, которая подвержена колебаниям и зависит от обменного курса. Материальные затраты растут пропорционально длине трубопровода, что делает данный фактор также крайне важным для повышения конкурентоспособности газопровода, например, в сравнении с СПГ. Исходя из этой точки зрения, далее будет показано, что дистанционные тарифы согласуются с фактически произведенными затратами, даже если у них могут быть недостатки по сравнению с другими важными аспектами.

4 Как правило, не менее 90% стоимости, см. Cornot-Gandolphe/Appert/Dickel/Chabreliel/ Rojeu: The challenges of further cost reductions for new supply options (Pipeline, LNG, GTL). Представлено на XXII Мировом газовом конгрессе, 1-5 июня 2003 г., Токио, Япония.

ГЛАВА 4: Нормативная база

В большинстве стран газопроводы являются естественной монополией, требующей определённой степени внешнего контроля для регулирования тарифов и условий доступа. Конкуренция за сооружение трубопровода и установление размера тарифов рыночными силами или путём переговоров в принципе возможны, однако на практике в странах-членах ДЭХ существует определённая форма внешнего контроля, которая дает возможность регулировать, или по меньшей мере наблюдать за размерами тарифов на услуги пользования газопроводом и условиями доступа.

Рассматриваемые страны имеют различную нормативную базу и соответственно различные режимы транзита энергии. В то время, как регулируемый доступ к трубопроводам, где размер тарифов определяется контрольно-надзорными органами становится нормой в большинстве рассматриваемых стран, устанавливаемые по итогам переговоров уровень доступа и тарифы до сих пор практикуются в отношении транзита и отдельных особых трубопроводов.

4.1 Роль регулирующих органов

В большинстве стран, рассматриваемых в данном исследовании, созданы специальные структуры, ответственные за регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа. В ЕС и Энергетическом сообществе⁵ назначение в стране единого национального регулирующего органа является обязательным, на основании Ст. 39 Директивы 2009/73/ЕС. Регулирующие органы должны быть независимы от каких-либо других государственных или частных организаций и иметь возможность принимать самостоятельные решения. Согласно Ст. 6 Директивы 2009/73 ЕС, регулирующие органы в странах-членах ЕС отвечают за установление или утверждение как минимум методик подсоединения и доступа к национальным сетям, в том числе определения размеров тарифов на услуги транспортировку и распределение. Круг обязанностей регулирующих органов может быть различным. В Украине ответственность за регулирование рынка природного газа возложена на Национальную комиссию по государственному регулированию в сфере энергетики (НКРЭ). В Грузии была образована Национальная комиссия по регулированию энергетики и водоснабжения в качестве независимого регулирующего органа. В Казахстане регулирование и контроль за тарифами осуществляет Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (АРЕМ); в Армении - Комиссия по регулированию коммунальных услуг. В Турции Орган по регулированию энергетического рынка (EPDK) является ключевым органом в реформе рынка природного газа, действуя как независимый регулятор для рынков электроэнергии, природного газа, нефти и СНГ. Министерства или их подразделения выступают в качестве регулирующих

5 По решению Министерского совета Энергетического сообщества от 6 октября 2011 г., членом Энергетического сообщества следует привести своё законодательство в сфере энергетики в соответствие с требованиями ЕС, установленными третьим энергетическим пакетом внутрирыночных мер, с учётом государственного устройства и особенностей каждого из партнеров по договору.

органов в Беларуси (Министерство экономики), или в Норвегии (Департамент нефтяной и газовой промышленности). Список регулирующих органов имеется в Приложении.

Даже, если регулирующие органы и существуют почти во всех рассматриваемых странах круг их полномочий, равно как и действующие процедуры в отношении тарифов на транспортировку, различаются. В частности, транзитные тарифы являются договорными в ряде таких основных стран транзита, как Беларусь, Грузия, Казахстан и Украина, в которых, тем не менее, в отношении внутренних транспортировок используются регулируемые тарифы. В отношении транзита у регулирующих органов нет никаких правомочий. Договорные тарифы также применяются в Туркменистане, где крупнейшей газовой компанией является государственный концерн “Туркменгаз”. В случае регулируемых тарифов регулирующие органы могут либо устанавливать, либо утверждать размер тарифов, или принимать методику расчёта тарифов, которой должны следовать ОТС. В ЕС в обязанность регулирующих органов входит установление или утверждения размеров транспортных и распределительных тарифов, соблюдая прозрачность процедуры, или методики их расчёта (Ст. 41 Директивы 2009/73/ЕС). Это допускает применение различных подходов. В Бельгии размеры тарифов на предстоящие четыре года предлагает местный оператор - компания “Fluxys”, которые позже утверждаются национальным регулирующим органом. Во Франции действовавшее ранее положение о необходимости утверждения размера тарифов министрами по вопросам энергетики и экономики было отменено в связи с принятием третьего внутрирыночного пакета, согласно которому эти функции переданы исключительно регулирующему органу. В Испании было создан регулирующий орган (CNE), однако тарифы продолжают утверждаться Министерством промышленности, туризма и торговли. В Дании и Великобритании чаще утверждают методики расчёта, а не сами тарифы. Регулирующие органы также могут устанавливать цены и границы доходности в зависимости от используемой методики (см. ниже).

Следует отметить, что хотя регулирующие органы и существуют в большинстве стран, степень их независимости различна. Независимость можно понимать как право на независимые решения без политического вмешательства со стороны правительства или со стороны представителей отрасли. В Европейском союзе требование о такой высокой степени независимости сейчас заложено в третий внутрирыночный пакет. Степень независимости явно ниже там, где регулирующие функции выполняют правительственные организации или национальная компания.

4.2 Доступ третьих сторон

Регулирующие органы играют особую роль в странах, где действует режим доступа третьих сторон к системе трубопроводов. Доступ третьих сторон к объектам энергетической инфраструктуры, построенных в качестве естественных монополий, имеет целью повысить конкурентоспособность и таким образом снизить цены для конечного потребителя, давая ему возможность выбирать

между различными поставщиками. Такой режим наиболее эффективен, если на рынке имеется выбор поставщиков. Режимы доступа не являются основным предметом данного исследования. Однако некоторая информация на эту тему была бы полезна для понимания роли регулирующих органов и применяемых методик расчёта тарифов. В частности, в ЕС отдают предпочтение рыночным механизмам распределения мощностей, устанавливая прямую связь между режимом доступа и тарифами на услуги по транспортировке.

В Ст. 32 Директивы 2009/73/ЕС содержится требование об установлении режима доступа третьих сторон (ДТС) к системе транспортировки и распределения, а также к предприятиям СПГ, на основе публикуемых тарифов, применяемых в отношении всех квалифицированных потребителей, включая снабженческие предприятия, и применяемую на беспристрастной и недискриминационной основе по отношению ко всем пользователям системой. Как и большинство правил третьего внутрирыночного пакета ЕС, режим ДТС станет также обязательным для подписантов договора об Экономическом сообществе, начиная с 1 января 2015 года. Следует отметить, что хотя ДЭХ содержит чёткие положения в отношении свободного и конкурентоспособного рынка и в частности транзита, в Понимании 1 к Договору в целом сказано, что «положения Договора не обязывают никакую Договаривающуюся Сторону открывать обязательный доступ для третьих сторон». О введении обязательного ДТС заявили страны, не входящие в ЕС, – Грузия, БЮРМ, Норвегия и Швейцария. Швейцарский закон о трубопроводах (Rohrleitungsgesetz) обязывает операторов трубопроводов высокого давления предоставлять третьим сторонам услуги по транспортировке, если они технически осуществимы, экономически возможны и если третья сторона обеспечивает соответствующий доход. В дополнение к этому, сектор принял добровольное обязательство, которое предусматривает условия доступа к сетям для третьих сторон.

В Казахстане «TSO Intergaz Central Asia» (ICA) обязана в любой момент предоставлять свободный доступ поставщикам газотранспортных систем и заключать соответствующий договор в случае наличия мощностей и соответствия качества газа внутренним стандартам и нормам. Регулируемый и недискриминационный ДТС к транспортировке и распределению предусмотрен в турецком законодательстве. Правила для ДТС и соответствующие тарифы устанавливаются в сетевом кодексе, который вступил в силу 1 сентября 2004 года. В случае отказа в ДТС получившая отказ сторона может пожаловаться в EPDK, регулирующий орган, решение которого является окончательным и обязательным. В Туркменистане ДТС допускается, но не является обязательным; возможны исключения. В Беларуси ДТС не предоставляется.

Следует отметить, что Соглашением от 9 декабря 2010 г.⁶ Беларусь, Казахстан и Россия установили между собой особый режим доступа. В соответствии с этим Соглашением Стороны, после осуществления ряда мер, и в пределах технических возможностей и имеющихся мощностей предоставляют компаниям других

6 Соглашение о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики (Москва, 9 декабря 2010 г.).

Сторон доступ к своей газотранспортной системе для внутренних поставок на равных с другими поставщиками условиях, за исключением собственников транспортной системы.

Освобождение от ДТС может быть вызвано рядом причин, самая главная из которых объясняется тем фактом, что данная мера зачастую является единственным способом достижения экономии от масштабов производства, необходимой для получения должного финансирования новых крупных проектов. В ЕС освобождение новых объектов газовой инфраструктуры, включая трубопроводные перемычки, установки по производству и хранению СПГ, может быть сделано на основании Ст. 36 Директивы 2009/73/ЕС. Для таких освобождений предусмотрена специальная процедура, которая также включает участие Европейской комиссии. Перечень освобождений можно найти на сайте Европейской комиссии. Согласно действующим решениям трубопроводы BBL, Poseidon, Nabucco, OPAL и Gazelle освобождены от действия Директивы. Директива также предусматривает частичную отмену режима ДТС на Кипре, в Эстонии, Финляндии и Латвии по причине изолированных и развивающихся рынков.

В Литве освобождения возможны ввиду недостатка мощностей, несоответствием обязательств по коммунальным услугам, или серьезными экономическими и финансовыми проблемами с контрактами “бери или плати”. В Германии операторы могут отказать в доступе, если они объяснят, что он невозможен, или не обоснован с точки зрения эксплуатации, или по иным причинам. Отказ должен быть письменно обоснован и оперативно направлен в регулирующий орган. Во Франции освобождения могут быть сделаны для новых соединительных трубопроводов и новых терминалов СПГ. В Испании действует древнее соглашение о транзите из Марокко в Португалию, остающееся вне общих требований о доступе третьих сторон. В Польше причиной отказа могут послужить существующие контракты. Действует механизм, обеспечивающий взаимный доступ в случае отсутствия у потребителя прав в отношении поставщика из другой страны-члена ЕС или Европейской экономической зоны.

Вне ЕС предоставление освобождений также возможно, например, в случае Армении, с целью обеспечения надёжности и безопасности системы и технических требований.

4.3 Разделение функций

В ходе разработки своего законодательства, регулирующего рынок газа, ЕС чётко зафиксировал, что “без эффективного выделения газотранспортных сетей из сферы производства и газоснабжения (эффективное разделение функций) сохраняется риск дискриминации в эксплуатации сети, а также в поощрении адекватных инвестиций вертикально интегрированных предприятий в свои сети”⁷. С учётом того, что первый внутрирыночный пакет предусматривал отдельные счета (Директива 98/30 ЕС), а второй пакет – независимых транспортных операторов, как минимум с точки зрения юридической формы, организации и

⁷ Пункт 6 декларативной части Директивы 2009/73/ЕС.

принятия решений, в составе интегрированного предприятия (Директива 2003/55 ЕС), самый последний третий пакет предусматривает раздел собственности, одновременно разрешая появление “независимых операторов систем” и “независимых транспортных операторов”⁸. Фактически, компании могут выбирать между этими вариантами. На данном этапе Эстония, Латвия, Финляндия и Кипр освобождены от обязательства, связанного с разделом функций и открытостью рынка ввиду своего статуса развивающихся и изолированных рынков. ОТС в ЕС являются либо независимыми, либо имеют отдельную собственность. В Литве “JSC Lietuvos Dujos”, обеспечивающая более 99% общих потребностей литовских потребителей в природном газе, не была юридически разделена, но по каждому виду деятельности ведётся отдельный бухгалтерский учёт и финансовая отчётность. Тем не менее, 30 июня 2011 г. были внесены в закон о природном газе, предусматривающие раздел “Lietuvos Dujos” на три самостоятельных компании.

Для Энергетического сообщества разделение функции станет обязательным, начиная с 1 июня 2016 г. На данном этапе газотранспортная система Украины не отделена от производства. С 1 января 2012 г. распределение (не транспортировка) и снабжение будут разделены и будут введены категории квалифицированных потребителей, а также гарантированных поставщиков. Закон о газе 2010 г.⁹ предусматривает обязательное юридическое и организационное разделение вертикально интегрированных предприятий. Разделение функций имело место в Грузии. В Казахстане оператор газопровода “ІСО” не участвует в производстве или снабжении и имеет разрешение лишь на предоставление транспортных услуг. Тем не менее, “ІСО” через “КазТрансГаз”, является дочерним предприятием нефтегазовой компании “КазМунайГаз”. В Турции проводятся исследования, чтобы гарантировать разделение функций в секторе природного газа. В Беларуси разделения функций нет.

4.4 Правовое регулирование режима транзита

Поскольку основным предметом данного исследования являются транзитные и трансграничные трубопроводы то стоит проанализировать предоставляемые странами возможности по применению различных режимов эксплуатации таких трубопроводов в сравнении с внутренними. В Ст. 7(3) Договора к Энергетической Хартии сказано, что применяемые правовые нормы страны будут предусматривать в отношении транзита энергетических материалов и продуктов не менее благоприятный режим, чем тот, который они предусматривают для таких материалов и продуктов, происходящих с её собственной территории или предназначенных для неё самой. Проект Протокола по транзиту содержит принцип отказа при предоставлении режима доступа и расчёта тарифов (принцип наибольшего благоприятствования) от дискриминации по таким параметрам, как пункт отправления, конечный пункт, или право собственности на транзитные энергетические материалы и продукты. Понимается, что ДЭХ не содержит требования о предоставлении национального режима, т.е. аналогичного тому, который применяется к внутренним транспортировкам, транзитным операциям

8 Подробнее см. рабочий документ Комиссии ЕС о режиме разделения функций от 22 января 2010 г.

9 Закон Украины No. 2467-IV “О принципах функционирования рынка природного газа” от 17.06.10.

энергоносителей. Тем не менее, в ходе переговоров по проекту Протокола по транзиту ряд сторон посчитали необходимым предложить внести разъяснение этого момента в Ст. 7(3) ДЭХ. В нем говорилось: “понимается, что применение Договаривающейся Стороной положений Ст. 10 Протокола по транзиту и Ст. 7(3) Договора к Энергетической Хартии может, исходя из характера транспортировки Энергетических Материалов и Продуктов, но не обязательно, приводить к взиманию тарифов на транзит (как определено Протоколом по транзиту) Энергетических Материалов и Продуктов, в денежном отношении аналогичных размерам тарифов на транспортировку таких же Энергетических Материалов и Продуктов в пределах территории этой Договаривающейся Стороны”.

Различные формы транзита были описаны выше (раздел 3.2). В идеале, для разделения транзитных и внутренних транспортировочных операций в плане регулирования потребовалась бы возможность выделить транзитные газовые потоки из внутренних. При описанной выше транзитной системе d), когда транзитные объёмы смешиваются с объёмами высоко разветвлённых национальных энергосистем, функционирующих в качестве общей ёмкости сделать это будет почти невозможно. В таких случаях транзитные потоки можно определить только если собрать все данные узлов учёта газа на всех пунктах закачки и сравнить их с теми же данными на всех пунктах сдачи, учитывая объёмы импорта и экспорта.

Лишь в нескольких странах национальное законодательство даёт определение транзита. В Беларуси, Казахстане и Украине под понятием транзит понимаются потоки, проходящие от пограничного пункта приема до границы поставки. Закон Литвы о природном газе трактует понятие транзит как транспортировку через территорию Литвы газа, поступающего извне ЕС и предназначенного для этой страны вне ЕС или/или третьей страны. В случае Литвы речь идёт о реальном транзите, поскольку российский газ поступает в ЕС на границе между Беларусью и Литвой и покидает ЕС на границе между Литвой и Калининградской областью Российской Федерации.

В Турции существует закон No. 4586 о транзите нефтепродуктов (нефти и газа). Этот закон определяет транзит как “транзитную транспортировку нефтепродуктов по трубопроводу на территории Турции, происходящих из другой страны, через территорию другой страны и предназначенных для другой страны. (Поступление нефтепродуктов на турецкий рынок с помощью какого бы то ни было подсоединения к этой системе не изменяет транзитные характеристики этой системы”.

Определение транзита в Договоре к Энергетической Хартии применимо в договаривающихся сторонах Договора. Некоторые страны указали на это в своих ответах на вопросник. Кипр указал в своих ответах на вопросник, что определение транзита в ДЭХ применимо к Кипру как договаривающейся стороне Договора. Польша отметила, что в национальном законодательстве понятие транзит, принятое в ДЭХ, не применяется.

В нормативно-правовых базах ни одной из изученных в исследовании стран не было обнаружено отдельных документов о транзите. Тем не менее, режиму транзита можно дать чёткое определение на основе межправительственных соглашений или освобождений от правового регулирования.

В Европейском союзе категория “транзит” исчезла из нормативных актов, предусматривающих одинаковый режим с внутренними перевозками в категории “транспортировка”. Ранее вопросы стимулирования транзита природного газа между газотранспортными системами высокого давления регулировались директивой, принятой в начале 90-х годов¹⁰. Поскольку действие этой директивы было прекращено на основании Директивы 2003/55/ЕС, то ожидать особого режима для транзита более не следует. Последняя Директива допускает существование ограниченного числа контрактов, заключенных на условиях, предусмотренных первой Директивой, однако на основании Регламента 1775/2005, начиная с 1 июля 2006 г., доступ на основе недискриминационных, прозрачных и отражающих расходы тарифов в полной мере действует в отношении т.н. исторических транзитных контрактов. По регламенту 715/2009, начиная с 3 марта 2011 г. размер тарифов устанавливаются отдельно по каждому пункту приема и сдачи, а к 3 сентября 2011 г. сетевые тарифы перестанут рассчитываться на основании контрактного маршрута.

Вопрос о том, является ли одинаковый режим в отношении транзитных и внутренних транспортировок оптимальным решением, является предметом активных дискуссий. В 2005 г. организация европейских операторов транспортных сетей “Gas Transmission Europe” (GTE) представила доклад на Мадридском Форуме регулятивных органов 2005 г. в защиту надлежащего режима, принимая во внимание специфику транзита¹¹. Среди аргументов в защиту были тот факт, что в большинстве случаев маршруты транзита природного газа конкурируют с альтернативными маршрутами и источниками поставок СПГ в других странах; роль долгосрочных контрактов на транзит, а, следовательно, и на гарантированность поставок; решение проблем, связанных с инвестиционными рисками с целью получения надлежащего финансирования новых крупных проектов развития инфраструктуры; озабоченность тем, что унифицированное использование модели тарифа на “входе-выходе”¹² может привести к перекрестному субсидированию транзитных и внутренних потоков, а также беспокойство в связи с возможными перебоями на рынке вызванных применением единых обязательств по коммунальным услугам, как по транзитным, так и внутренним транспортировкам. “GTE” составила список критериев, которые страны-члены должны принимать во внимание при регулировании транзита:

- доля объёма транзита;
- площадь государства;
- целевая инфраструктура;

10 Директива 91/296/ЕЕС от 31.05.91 о транзите природного газа по распределительным системам.

11 Доклад GTE о транзите, Ref. 05TR033 от 27 июня 2005 г.

12 Дополнительно о модели тарифа на “входе-выходе” см. ниже.

- простота использования поставщиками и ОТС;
- реализуемость прав на перекачивающие мощности;
- уравнивание потребностей/уравнивание возможностей.

Спустя четыре года можно услышать те же аргументы. В недавнем исследовании основные игроки из ЕС высказали различные точки зрения по вопросу применения отдельных режимов транзитных тарифов¹³. В то время как некоторые стороны защищали существование отдельных систем, особенно в странах, где объёмы газовых поставок через границу выше по сравнению с объёмами внутренних транспортировок, другие говорили об отсутствии необходимости в предоставлении отдельного режима. Ряд сторон в качестве аргумента приводили тот факт, что трансграничные транспортные тарифы должны быть выше внутренних тарифов, поскольку транзитные потоки сложнее планировать на длительную перспективу и поэтому следует включить риски, связанные с объёмом. Если не делать различий между внутренними и трансграничными инвестициями, то это будет фактически означать обобществление затрат. В противоположность этому, как было упомянуто выше, ряд сторон выразили озабоченность конкурентоспособностью трансграничных и транзитных газопроводов.

Национальное законодательство какого-либо государства, члена ЕС или Договора к Энергетической Хартии, предусматривающее нечёткое и систематичное различие между транзитом и внутренней транспортировкой, будет рассматриваться как нарушение принципа недискриминационного подхода, действующего в законодательстве ЕС. В связи с делом “Fluxys” генеральный адвокат Европейского суда высказал мнение, что такое различие может быть оправдано только тогда, когда возникшие отличия существовали на протяжении всей деятельности, связанной с транзитом¹⁴. Следует заметить, что согласно пониманию Секретариата Энергетической Хартии, генеральный адвокат не исключил возможность того, что режим транзита может быть специфическим в отношении конкретных аспектов. В частности, “Fluxys” и правительство Бельгии оспаривали тот факт, что подобные различия существовали, в связи с тем, что транзитные газопроводы являются предметом международной конкуренции, в то время как в отношении внутренних транспортировок существовала монополия; в связи с тем, что спрос на транзитные услуги был менее стабилен; что инвестиции в транзитные услуги были более высокими и что внутренняя транспортировка подвергалась сильным кратковременным колебаниям, а также была предметом обязательств по коммунальным услугам¹⁵.

Как уже говорилось в этой связи, законодательство ЕС не запрещают, чтобы размеры тарифов были различными, поскольку они отражают затраты и риски,

13 KEMA/REKK Study on Methodologies for Gas Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe, Арнем, декабрь 2009 г., стр. 92.

14 Выводы Генерального адвоката Г-жи Верики Трстеняк, представленные 28 сентября 2010 г.; Иск “Fluxys SA” к Комиссии по регулированию электроэнергетической и газовых отраслей (CREG), С 241/09, пункт 96.

15 См. там же, пункт 93.

возникающие при соответствующих транспортных операциях¹⁶. Тем не менее, возможности особого режима сужаются, в результате чего встаёт вопрос насколько будут выполнимы в будущем положения о транзите Договора к Энергетической Хартии.

В ЕС в целом можно наблюдать резко негативное отношение к особому режиму для транзитных операций с целью его отмены. В 2010 г. Группа европейских регулятивных органов в области электро- и газоснабжения (ERGEG) изучила работу ОТС по их транзитным контрактам. По итогам исследования, к которому ОТС, похоже, отнеслись без особого энтузиазма, у Комиссии сложилось мнение, что “для достижения внутреннего рынка”¹⁷ требуется отмена транзитных контрактов, противоречащих законодательству ЕС. Через год Агентство по сотрудничеству регулятивных органов в сфере энергетики (ACER), созданное на основании третьего внутрирыночного пакета, провело среди национальных регулятивных органов исследование действующих в ЕС транзитных контрактов и препятствий, которые они могут создать, в ходе выполнения положений третьего пакета¹⁸. Было отмечено, что изменения в нормативно-правовой базе в отношении ряда транзитных газопроводов внесены не были; предоставление мощностей ограничено, либо является предметом отдельных соглашений между ОТС; применяются различные тарифы или методики их расчёта. ACER рекомендовало странам-членам ЕС поддержать возобновление переговоров о транзитных контрактах и удалить содержащиеся в них дискриминационные меры. Агентство обратилось к национальным регулятивным органам с просьбой обеспечить соответствие транзитных контрактов изменениям в правовой базе, или сделать это в будущем.

Подводя итоги, можно сказать, что особые режимы в отношении транзитных операций являются исключением. Если транзит подпадает под действие тех же правовых норм, что и внутренние транспортировки, то возможности разработки особого режима в рамках общего режима существуют, но нуждаются в чётком обосновании. Тем не менее, это не означает, что особых транзитных режимов не существует вообще. Они могут действовать на основании освобождения от правового регулирования, или межправительственных соглашений, которым посвящен следующий раздел.

4.5 Межправительственные соглашения

Как было показано в предыдущем разделе, ни в одной из стран нет отдельной нормативной базы режима транзита, однако особый режим может основываться на межправительственных соглашениях. Как правило, такие соглашения не подпадают под юрисдикцию национальных регулятивных органов, а порядок разрешения споров предусмотрен самими соглашениями. Позже, такие соглашения дополняются частными соглашениями, не подпадающими под правовое регулирование и консорциум, которому требуются транзитные мощности,

16 Выводы Генерального адвоката, пункт 51.

17 Презентация ERGEG о транзитных контрактах на 19-м Мадридском форуме 21 марта 2011 г.

18 Доклад ACER Report на 20-м Мадридском форуме 27 сентября 2011 г.

создает их и разрешает доступ третьих сторон только на переговорной основе. Правила и механизм разрешения споров, содержащиеся в Договоре к Энергетической Хартии, также применяются в отношении такого транзита в том случае, если страна-транзитёр, а также либо страна-отправитель, либо страна-получатель являются участниками Договора.

Ряд соглашений действуют в рамках Содружества Независимых Государств (СНГ) и Таможенного союза Беларуси, России и Казахстана¹⁹. Недавно эти страны заключили Соглашение о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа²⁰. Данное Соглашение формирует рынок газа в пределах территории Таможенного союза путём предоставления доступа к объектам транспортной инфраструктуры. Тем не менее, сюда не относятся потоки, поступающие из третьих стран или предназначенные для них. Это означает, что теоретически услуги транзита могут быть предоставлены лишь Российской Федерации, учитывая её географическое положение.

В Украине схемы транзита определяются международными соглашениями и двусторонними контрактами. С целью регулирования транзита ряд межправительственных соглашений были заключены между Украиной и Российской Федерацией²¹. Однако, начиная с 2005 г., соответствующие ежегодные протоколы, определяющие объёмы транзита и размеры тарифов, не подписывались из-за попыток выделить проблему транзитных тарифов из вопроса о контрактах на поставку российского газа в Украину. В Грузии в ряде случаев транзитные схемы определяются межправительственными соглашениями.

25 октября 2011 г. Турция и Азербайджан подписали соглашение о транзите в Европу азербайджанского природного газа. Подробности соглашения пока не раскрывались. Содержание Межправительственных соглашений по транзиту в Турции обычно соответствует Типовым Соглашениям Энергетической Хартии, при этом сроки и другие вопросы обычно являются специфическими для конкрет-

19 Страны-участницы СНГ: Армения, Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Киргизия, Молдова, Россия, Таджикистан, Туркменистан, Украина, Узбекистан. Соглашения о транзите:

- Соглашение о проведении странами-членами СНГ согласованной политики в области транзита природного газа от 3 ноября 1995 г.;
- Соглашение о порядке транзита через территорию государств-участников Содружества Независимых Государств от 4 июня 1999 г.
- Решение о проекте Соглашения о создании зоны свободной торговли от 15 апреля 1994 г.

Государства-члены Таможенного союза: Беларусь, Казахстан, Российская Федерация.

Соглашения о транзите или имеющие отношение к транзиту:

- Соглашение о единых условиях транзита через территорию государств-членов Таможенного союза от 22 января 1998 г.

20 Соглашение о правилах доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа по газотранспортным системам, включая основы ценообразования и тарифной политики (Москва, 9 декабря 2010 г.).

21 Соглашение между Правительством Украины и Правительством Российской Федерации об экспорте российского природного газа в Украину и его транзите через территорию Украины в европейские страны от 18 февраля 1994 г.; Соглашение между Кабинетом Министров Украины и Правительством Российской Федерации о гарантиях транзита российского газа через территорию Украины от 22 декабря 2000 г.; Соглашение между Кабинетом Министров Украины и Правительством Российской Федерации о дополнительных мерах по обеспечению транзита российского газа через территорию Украины от 4 октября 2001 г.

ных проектов. Содержатся ссылки и, таким образом, устанавливается связь с последующими коммерческими контрактами в отношении, соответственно, поставок/отводов/выпуска.

В большинстве случаев межправительственные соглашения являются основой для заключения долговременных контрактов и как правило связаны с договорами на поставку/покупку/сбыт. Связь между контрактами на транзит и поставку также существует в Литве, где порядок и условия транзита через страну предусмотрены не международным соглашением, а договором об импорте природного газа, заключённым между СП "Lietuvos Dujos" и ОАО "Газпром". В Польше соглашения о транзите заключаются в основном между операторами, или между оператором и владельцем газопровода. Такие контракты не подпадают под действие межгосударственных соглашений, однако переговоры об общих допущениях будущего соглашения могут вестись на межправительственном уровне. Правительства обеих вовлеченных стран могут также подписать протоколы или соглашения, предшествующие подписанию соглашений соответствующими компаниями. Соглашения о транзите могут также включать другие вопросы, такие как разработку проекта руководящих принципов для правил эксплуатации газотранспортной системы и вопросов эксплуатации. В 2010 г. Европейская комиссия оказала содействие двусторонним переговорам между Польшей и Российской Федерацией по вопросу газовых поставок в Польшу и транзит через Польшу по газопроводу "Ямал".

Исторические соглашения между Данией и Швецией предусматривают особые условия для части транзита на шведские рынки через территорию Дании. Они были увязаны с прямыми инвестициями шведских ОТС и будут поэтапно ликвидированы в 2012 г.

Многие крупные проекты по развитию инфраструктуры могут оказаться нерентабельными без прочной правовой основы, заложенной в межправительственном соглашении, обеспечивающим недискриминационный режим, содержащим положения о праве прохода, налогах, правилах доступа и иные вопросы. 13 июля 2009 г. такое соглашение было заключено правительствами Австрии, Болгарии, Венгрии, Румынии и Турции о проекте газопровода Набукко²². Соглашение предусматривает сохранение 50% мощностей газопровода за участниками проекта и содержит отдельные положения в пользу долгосрочного использования мощностей. Для его заключения четырьмя странами-членами ЕС потребовалось освобождение от действия Директивы 2009/73 ЕС (см. выше).

В результате сложилась ситуация, когда в ряде стран существуют серьезные различия между режимами транзита и внутренних транспортировок. Внутренние тарифы на транспортировку регулируются почти везде, в то время как транзитные тарифы в ряде важных случаев остаются договорными, например, в Беларуси, Казахстане, Литве и Украине.

22 См. http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/I/I_00385/imfname_169274.pdf.

В соответствии с проектом Протокола к Энергетической Хартии по транзиту принципы расчёта транзитных тарифов будут применяться как в отношении договорных, так и регулируемых тарифов. Они должны быть объективными, обоснованными, прозрачными, недискриминационными и отражать затраты, предусматривая в том числе умеренную норму прибыли. Тем не менее, в случаях с договорными тарифами требование соблюдения прозрачности встречается редко, в связи с чем определить, насколько они являются недискриминационными и затратными, зачастую невозможно. Это становится ещё более сложным в тех случаях, когда договорные транзитные тарифы привязаны к договорам о покупке и продаже газа.

ГЛАВА 5: Тарифы, сборы и иные платежи

Прежде, чем перейти к более подробному описанию методик расчёта тарифов, необходимо учитывать, что зачастую тарифы являются не единственным видом платежей, который вынуждены осуществлять пользователи сети. Прежде всего, пользователям, вероятно, придется оплатить государственные сборы в дополнение или одновременно с тарифами на транспортировку. В то время как тариф – это плата, взимаемая с пользователей в качестве компенсации инвестиций и финансирования, расходов, связанных с эксплуатацией и техническим обслуживанием газопровода, а также и части дохода оператора, то государственный сбор – это налог, собираемый некоторыми странами-транзитёрами, в основном в качестве платы за право прохода через территорию данной страны и компенсации за не собираемые налоги, а также за предоставляемые страной услуги (например, защита газопровода). Это не всегда имеет прямое отношение к транспортным расходам. Подобные государственные сборы встречаются нечасто. Как правило, правительство получает доход в виде налога на предпринимательство, который платит оператор газопровода со стоимости предоставленных услуг. Более того, как это предусмотрено проектом Протокола к Энергетической Хартии по транзиту, государственные сборы должны соответствовать Ст. 5 ГАТТ и быть пропорциональными административным расходам вызванных транзитом или стоимости оказанных услуг.

Большинство стран, сообщивших о существовании государственных сборов, ссылались на такие налоги, как НДС, государственные и местные налоги, или платежи. Грузия считает, что в случае транзита может быть отличие. Это особенно относится к транзиту на восточно-западном направлении по Южнокавказскому газопроводу (SCP) по которому транспортируется газ из месторождения Шах-Дениз в Азербайджане в Турцию. В соответствии действующим соглашением с правительством государства-собственника недр, Грузия получает от газопроводного консорциума минимальную плату в размере 5% от объёма перекачиваемого газа в виде платы или в натуральной форме, ежегодно выбираемых Грузией, в качестве минимального дохода с фиксированного налога и компенсации за обязательство обеспечивать безопасность газопровода. В случае повреждения газопровода (например, в результате диверсии) Грузия несет ответственность за возмещение ущерба в размере, не превышающем общей суммы своих доходов от государственных сборов. Кроме этого в течение 20-ти лет Грузия будет иметь право приобретать дополнительные объёмы газа по льготной цене. В Грузии транзит НДС не облагается.

В Украине Налоговым кодексом установлены конкретные ставки платежей за транзитную транспортировку природного газа, нефти, нефтепродуктов и аммиака (см. Приложение).

Иные платежи, взимаемые на свободных рынках, и которые могут иметь такое же значение, что и тарифы, включают балансовые сборы (balancing fees) за услуги оператора транспортной сети (ОТС) с тем, чтобы разница цен для пользователей сети на входе и выходе не приводили к проблемам в работе

системы. Балансовые сборы могут иметь такое же значение для пользователей сети аналогичное тарифам.

И, наконец, следует отметить, что ввиду открытости и конкурентности рынка газа абсолютные величины тарифов или иных платежей часто считаются менее важной проблемой, чем другие препятствия, такие как отсутствие мощностей. Кроме того, стоимость транспортируемого газа обычно значительно превышает стоимость транспортировки.

5.1 Принципы тарификации

Из всех изученных стран страны-члены ЕС продвинулись дальше всех в развитии открытого рынка газа. Страны-члены ЕС обеспечивают доступ третьих сторон к системе транспортировки и распределения, а также к комплексам СПГ на основе публикуемых тарифов, действующих для всех допущенных потребителей, включая поставляющие предприятия, и применяемых объективно и на равноправной основе по отношению ко всем пользователям системы²³. Тарифы являются прозрачными и учитывают необходимость поддержания целостности системы и её укрепления, а также отражают фактические расходы настолько, насколько они соответствуют расходам эффективного и структурно сопоставимого оператора сети и являются прозрачными, одновременно включая адекватный доход на инвестиции. Тарифы на доступ к сети не должны ни ограничивать ликвидность рынка, ни нарушать торговлю через границы различных систем транспортировки²⁴. Они должны содействовать развитию эффективной торговли газом и конкуренции, стимулировать инвестиции, сохранение или организацию взаимодействия транспортировочных сетей. Законодательства большинства стран-членов ЕС содержат положения с подробным описанием порядка установления размеров тарифов в соответствии с этими принципами. Прозрачность, недопущение дискриминации и отражение фактических расходов являются наиболее важными составляющими.

В Норвегии размер тарифов должен покрывать эксплуатационные расходы и обеспечивать инвесторам адекватную прибыль на инвестиции. В Грузии тарифы также должны быть недискриминационными, прозрачными и основываться на затратах, а также стимулировать эффективное использование оборотных средств. В соответствии с действующим законодательством Казахстана, тарифы не должны быть ниже требуемых затрат на регулируемые услуги и должны предусматривать получение прибыли, необходимой для обеспечения эффективного функционирования предприятий естественных монополий. Бесперебойность поставок и безопасная работа сети, или стимулы по эффективному использованию имеющихся мощностей могут служить дополнительными критериями, как, например, в законе Германии о газе. В Польше к другим принципам тарификации относятся защита интересов потребителей в случае необоснованно высоких цен и устранение перекрестных субсидий. Основанное на издержках ценообразование и недискриминационный доступ третьих сторон к инфраструктуре являются

²³ Директива 2009/73/ЕС, Статья 32(1).

²⁴ Регламент (ЕС) 715/2009, Ст. 13.

основными элементами рынка природного газа в Турции. В Украине основным принципом расчёта тарифов на товары и услуги естественных монополий является баланс экономических интересов производителей и потребителей. Это означает с одной стороны тарифы на возмещение затрат и капиталовложений в модернизацию газотранспортной системы и учёт платежеспособности потребителей – с другой. В Швейцарии тарифы не регулируются.

Принципы тарификации в известной степени обуславливают выбор регулятивной системы в данной стране. Большинство стран регулируют тарифы на основе методик “издержки плюс”/норма прибыли, или стимулирование/установление предельного размера тарифа. Более подробно эти подходы будут описаны ниже. Представляется, что в целом они соответствуют требованиям Протокола к Энергетической Хартии по транзиту. Статья 10 Протокола гласит:

1. Каждая Договаривающаяся Сторона принимает все необходимые меры для обеспечения того, чтобы Транзитные Тарифы и другие условия являлись объективными, разумными, прозрачными и не дискриминировали на основании происхождения, назначения Энергетических Материалов и Продуктов в Транзите, или собственности на них.
2. Каждая Договаривающаяся Сторона обеспечивает, чтобы на Транзитные Тарифы и другие условия не оказывали влияние рыночные искажения, в частности такие, которые являются результатом злоупотребления господствующим положением любого владельца или оператора Сооружений для Транспортировки Энергии, используемых для Транзита.
3. Транзитные Тарифы основываются на эксплуатационных и инвестиционных издержках, включая разумную норму прибыли.
4. При условии пунктов 1, 2 и 3 настоящей Статьи, Транзитные Тарифы могут определяться с использованием соответствующих способов, включая регулирование, коммерческие переговоры или механизмы управления дефицитными ресурсами.

5.2 Прозрачность, гласность, правила доступа

Требование прозрачности к тарифам на транспортировку является наиболее важным для того, чтобы они смогли сыграть свою роль в эффективном сотрудничестве между пользователями систем и операторами транспортных систем, содействии торговли газом и стимулировании новых инвестиций в расширение мощностей или повышение производительности. Принцип прозрачности в отношении транзитных тарифов был также включен в проект Протокола к Энергетической Хартии по транзиту. Как зафиксировано в законах и нормативных актах государства, прозрачность всей правовой базы является требованием международного права. Согласно положениям ГАТТ и ДЭХ, законы, нормативные акты, судебные решения и административные решения общего действия, затрагивающие распределение и транспортировку товаров и иные вопросы, должны быть оперативно опубликованы и таким образом, чтобы дать возможность официальным органам и частному сектору с ними ознакомиться.

Список основных законов и иных правовых актов, регулирующих газовый рынок и тарифы на транспортировку, содержится в Приложении. Большинство этих документов можно найти в интернете.

Опубликование регулируемых тарифов является обязательным практически во всех странах, за исключением Туркменистана и Швейцарии; тем не менее, даже несмотря на отсутствие такого обязательства в Швейцарии практикуется опубликование индикативных тарифов. Законодательство ЕС требует опубликование тарифов²⁵. Более того, от ОТС требуется опубликование информации о недискриминационном и прозрачном распределении мощностей и механизмах управления в условиях перегрузки²⁶. Такая информация имеется на сайтах ОТС, где, как правило, есть и расчёт тарифов. Информация о тарифах может также публиковаться в правительственном бюллетене страны, печатающим государственные законодательные акты, как, например, в Испании, или в специальном бюллетене, каким, например, является Вестник Управления нормативного регулирования в области энергетики в Польше. Крайний срок для обнародования информации может быть различным. В Великобритании ОТС "National Grid Gas" обязан уведомлять об ориентировочных ценах за 150 дней до их применения, и об утвержденных тарифах - за 2 месяца до проведения аукционов по предоставлению мощностей на годовой/долгосрочной основе. В Литве регулируемые государством цены должны быть обнародованы не менее, чем за месяц до их вступления в силу. В Украине ОТС обязаны публиковать в печати подробную информацию о тарифах на транспортировку, установленных NERC по меньшей мере за пять дней до их применения. В Казахстане изменения в размерах тарифов должны быть опубликованы за 30 дней до их вступления в силу. Требования прозрачности могут включать и иные вопросы, такие как регулируемые производственные издержки, эксплуатация, модернизация, развитие систем, инвестиции и предоставленные услуги, конъюнктура рынка, технические условия, сроки аукционов, информация о доходах от распределённых мощностей и их использование.

При определении размеров тарифов в ряде стран проводятся общественные слушания, как, например, в Армении, Франции и Казахстане.

Размеры договорных тарифов, как правило, держатся в тайне. Как следствие этого, в Беларуси и Украине обязательство публиковать данные о тарифах касается регулируемых тарифов на внутренние поставки, а не транзитных тарифов, которые являются договорными.

25 Ст. 32(1) Директивы 2009/73/ЕС.

26 Ст. 16 и 17, Регламент 715/2009.

ГЛАВА 6: Методики расчёта транспортных и транзитных тарифов

Данная Глава посвящена методикам расчёта тарифа на основе затрат, поскольку они используются как в отношении транспортировки, так и транзита, а также обсуждению особого режима для транзита в рамках данной общей методики в тех случаях, где это можно обнаружить. Договорные транзитные тарифы не обязательно соответствуют описанному ниже подходу, основанному на затратах.

Методика установления тарифов на транспортировку и транзит включает два этапа: (а) расчёт общих допустимых издержек, связанных с эксплуатацией системы, для определения требуемого уровня доходов; и (b) распределение этих расходов между отдельными потребителями.

Два основных подхода к регулированию тарифов на транспортировку включают регулирование на основе нормы прибыли и методом поощрения. В случае регулирования на основе нормы прибыли, или подхода “затраты плюс” регулирующий орган устанавливает уровень допустимой прибыли для покрытия разумной стоимости услуг, основываясь на размере вложений в основные средства в газопроводных системах, финансовых и эксплуатационных затрат, а также обоснованный доход от материальных ресурсов, требуемых для предоставления услуги. Как правило, общая базовая стоимость устанавливается регулирующим органом, или путём переговоров с оператором транспортной системы (ОТС). В случае регулирования методом поощрения, или “регулирование потолка”, цены или доходы устанавливаются заранее (в большинстве случаев на срок регулирования 3-5 лет) вынуждая ОТС снижать стоимость, давая ему возможность сохранить дополнительные доходы, полученные в результате мероприятий по энергосбережению. По истечении срока регулирования цены и доходы пересчитываются на следующий период. Доходы, превышающие установленные размеры, корректируются и, как правило, то же касается и доходов ниже установленного уровня, например, в случае неиспользования газопровода. Регулирование предела годового дохода встречается сегодня достаточно часто. Большинство стран, выбирающих сегодня такой подход, применяют показатель границы доходности, и лишь некоторые ценовой потолок (например, Словакия, Литва).

В некоторых случаях имеет место комбинация таких подходов. В Чешской Республике к внутренним транспортировкам применяется метод верхней границы доходности, учитывая монопольную ситуацию на внутреннем рынке, в то время, как к транзиту, т.е. трансграничному перемещению, применяется верхняя граница цены, чтобы принять во внимание ситуацию конкуренции между несколькими транзитными маршрутами. Сравнение с системами других стран – ещё одна возможность укрепить конкурентоспособность транзитных газопроводов, что чётко предусмотрено в ЕС в соответствии со Ст. 13 Регламента о газе 715.

Можно также комбинировать отдельные элементы методик регулирования на основе нормы прибыли и регулирования методом поощрения, например, когда стимулирующие мероприятия направлены исключительно на снижение

эксплуатационных расходов, в то время как капитальные вложения продолжают регулироваться на основе нормы прибыли. Включение капитальных затрат транспортного оператора (амортизация и доходность основных фондов) в требование поощрительного регулирования о снижении затрат может нести оператору риск возвращения в будущем стоимости капиталовложений и таким образом подорвать стимул к инвестированию. В таком случае, иногда вводятся специальные положения в отношении новых инвестиций.

Размеры тарифов могут определяться или устанавливаться регулирующим органом заранее или по факту, если ОТС самостоятельно устанавливает тарифы в соответствии с принятой методикой. Установление по факту применяется, например, в Дании, Германии, Великобритании и Литве. Существует множество различных подходов, часто выходящих за рамки теории, которые нельзя всесторонне отразить в данном исследовании.

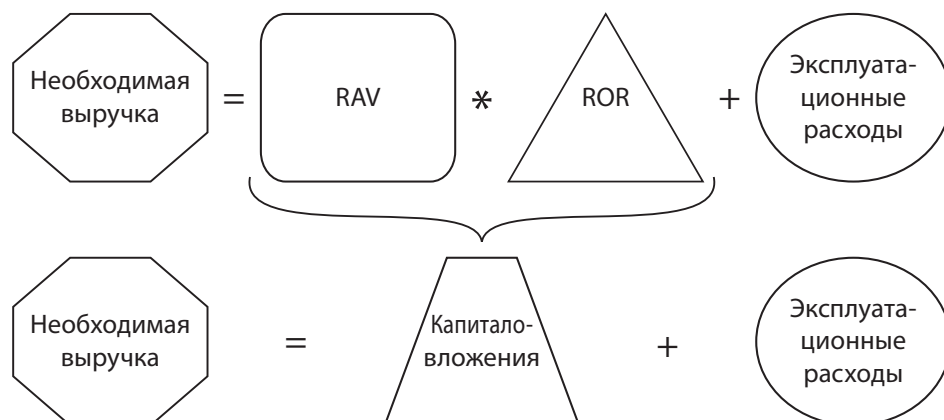
6.1 Необходимая выручка

Общий размер необходимой выручки является главным элементом любого упражнения по установлению размера тарифа. Она включает все эксплуатационные расходы плюс доходная составляющая, рассчитываемая как допустимая норма прибыли на стоимость основных средств производства.

На рисунке 1 показаны основные элементы расчётов необходимой выручки:

- Элементы финансирования и доходов, рассчитываемые как прибыль на регулируемую стоимость активов (RAV) капитальных затрат, определяются путём умножения RAV на допустимую норму прибыли (RoR);
- Стоимость амортизации капитальных затрат, представленная как налоговая скидка на износ основных средств;
- Эксплуатационные расходы.

Рисунок 1: основные элементы расчётов необходимой выручки



6.2 Регулируемая стоимость основных фондов (RAV)

Решение регулятивного органа относительно регулируемой стоимости основных средств, необходимых для предоставления регулируемых услуг крайне важна для определения размера прибыли на стоимость инвестиций ОТС.

Данная стоимость определяется исходя из первоначально установленной базы активов, использовавшейся на начальном этапе процесса установления тарифов, к которой могут добавляться согласованные впоследствии инвестиции в систему. Такие новые инвестиции, как правило, добавляются к базе активов по их полной стоимости. Таким же образом первоначальный размер RAV со временем меняется по мере поступления новых инвестиций и износа имеющегося хозяйства. По всей видимости, процесс переговоров между регулирующим органом и оператором о том насколько новые объекты могут быть включены в базисные активы, будет бесконечным. С одной стороны, операторы стремятся включить в тарифную базу максимальное, насколько возможно, количество оборудования, с другой – во избежание проблем требуются стимулы для инвестирования. Обоснованием большого объёма новых инвестиций служит предполагаемая необходимость удовлетворения спроса в будущем, и поэтому регулирующему органу будет необходимо участвовать, по существу, в принятии решений относительно планирования будущей системы, равно как и регулирования существующей.

С оценкой стоимости начального капитала могут возникнуть сложности. Существует ряд альтернативных методов для определения базисных активов, включая:

- a. стоимость прошлых инвестиций;
- b. индексированные прошлые расходы;
- c. балансовая стоимость системы, как она отражена в финансовых отчётах ОТС;
- d. стоимость восстановления системы;
- e. стоимость восстановления с учётом амортизации за условный период; и
- f. стоимость системы, оцененная при приватизации или иной реализации.

По методу (a), стоимость прошлых инвестиций теряет в цене в течение регулируемого экономически выгодного срока службы системы. По завершении амортизационного периода элемент амортизации перестаёт существовать, и основа для применения стоимости капитала станет нулевой, в результате чего общий тариф практически будет равен нулю. Подобная дихотомия обусловлена расхождением между сроком службы трубопровода - период его амортизации, и сроком его фактического использования, который нередко намного продолжительнее.

Метод (b) используется с целью корректировки прошлых затрат для объяснения соответствующих изменений уровня цен и/или инфляции. Аналогично изменениям в стоимости основных средств, вместе с инфляцией растут и размеры тарифов, что приносит собственнику сети дополнительные доходы. В то же время снижение уровня инфляции ведёт к сокращению стоимости

займа. Инфляционные и ценовые корректировки более отвечают интересам собственников сетей, чем их пользователей.

Балансовая стоимость (с) регулирует амортизационные расходы и долевое участие в меньшей степени, чем метод, основанный на стоимости прошлых инвестиций, как правило, предусматривающий обычную амортизацию. На практике, в течение всего амортизационного периода балансовая стоимость может зачастую предусматривать более высокие темпы износа, означая более низкую стоимость займа, а также более низкую амортизационную составляющую в размере транзитных тарифов. Метод (с) требует реструктуризацию крупных предприятий, как минимум в плане выделения бухгалтерских счетов системы трубопроводной транспортировки из счетов других видов деятельности, таких как производство и хранение. Если инфляция прошлых лет не отражена в практике отчётности, то балансовая стоимость активов может быть искажена²⁷. Также имеется возможность того, что система может быть либо субсидирована, либо при первоначальной оценке стоимости были использованы нерыночные цены. Последствия, по всей вероятности, будут заключаться в том, что балансовая стоимость активов окажется слишком низкой, для того чтобы обеспечивать достаточную норму прибыли для модернизации или расширения системы. Балансовая стоимость, основывающаяся на реальной первоначальной стоимости активов, весьма вероятно, будет полезна в случае достаточно новых систем, как это было в случае ирландской системы.

Остающиеся три подхода основываются на применении объективной рыночной, независимой оценки стоимости рассматриваемой системы.

Подходы (d) и (e) квалифицируются фактически как варианты одной и той же базовой концепции, когда стоимость новой системы с такими же характеристиками используется для определения восстановительной стоимости системы. Хотя все элементы таких расчётов могут быть рыночными, некоторые ключевые составляющие стоимости трубопровода, такие как обменный курс доллара и цены на сталь, могут сильно варьироваться, приводя к волатильности стоимости восстановления. Рост стоимости, вызванный в частности инфляцией, ложится бременем на пользователей сети. В то же время, поскольку он приводит к увеличению стоимости базисных активов, то выручка от этого может быть реализована собственником сети в качестве прибыли в случае продажи системы. Данный фактор делает эти методы привлекательными для владельца сети и приводит к увеличению тарифов. Метод стоимости восстановления, как правило, предусматривает как минимум принятие во внимание фактора амортизации, что относится к варианту (e).

Стоимость системы, определяемая в процессе приватизации (вариант (f)), является привлекательной методикой в тех случаях, когда такая оценка стоимости возможна²⁸. Данный подход также предусматривает отдельные счета для ОТС, если последний является частью комплексной системы. В целом ряде случаев процесс приватизации будет отражать знание режима регулирования, при

27 Например, после экономического кризиса 1998 года в России, рубль обесценился на 600%.

28 Например, она стала первоначальной основой для оценки стоимости основных средств сети "British Gas" в Великобритании.

котором компания должна будет функционировать. Если есть обязательство по уравниванию первоначальной RAV с ценой трубопроводной системы, тогда имеет место чёткий стимул к предложению высокой цены за систему, поскольку известно, что завышенные предложения будут компенсированы автоматическим включением успешного предложения в RAV.

Оценка стоимости активов проводится с учётом основных средств, требуемых для регулируемой деятельности. Большинство из рассмотренных стран в качестве основы расчёта RAV используют реальные инвестиционные затраты прошлых лет. К ним относятся Армения, Чешская Республика, Дания, Франция, БЮРМ, Литва, Польша, Португалия и Великобритания.

Стоимость прошлых инвестиций (балансовая стоимость в прошлом) может быть индексирована с учётом инфляции (Дания, Франция, Великобритания), или на основании других показателей (Литва). Обменные курсы могут также быть важным фактором при оценке стоимости активов, в особенности, если у компании имелись обязательства по кредитам в иностранной валюте, как в случае с польским "EuRoPol Gaz", собственником польского участка транзитного газопровода Ямал.

В Бельгии и Грузии расчёты в основном основаны на восстановительной стоимости. Когда в 2002 г. в Бельгии произошла либерализация газопроводов стоимость основных средств на основании восстановительной стоимости, тем самым была учтен возраст активов (износ основных средств). После этого RAV менялась со стоимостью фактических инвестиций/ дивестиций и расходами на восстановление.

В Германии одна часть стоимости прошлых активов рассчитывается по прошлым ценам, а другая – по восстановительной стоимости. Стоимость новых основных средств определяется в реальных (прошлых) ценах.

Чешская Республика и Литва относятся к тем странам, в которых делается различие между основными средствами, используемыми для транзита и для внутренней транспортировки. В Чешской Республике для тарификации (во избежание перекрестного субсидирования) существуют раздельная отчётность по этим двум видам основных средств. В Литве стоимость основных средств, используемых для регулируемой транспортировки, снижается на стоимость активов, используемых в транзите. Это должно гарантировать, чтобы литовские внутренние потребители не несли расходы на транзит через Литву российского газа, предназначенного для Калининградской области России. Как это упомянуто выше, транзитные тарифы являются предметом переговоров между литовским ОТС и транзитным грузоперевозчиком, российским Газпромом. Стоимость основных транзитных и транспортировочных средств различается в отношении гарантированной мощности. Данный принцип применяется и к инвестициям в объекты инфраструктуры.

В Казахстане соответствующие активы оцениваются по их балансовой или восстановительной стоимости на конец предыдущего отчётного периода. В

отношении долгосрочных транзитных контрактов учитываются ожидаемые капиталовложения в развитие и модернизацию газопроводной системы с тем, чтобы не было необходимости регулярно переоценивать балансовую стоимость.

Полученные субсидии и средства структурных фондов ЕС, возможно, придется вычесть из RAV.

В Беларуси методика RAV не используется, однако для бухгалтерского учёта принимается во внимание стоимость реальных инвестиций; переоценка основных активов является обязательной, если уровень инфляции превышает 3%. Восстановительная стоимость и амортизационные расходы оцениваются в соответствии с коэффициентами, опубликованными национальным статистическим комитетом; кроме того, проводится прямая оценка на основании рыночной стоимости. Продажа оставшихся 50% акций Белтрансгаза Газпрому в 2011 г. показывает, насколько сложно оценить стоимость базовых активов и соответственно нормы прибыли, поскольку в основе сделки главным образом лежали специальные концессии на поставки природного газа в Беларуси.

Для определения износа основных средств существует особый порядок. Равномерное начисление износа является наиболее часто применяемым методом. В Чешской Республике регулируемые нормы амортизации приравнены к отчётной амортизации для гарантии предоставления надлежащих финансовых ресурсов на инвестиционную деятельность. Во Франции нормы амортизации рассчитываются на основании периода наиболее эффективного использования инвестиций, который составляет 50 лет для газопроводов. Такой же срок установлен и в Бельгии. В Великобритании нормальным сроком амортизации считается 45 лет.

В Литве нормы амортизации устанавливаются после анализа норм, применяемых в газовых компаниях других стран Европы. Срок эксплуатации основного средства может быть увеличен, или сокращен по причине проведенной реконструкции или плохого состояния основного средства. В Грузии комиссия по регулированию может применять нормы амортизации, как к изношенным, так и к вновь созданным основным средствам.

Нормы амортизации могут быть использованы в качестве стимула для новых инвестиций. Министерство экономики и развития Туркменистана имеет право устанавливать нормы амортизации для абсолютно всех видов новых основных средств. Предприятия и организации независимо от их формы собственности имеют право после утверждения Министерством применять метод ускоренной амортизации по отношению к основным средствам, использованным для производства новых современных видов продукции и для расширения экспорта. Тем не менее, применение этого метода не должно стать поводом для увеличения цен или тарифов.

Со временем размер RAV применительно к капиталовложениям в основные средства снижается, падает его восстановительная стоимость и поэтому сокраща-

ется допустимый уровень годовых доходов по мере снижения капитальных начислений. Поэтому, как представляется, для давно функционирующего трубопровода будут характерны более низкие начисления по сравнению с новым трубопроводом. Выбор методик сочетания амортизации и потоков амортизационных начислений может в определённой степени определить возможность конкуренции нового газопровода с построенными ранее.

6.3 Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные расходы могут включать как постоянные, так и переменные затраты, Первые как правило включают расходы, связанные с персоналом и административными мероприятиями. Основным компонентом переменных затрат является стоимость газа, используемого в качестве топлива для компрессорных установок. Следующий список, полученный от польского ОТС Gaz-System, может быть примером эксплуатационных расходов. Оправданные затраты включают стоимость транспортировки, а также:

- материальные и энергетические затраты (включая газ купленный оператором для своих собственных нужд и ликвидации отклонений, вызванных дисбалансом);
- внешние услуги (включая ремонт и техническое обслуживание, аренду складских помещений на нужды оператора);
- налоги и сборы;
- заработная плата;
- пособия рабочим;
- износ оборудования;
- прочее.

Страховку можно также включить в число оправданных расходов. Как правило, эксплуатационные расходы (ОРЕХ) должны быть утверждены регулирующим органом. В большинстве стран это происходит на основе оценки прошлых ОРЕХ, как они отражены в отчётной документации за прошлый регулятивный период и/или прогнозов, которые быть предметом аудиторских проверок и сопоставительного анализа, технологических норм, а также показателей эффективности на следующий регулятивный период. В соответствии с регулированием методом поощрения, например, в Великобритании, оператору системы предоставляется плановая льгота на эксплуатационные расходы, в качестве части его допустимой прибыли; фактически понесенные расходы оцениваются по факту, как часть процесса установления льгот на следующий период.

6.4 Прибыль на вложенный капитал

RAV связана с величиной требуемого уровня годовых доходов двояко: налоговая скидка на амортизацию, предоставленная ОТС, и норма прибыли на капитал, полученная ОТС. Однако, если строго говоря, такая прибыль на капитал не

является тем же самым, что прибыль ОТС, вероятно, что с точки зрения общест-венности разницы между ними практически нет. С учётом статуса ОТС как энер-гетической монополии, величина регулируемой прибыли на капитал имеет важное политическое и экономическое значение. Расчёт допустимой прибыли на капитал (нередко именуемый “средневзвешенной стоимостью капитала”, или “СВСК”) несколько изменяется при применении различных методик, однако в целом предполагает определение соотношения заёмных и собственных средств ОТС и стоимости заёмного финансирования, оценку размера нормальной при-были на собственный капитал, его корректировку на величину категории риска, характерной для предприятия, и, наконец, формирования средневзвешенного значения этих двух норм прибыли.

Для сравнительного анализа СВСК, или аналогичных показателей важно различать пост-налоговую СВСК (предполагается, что компания погасила обязательства по налогам, как часть требуемой прибыли) и пред-налоговая СВСК (средняя норма прибыли, необходимая для получения прибыли с инвестиции и выплаты налога на прибыль компании). Более того, инфляция может учитываться (номинальная СВСК), или нет (реальная СВСК). Как правило, уровень инфляции принимается во внимание для расчёта RAV или нормы прибыли, но по отдельности. В качестве примера можно привести Бельгию, где при оценке стоимости основных средств используется номинальная СВСК, а инфляция во внимание не принимается. В целом, более часто применяются реальная и пред-налоговая СВСК.

Коэффициент задолженности, применяемый в СВСК, является важным показате-лем для определения стоимости капитала, поскольку заёмный капитал обычно дешевле из-за соотношения собственного и привлеченного капитала. По мнению большинства европейских регулятивных органов, при оптимальном подходе соотношение собственных и заёмных средств должно составлять 60%. Регулятивный орган в Чехии применяет более низкий коэффициент задолжен-ности (30%), принимая во внимание риски, связанные с финансовой нестабиль-ностью при слишком высоком уровне заёмных средств²⁹. Определение опти-мальной структуры капитала остаётся прерогативой для компании, однако прибыль будет зависеть от решения регулятивного органа в отношении СВСК.

Нормативные документы Германии не содержат предписаний по СВСК, однако требуют от регулирующего органа принимать во внимание индивидуальную структуру капитала оператора сети. Предельная доля собственных средств установлена в размере 40%. Регулирующий орган обязан рассмотреть фактическую стоимость заёмного капитала и рассчитать долю собственных средств для каждого регулируемого периода, учитывая предпринимательский риск и условия, действующие на внутренних и международных рынках. Специфический риск страны, указанный в её кредитном рейтинге, является одним из факторов, которые следует учитывать в этой связи.

29 Итоговый доклад управления по регулированию энергетики о методике регулирования на третий период регулирования, включая основные параметры формулы регулирования и ценообразования в электроэнергетической и газовых отраслях, декабрь 2009 г.

Для данного исследования была представлена следующая информация об уровнях прибыли:

Беларусь:	регулируемая норма прибыли отсутствует. Доход Белтрансгаза от транзита рассчитывается ежегодно на основании сумм, необходимых для выплаты дивидендов акционерам, а также технического и социального развития компании.
Бельгия:	5,7% номинальная, после уплаты налога.
Дания:	Тарифы на транспортировку рассчитываются на основании затрат и не включают прибыль на инвестированный капитал (ROIC), СВСК и другие составляющие прибыли. Стоимость капитала рассчитывается на основе коммерческого кредитования и перекладывается на потребителей, исходя из принципа "один к одному".
Франция:	7,25% реальная, до уплаты налога.
Грузия:	Регулирующая комиссия определяет индивидуальный уровень прибыли; в основном от 8% до 12% от чистого дохода в газовом секторе. Транзит освобожден от НДС.
Германия:	9,29% номинальная и 7,56% реальная процентная ставка на собственный капитал в зависимости от доли новых/старых основных средств в RAV.
Литва:	норма прибыли не должна быть ниже среднеарифметического размера годовой процентной ставки на аукционах государственных долгосрочных (10 лет) облигаций в течение последних 36 календарных месяцев, которые не будут превышать 5%. В результате, пост-налоговая норма прибыли для предприятий газовой индустрии составляет 5% экономически обоснованной стоимости основного средства.
БЮРМ:	9-9,5%.
Норвегия:	7% реальная, до уплаты налога.
Польша:	9% номинальная, до уплаты налога.
Португалия:	8% реальная, до уплаты налога.
Испания:	3,75%, распределяемые на 10-тилетний срок действия испанских гособлигаций (процентная ставка по испанским облигациям 10-летнего займа составила около 3,5% в январе 2006 г. и более 5% в январе 2011 г.).
Великобритания:	6,25% реальная, до уплаты налога.

6.5 Регулирование нормы прибыли и сетевое планирование

Регулирование нормы прибыли всегда связано с косвенным предположением о степени будущей загрузки трубопровода, т.е. он обычно работает на полную

мощность или настолько близкой к ней, насколько это возможно, учитывая требования эксплуатационной гибкости. В прошлом, если ОТС инвестировал в трубопровод, на котором, как оказывалось, используется лишь часть мощностей, то, как правило, никакого допущения при определении изначальной РСОС на эту ошибку не делается, поскольку за незагруженные мощности ОТС вправе взимать с существующих клиентов плату, обеспечивающую полный приток доходов. Подобное увеличение тарифа может повлечь за собой дальнейшее сокращение загрузки газопроводных мощностей.

Во избежание инвестирования в недостаточно загруженные мощности, регулирующий орган может разрешить расширение системы в будущем, как правило, минимум на пять лет вперед. В долгосрочном плане такое решение должно основываться на прогнозах поставок и спроса в отношении не только поставок на внутренний рынок, но также и ожидаемых значительных потоков для снабжения других стран. В особенности это касается стран транзита, где объёмы транзитных потоков значительно превышают объёмы внутреннего потребления. Можно привести конкретный пример: в следующем десятилетии словацкий регулирующий орган могут попросить разрешить включать инвестиции в словацкие трубопроводы в РСОС словацкого ОТС, основываясь, хотя бы частично, на прогнозы спроса в Бельгии или Великобритании и возможного альтернативного предложения в этих странах. В принципе, подобные вопросы могут быть решены в ходе тех же переговоров и совместного планирования с участием регулирующего органа и системного планировщика, хотя это и вносит дополнительную путаницу в национальную нормативную базу и в конечном счете в порядок тарификации с целью избежать перекрестное субсидирование тарифов на внутреннюю и транзитную транспортировку газа.

Либерализация рынка и реструктуризация ещё больше усложнили эту проблему. В ЕС одним из путей решения является разработка десятилетних планов развития сетей в рамках всего Союза в соответствии с Регламентом 715/2009(ЕС).

6.6 Методика расчёта удельного тарифа

Вторым этапом выведения регулируемого тарифа является распределение допустимых годовых доходов по фактическим поставкам газа с целью получения удельного тарифа. С целью обеспечения стабильной основы для транспортировки и торговли газом широко применяется практика выведения тарифа на основе прогноза газовых потоков, прокачиваемых по системе, на год и более лет вперед с последующей корректировкой доходов ОТС в сторону повышения или понижения, после получения данных о фактических потоках. Тарифы можно разделить на тарифы на газ и на установленную мощность.

Установить размер удельного тарифа можно простым делением требуемого уровня доходов на объём природного газа перекачанного в течение года. Этот способ используется, например, в Казахстане, где тариф на транспортировку 1000 м³ природного газа определяется по следующей формуле:

$$T=R/V$$

где

R – общая запланированная годовая прибыль ОТС

V – общий годовой объём перекачанного природного газа

При помощи таких же формул размер удельного тарифа может быть установлен регулирующим органом, или рассчитан ОТС по методике, утвержденной первым. Согласно регулированию методом поощрения, регулирующий орган может установить ценовой потолок на тариф, например, исходя из конкурентоспособности (см. выше). Если установлена предельная прибыль, то ОТС обладает большей свободой действий при установлении размера тарифа.

Доходы и цены могут корректироваться с учётом инфляции и индекса потребительских цен. В Германии, например, предельный уровень дохода корректируется исходя из изменений общего индекса потребительских цен по прошествии двух лет. Корректировка эксплуатационных расходов с учётом инфляции используется достаточно широко. В Литве и Словакии, использующих ценовые потолки, тарифы корректируются на 50% от уровня инфляции. Такие корректировки объясняются влиянием инфляции в основном на эксплуатационные расходы, принимая во внимание 50-процентную предполагаемой экономии эффективности. В Норвегии тариф также корректируется в соответствии с норвежским индексом потребительских цен. В случае транзита через Украину на размер транзитного тарифа влияет уровень инфляции в Европейском союзе. В Казахстане во внимание принимаются обменные курсы иностранных валют, как одного из факторов, определяющий общий доход оператора.

Что касается корректировки капитальных затрат в зависимости от уровня инфляции, то данный фактор принимается во внимание при оценке стоимости основных средств, или включается в СВСК (номинальная СВСК, см. выше).

Методики расчёта тарифа и резервирования мощностей необязательно должны быть идентичны для одного и того же ОТС. Однако при этом наблюдается чёткая тенденция к тому, чтобы обе концепции стали идентичными.

В целом существуют четыре вида методик расчёта тарифа, которые применяются в настоящее время для распределения общих затрат по грузоотправителям:

- “почтовая”;
- “дистанционная”;
- “от пункта до пункта”; и
- “на входе/выходе”.

6.6.1 “Почтовые” тарифы

“Почтовые” тарифы предполагают использование единой фиксированной платы за транспортировку любого объёма газа в пределах района, в котором действует тариф. “Почтовые” тарифы обычно применяются в отношении распределительных систем низкого давления.

Преимущества “почтовых” тарифов особенно заметны при их применении в распределительных или других весьма разветвлённых и концентрированных системах: они просты, прозрачны и легко применяются новыми участниками рынка. Подобная простота означает, что они нередко являются первым инструментом, используемым новым регулирующим органом, приступающим к выполнению сложной задачи осуществления надзора в газовой отрасли. На практике общие допустимые доходы можно разделить на требуемую мощность системы, и в итоге даёт получить размер удельного тарифа. “Почтовые” тарифы могут подразумевать, или не подразумевать плату за пропускную способность.

“Почтовые” тарифы наиболее подходят для простых и небольших систем. Иначе у них могут быть недостатки. Они являются дискриминационными по отношению к потребителям на различных участках крупных систем, учитывая тот факт, что для обслуживания различных потребителей требуются различные объёмы инвестиций. Более того, они не обеспечивают сигналов для эффективного использования системы, основанных на избыточных или перегруженных мощностях на различных участках системы. Социальная политика может служить оправданием использования “почтовых” тарифов, одинаковых для всего населения. Следует особенно отметить тот факт, что в ряде стран использование “почтовых” тарифов ограничивается внутренней транспортировкой. К их числу относятся Беларусь, Украина и Казахстан, где к транзиту применяются дистанционные тарифы. В Украине была установлена особая связь между тарифами на транспортировку и распределение. Все пользователи системы платят одинаковый, простой единый транспортный тариф за исключением потребителей, получающих свой газ напрямую из магистральных газопроводов высокого давления. Транспортный тариф на магистральных газопроводах для конкретного региона определяется путём вычитания суммы регулируемого распределительного тарифа, установленного для данного региона, из простого единого транспортного тарифа.

“Почтовые” тарифы на транспортировку до сих пор используются в Польше, Литве и БЮРМ. В Польше применяется коллективный тариф, схожий с “почтовым” тарифом, в то время как на польском участке газопровода Ямал применяются “дистанционные” тарифы. Условия введения в Польше в будущем тарифов “на входе/выходе” являются предметом переговоров между ОТС Gaz-System и регулирующим управлением в области энергетики. Учитывая требования законодательства ЕС, Португалия изменила методику расчёта транспортных тарифов, перейдя в 2010 г. с “почтовых” на полностью разделённую систему тарифов на “входе/выходе”.

6.6.2 “Дистанционные” тарифы

“Дистанционные” тарифы предполагают, что грузоотправитель должен вносить плату исходя из расстояния между указанными пунктами входа в систему и выхода из нее. Как правило, они выражаются в евро или долларах за резервируемые мощности за м³/час/100 км/год. Плата за мощности производится независимо от факта использования. Она может сочетаться с товарными составляющими для отражения переменных затрат и в частности цены газообразного топлива. Конкретные транспортные издержки определяются коэффициентом эксплуатационной мощности.

В тех случаях, когда коэффициент использования высок, как в большинстве транспортных (транзитных) систем большой протяжённости, которые обслуживают долгосрочные контракты с высокой минимальной платой (как правило, соответствующей не менее 7000 часов работы при полной загрузке, или коэффициенту использования на уровне порядка 0,8), может быть целесообразным определение размера тарифа за транспортировку в зависимости от перекаченных объёмов. В БСР используется единица \$/1000 м³/100 км.

“Дистанционные” тарифы наиболее привлекательны для систем, перекачивающих газ в одном направлении на значительные расстояния, и имеющих весьма незначительное число промежуточных пунктов сдачи. В Европе они применяются в ряде важных систем, хотя нынешнее законодательство ЕС требует использование тарифов “на входе/выходе”. “Дистанционные” тарифы до сих пор используются рядом ОТС, например, в Германии, или в Польше (Ямал). За пределами ЕС эти тарифы являются нормой в отношении транзита, хотя они, как правило, представляются в виде платы за товар, чем за мощность ввиду высокого коэффициента использования систем для перекачки транзитных объёмов. Использование платы за товар может быть менее эффективным в случае снижения коэффициента загрузки, например, в результате появления новых альтернативных маршрутов поставок, поскольку они не являются эффективным инструментом предоставления свободных мощностей иным пользователям.

Польза от длительного использования “дистанционных” тарифов на линейных системах подтверждается тарифной моделью, разработанной в рамках межправительственного соглашения о проекте Набукко. В Соглашении указано, что “тариф будет рассчитываться в зависимости от расстояния и выражаться в Евро/((нм³ (0°С)/час*км)/год), что означает, что тарифы будут едиными и применяться на всех участках газопровода”³⁰.

Преимущества “дистанционных” тарифов заключаются в том, что они достаточно просты, прозрачны, отражают произведенные затраты в случае потоков, перекачиваемых в одном направлении. Однако их критикуют по ряду важных позиций. Прежде всего за то, что они могут не отражать надлежащим образом производимые затраты в системах, где не существует одного простого маршрута между пунктами приема и сдачи или где линейные потоки газа могут

30 Соглашение о Набукко (см. выше, сноска 24), стр. 25.

вытесняться в той или иной форме. Регулирующие органы Европы оспаривают тот факт, что расстояние может иметь значение лишь для малоразветвлённых газотранспортных сетей³¹. Эти тарифы также благоприятствуют существующим пользователям ввиду так называемого портфельного эффекта, при котором грузоотправители с несколькими контрактами, привязанными к нескольким пунктам приема/сдачи, могут сводить к минимуму свои транспортные издержки за счёт прямых замещений в рамках своего портфеля контрактов. Новые участники с небольшим количеством контрактов могут делать это только в виде открытых обменов с другими грузоотправителями, которые затруднены на начальных этапах формирования рынка. С другой стороны, загрузка системы на короткие расстояния может также блокировать мощности системы вверх и вниз по потоку.

6.6.3 Тарифы “от пункта до пункта”

При этой тарифной системе конкретный тариф применяется в отношении каждой пары пунктов приема и сдачи в рамках системы. Преимущество заключается в том, что тарифы являются чёткими и призваны отражать фактические затраты при условии, что система физически правильно смоделирована. Тем не менее, эту систему критикуют за существенную закрытость. Более того, она может стать весьма сложной при наличии значительного числа пунктов приема и сдачи. Данный метод также критикуют за “портфельный эффект” и за то, что он не дает чёткого сигнала о перегрузке мощности в конкретных точках системы. Преимуществом для оператора является то, что у него будет общая картина заявок на потоки и требуемых мощностей для их выполнения.

6.6.4 Тарифы “на входе/ выходе”

В данной тарифной системе отдельный тариф устанавливается для каждого пункта приема и сдачи. При применении системы тарифов “на входе/выходе” резервирование мощностей может осуществляться на той же основе, отдельно для каждого пункта приема и сдачи газа, а реально перемещённые объёмы определяются по факту, после суммирования контрактов перевозчика на предоставление мощностей. Как правило, единицей расчёта тарифа на мощность на “входе-выходе” являются евро, или $\$/\text{м}^3/\text{час}(\text{день})/\text{год}$; или евро, или $\$/\text{кВтч}/\text{час}(\text{день})/\text{год}$.

Разделение пунктов приема и сдачи при резервировании затрудняет возможность системному оператору знать, могут ли быть обслужены зарезервированные мощности на входе, поскольку, в конечном счете, это зависит от общего баланса между зарезервированными мощностями на входе и выходе. Надёжность системы требует от ОТС предоставления сбалансированных услуг между общими объёмами закачки и поставками пользователям системы, для чего могут потребоваться закупки дополнительных объёмов газа (балансовый газ).

31 Доклад ERGEG о ценах на транспортировку (за транзит) и о том, как они взаимодействуют с системами “входа-выхода”, Ref: E06-GFG-18-03, 6 декабря 2006 г.

Тарификация на входе/выходе почти неизбежно требует детального физического и финансового моделирования проходящих по системе потоков, что может стать достаточно сложным. В то же время, система тарифов “на входе/выходе” позволяет значительно повысить гибкость рынка контрактов на мощности, облегчая новым игрокам доступ к системе. В конце концов, рынок контрактов на мощности может привести к формированию мало регулируемых рынков, где рынок, а не регулирующий орган будет устанавливать отдельные сборы. Данное преимущество было предложено британской системой продажи с аукциона мощностей на входе, которая, тем не менее, повлекла за собой огромную плату за дефицит мощностей в Сент-Фергусе в прошлом, не обеспечив привлечение инвестиций для уменьшения такого дефицита. Данная система позволяет рассчитывать начисления на основе в гораздо большей степени на предельных издержках, а не на первоначальной стоимости. Однако на практике приоритет, как правило, имеет полное возмещение затрат на основе первоначальных инвестиций.

В весьма разветвлённых системах, перекачивающих небольшие объёмы продукции по отношению к своей общей пропускной способности, система может функционировать как ёмкость, в которой дополнительные объёмы газа, закаченные в систему, увеличивают общий уровень и могут быть сданы из системы в любом месте без каких-либо особых затрат.

Согласно Регламенту 715/2009, применение системы “на входе-выходе” в отношении доступа и тарифов стало обязательным в ЕС. Статья 13 предписывает, чтобы тарифы для пользователей системы устанавливались для каждого пункта входа в газотранспортную систему и выхода из неё. На этом основании ряд европейских ОТС недавно заменили “дистанционные” и “почтовые” тарифы на тарифы “на входе-выходе”. В своих ответах на вопросы, заданные в рамках опроса, проведенного для целей данного исследования, Португалия, недавно сменившая систему “почтовых” тарифов на полностью отдельную модель “на входе-выходе”, выразила сомнение, что установление транспортных тарифов на основе расценок для каждого отдельного пункта входа и выхода обеспечивает более эффективное использование объектов инфраструктуры, эффективное распределение затрат и более рациональное использование мощности. Тарифы, чей размер не определяется контрактом, также содействовали бы развитию рынка, поскольку поставщики могут также меняться и бороться за газ внутри газопроводной сети на “едином игровом поле”.

В ряде стран-членов ЕС применение указанного Регламента ещё не началось. Иные не подпадают под действие положений Регламента 715/2009, поскольку относятся к категории развивающихся и изолированных рынков (Кипр, Эстония, Латвия, Финляндия). Новые основные объекты инфраструктуры и системы транспортировки природного газа, получившие освобождение от доступа третьих сторон в отношении обязательной оплаты при отказе от продукции, также могут быть освобождены от её действия (Ст. 48 Директивы 2009/73/ЕС). Вне ЕС система “на входе-выходе” применяется в Норвегии. В Турции тарифы также устанавливаются на основе системы “на входе-выходе”.

Тарифы “на входе-выходе” обычно напоминают “почтовую” систему в том случае, если размер тарифов устанавливается относительно общим способом для большинства пунктов вход или выхода. Такой подход практикуется, например, в Испании и рядом ОТС в Германии. Для линейных систем, транспортирующих крупные транзитные объёмы на большие расстояния, выбор системы “вход-выход”, возможно, не станет наиболее очевидным решением.

Тарифы “на входе-выходе” критиковали за то, что они могут привести к перекрестному субсидированию различных услуг. В своём докладе о транзите за 2005г. организация европейских операторов транспортных сетей “Gas Transmission Europe” (GTE) в качестве недостатков модели “вход-выход” отмечала тот факт, что цены на транспортировки на малые расстояния обычно слишком высоки, а на большие расстояния, как правило, не отражают реальных затрат³². Далее, указывалось, что “транзит по системе “вход-выход” может привести к перекрестному субсидированию транзита и транспортировки на внутреннем рынке”. GTE рекомендовала, чтобы в случаях, когда перекрестное субсидирование чётко прослеживается и приводит к неприемлемым перебоям, более подходящим было бы применение специальных транзитных тарифов. Одновременно консультативная группа регулирующих органов Европы (ERGEG) предложила возможность введения особых тарифов “на входе-выходе”, таких как тарифы на транспортировку в обратном направлении и на короткие расстояния, во избежание перекрестного субсидирования. В случае, если система транспортировки природного газа недостаточно разветвлена и потоки, в особенности транзитные, прокачивались в одном направлении, при расчёте размера тарифов можно учитывать коэффициент нагрузки, расстояние транспортировки, капиталовложения на единицу мощности и объёмы. Исключительно для линейного транзита на большие расстояния, не взаимосвязанного с другими системами внутренних транспортировок, может учитываться расстояние во избежание перекрестного субсидирования транспортировок на длинные и короткие расстояния³³.

Тем временем, модель “вход-выход” была включена также в отдельные типичные системы транзита. Следует отметить пример Словакии, где объёмы транзита более чем в 10 раз превышают объёмы внутреннего потребления. Словацкий ОТС Eustream применяет отдельную систему “вход-выход”, имея четыре пункта входа и выхода (Вельке Капушаны, на границе с Украиной, Баумгартен – с Австрией и Ланжот – с Чехией, а также один пункт для внутренних бытовых потребителей). Произведя расчёты тарифа на сайте Eustream, можно убедиться, что мощность на пункте для внутреннего потребления значительно ниже, чем на пограничных пунктах выхода. В Чешской Республике сборы на выходе для внутренней транспортировки в системы exit распределения включаются в тариф за распределение для конечных потребителей, устанавливаемый регулирующим органом, и эта мощность не подлежит отдельному резервированию грузоотправителями.

32 Доклад GTE о транзите, см. выше, сноска 10.

33 Доклад ERGEG report, см. выше.

Система “вход-выход” может быть невыгодной в отношении трансграничных и транзитных потоков из-за такого явления, как “суммирование тарифов” (“pancaking”). Оно предполагает, что в отношении трансграничных потоков пользователи сети обязаны платить отдельные сборы на выходе и входе на каждой границе, через которую они хотят торговать. В Испании применяется снижение тарифа за транспортировку на 30 % для транзита газа, чтобы избежать этого.

В ЕС “суммирование тарифов” должно быть преодолено в будущем путём объединения услуг газотранспортных мощностей на границах между странами-членами и зонами действия ОТС. В соответствии с разрабатываемой в настоящее время “газовой целевой моделью”, основой газового рынка в ЕС станет торговля между распределительными узлами по территории ЕС вместо существующих национальных рынков газа³⁴.

Дать оценку наиболее подходящего вида тарифа нельзя, поскольку это зависит от структуры сети, её размера, объёмов, предназначенных для внутренних поставок, а также объёмов транзита.

6.6.5 Деление потребителей на группы

В ряде рассматриваемых стран практикуется деление потребителей на различные группы с целью установления тарифных ставок. В Польше применяются групповые тарифы, когда цены и ставки вознаграждения для конкретной тарифной группы устанавливаются с учётом обоснованных затрат на экономическую деятельность, связанную с газоснабжением, принимая во внимание исключение перекрестного субсидирования. В Армении различают две категории потребителей в зависимости от объёмов потребления: одна - до 10 тыс. м³ в месяц, и другая – более 10 тыс. м³ в месяц.

Деление потребителей на группы также практикуется в некоторых случаях, когда речь идет о выделении мощностей. Например, в Армении предпочтение отдается энергетическим объектам с самой высокой энергоэффективностью. В Казахстане мощности выделяются в зависимости от категорий потребителей, разделяя их на население в целом и коммерческие структуры.

6.6.6 Аукционы

Создание единого свободного рынка природного газа требует высокой степени сотрудничества между ОТС. В ЕС такое сотрудничество было официально закреплено третьим внутрирыночным пакетом и созданием европейской сети операторов газотранспортных систем (ENTSO-G). Одной из наиболее важных задач этого объединения является разработка свода правил пользования сетью с учётом 12 факторов³⁵. Их содержание будет сформулировано в соответствии

34 ACER Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network, FG-2011-G-001 от 3 августа 2011 г.

35 В соответствии со Ст. 8(6) Регламента 715/2009 эти факторы включают:

с базовыми руководящими принципами, Агентства по сотрудничеству регулирующих органов в области энергетики (ACER), а окончательный вариант сетевых кодов будет утвержден Европейской комиссией.

В настоящее время в ЕС ведётся подготовка сетевого кодекса в области выделения мощностей. Стоит отметить, что составленные ACER базовые руководящие принципы выделения мощностей предусматривают распределение услуг, предоставляемых мощностями, посредством аукционов³⁶. Регулируемые тарифы будут использоваться в качестве начальной цены на аукционах гарантированных и прерываемых мощностей. Также ACER предложила использовать прибыли от аукционов, превышающие допустимые, на "различные цели, включая снижение сетевых тарифов, ликвидацию перегрузок путём инвестиций и поощрение операторов транспортных сетей, предлагающих максимальное использование мощностей, при условии утверждения национальным регулирующим органом".

Введение аукционов в качестве единственного механизма выделения мощностей в ЕС примечательный факт, поскольку весьма очевидно, что он не является самым широко используемым механизмом выделения мощностей; лишь не-которые из исследованных стран имеют такой опыт. Проект Протокола к Энергетической Хартии по транзиту содержит упоминание об аукционах, как одного из возможных механизмов управления договорной перегрузкой в сети, включая обслуживание в порядке поступления и по норме, как других вариантов из неисключительного списка. В качестве механизма управления перегрузками, аукционы используются в Чешской Республике в связи с ограничением прав повторной заявки, в Португалии, Швейцарии и Великобритании, где аукционы являются обычным механизмом выделения мощностей. Избыточные доходы от аукционов используются для снижения размера тарифов (Чешская Республика, Португалия), решения проблемы перегрузок с помощью инвестиций в объекты инфраструктуры (Португалия), или обратно перераспределены между поставщиками (Великобритания). Интересно, что значительное число стран отмечали отсутствие перегрузок в их системах из-за имеющихся избыточных мощностей (например, Беларусь (19,2 млрд. м³ в 2010 г.), БЮРМ, Грузия, Литва, Словакия и Испания). Часто это является причиной отсутствия вторичного

-
- (a) нормы безопасности и надёжности сети;
 - (b) нормы сетевых подключений;
 - (c) правила доступа третьих сторон;
 - (d) порядок обмена информацией и решения споров;
 - (e) нормы операционной совместимости;
 - (f) оперативные мероприятия в чрезвычайной ситуации;
 - (g) порядок предоставления мощностей и управления в условиях перегрузки;
 - (h) порядок торговли при техническом и эксплуатационном оказании услуг доступа и балансировке системы;
 - (i) критерии прозрачности;
 - (j) балансировочные правила, включая сетевые нормы в отношении процедуры заявок, нормы сборов за балансовые расхождения и порядок эксплуатационного балансирования между системами операторов транспортной системы;
 - (k) нормы, касающиеся гармонизированных структур тарифов на транспортировку; и
 - (l) энергоэффективность сетей.

36 ACER Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network, FG-2011-G-001 от 3 августа 2011 г., стр. 12.

рынка мощностей. В ином случае вторичные рынки могут служить эффективным инструментом преодоления или предотвращения договорной перегрузки в связи с правилами “используй или теряй” и “используй или продай”.

До сих пор, более привычные механизмы предоставления мощностей и управления перегрузками включали периоды открытой подписки, предоставление мощности по принципу “первым пришел - первым обслужен”/“первым заявил - первым обслужен”, путём долевого распределения или сочетания их. Разработка правил пользования сетью, предусматривающих проведение аукционов и основы использования необходимых мощностей, начата в ряде стран ЕС. Более того, ENTSO-G работает над созданием согласованной модели аукционов, предложенной в соответствующих основных руководящих принципах.

6.6.7 Продукты газопроводных мощностей

Сравнительный анализ тарифов на транспортировку газа сложен не только потому, что постоянно расширяется использование системы “на входе-выходе” с большим числом выбираемых комбинаций “вход-выход”, но и потому, что ОТС, работающие на основе этой модели, предлагают широкий спектр продуктов газопроводных мощностей, включая гарантированные контрактом поставки мощностей, бесперебойные поставки и контракты на поставки мощностей на различные сроки, краткосрочные и долгосрочные поставки, поставки в сезоны максимальной нагрузки и т.п. Предполагается, что гарантированная мощность будет постоянно иметься в наличии на весь срок действия контракта на мощность и, как правило, будет дороже. В противоположность этому, бесперебойная мощность предлагается по мере наличия. На данном этапе переговоров, ведущихся в ЕС, по сетевому кодексу в области распределения мощностей, предполагается наличие стандартных продуктов газопроводных мощностей и аукционов при гарантированном распределении мощностей на годовой, квартальной, месячной, ежедневной основе и в течение дня.

Принимая во внимание долгосрочные контракты на импорт природного газа, применяемые в континентальной Европе, и потребность в аналогичных контрактах на транзит и транспортировку с использованием объектов газовой инфраструктуры, следует отметить, что во всех рассмотренных странах срок действия контрактов на транзит и транспортировку не зависит от срока действия контрактов на поставку природного газа. Как уже отмечалось выше, согласно Регламенту 715/2009 ЕС размеры сетевых тарифов не будут рассчитываться исходя из контрактного маршрута.

С точки зрения надёжности поставок, долгосрочные контракты на покупку всегда играли важную роль. В своём докладе о транзите за 2005 год GTE напомнила, что для “обеспечения транспортировки объёмов, предусмотренных долгосрочными контрактами, нужны долгосрочные транзитные контракты”³⁷. Гарантирование наличия газопроводных мощностей для выполнения обязательств по долговременным контрактам на поставку, рассматриваемое как

37 Доклад GTE о транзите (см. выше).

предварительное условие обеспечения рентабельности крупных инвестиций, было одним из предметов на переговорах по Протоколу к Энергетической Хартии по Транзиту. Тем не менее, сторонам не удалось согласовать взаимоприемлемую формулировку. В итоге риску могут быть подвергнуты гарантии, предусмотренные долгосрочных контрактов на поставки, и финансирования стратегических долгосрочных инвестиций в производство и объекты транспортной инфраструктуры.

В Литве, БЮРМ, Португалии и Турции допустимый срок действия контрактов на предоставление мощности ограничен одним годом; в Дании – двумя; в Польше – четырьмя (с ГазпромЭкспорт действуют трансферные соглашения до мая 2020 г., а с PGNiG – до декабря 2022 г.) и 17-ю годами в Великобритании. Заключение многолетних контрактов на мощности допускается в Армении (обычный срок – один год), Грузии, Германии, Казахстане, Норвегии (на срок действия лицензии на трубопроводы, в основном до 2028 г.), Словакии, Испании и Швейцарии.

С точки зрения просьбы Агентства ЕС по сотрудничеству регулирующих органов в области энергетики (ACER) о том, что существующие на момент вступления в силу сетевого кодекса о распределении мощностей договорные мощности будут объединены на пунктах выхода и входа не позднее чем через пять лет, начиная с этого момента (положение об истечении срока действия), законность существующих долгосрочных контрактов на мощности в ЕС более нельзя будет считать само собой разумеющейся.

6.6.8 Плата за мощность, плата, как за товар

Пользователи сети платят за пользование объектами инфраструктуры, исходя либо из зарезервированных на определённый период мощностей, либо из объёмов поставок природного газа, либо как стоимость за услуги, исходя их платы за мощность и платы как за товар. Обе ценовые категории можно использовать для покрытия соответственно фиксированных и переменных затрат. Плату за мощность следует вносить независимо от того, использовалась ли мощность или нет, тем самым стимулируя пользователей освободить мощность, продав её другим сетевым пользователям на вторичном рынке, или вернуть её обратно ОТС. Плата как за товар производится в зависимости от объёма перекаченного газа.

Использование платы за мощность или платы как за товар позволяет определить, насколько фактические тарифы зависят от коэффициента нагрузки газопровода. Коэффициент нагрузки имеет значение постольку, поскольку отдельные плата за мощность и плата за объём отвечают интересам поставщиков с высокими коэффициентами нагрузки, т.к. поставщикам требуется зарезервировать и оплатить мощность на период своего максимального потребления. Для тарифов, рассчитанных лишь на основании мощности, коэффициент нагрузки значения не имеет.

В ЕС плата за мощность практикуется в подавляющем большинстве стран. В то время как в ряде стран ЕС размер оплаты определяется исключительно на основании мощности (Чешская Республика, Франция, Германия, Нидерланды, Словацкая Республика) некоторые из них предусматривают также взимание платы как за товар, как правило, в размере 20-30 % (Дания, Польша), или 5-10 % от общих сетевых тарифов (Португалия, Румыния). В Португалии плата как за товар в часы пиковых нагрузок значительно выше по сравнению с непиковыми часами. Для достижения большей гибкости тарифов и обеспечения доступа к системе участников рынка, пользующихся ею в определённые часы, тарифа на транспортировку в Португалии включают два дополнительных варианта тарифа: тариф на краткосрочную транспортировку и тариф для низкого коэффициента нагрузки.

В Великобритании размер тарифов складывается из платы за мощность (в отношении прав на гарантированные потоки) и как за товар (применительно к фактическим потокам). Даже при тарификации на основе мощности поставщикам, возможно, придется оплатить использованный компрессорный газ, как, например, в Бельгии и Чешской Республике. В Словакии поставщики обязаны выделять часть газовых объёмов на эксплуатационные нужды. Размеры тарифов на конкретном пункте входа или выхода составляют от 0,1 до 1,1% от объёмов перекачиваемого газа. В Испании стоимость компрессорного газа включается в тариф, однако 0,2% перекаченных объёмов газа удерживается транспортным оператором для покрытия естественных потерь.

Вне зоны ЕС плата обычно взимается исходя из объёмов перекачиваемого газа. В Грузии методика расчёта транспортного тарифа определяет размер тарифа для ежегодно перекачиваемых объёмов и одновременно для всех категорий потребителей. В Беларуси, Казахстане и Украине тарифы устанавливаются для каждых перекаченных 1000 м³, независимо от расстояния ("почтовый тариф"), или за каждые 100 км транзита. Газ, требуемый для работы компрессорных станций, закупается соответствующим оператором трубопровода и включается в сумму общих затрат.

ГЛАВА 7: Заключение

Ввиду исчезающего различия в регулировании транзита природного газа и внутренних транспортировок, основное внимание в настоящем докладе было уделено общим принципам регулирования, а также обсуждению возможности предоставления особых процедур в отношении транзита либо в рамках отдельного режима, либо общей действующей нормативной базы.

Анализ подтвердил, что регулируемые тарифы, основанные на принципах прозрачности, отсутствия дискриминации и отражающие стоимость затрат стали нормой в странах-членах Энергетической Хартии. Одной из целей данного доклада было описание методики, используемой для определения таких тарифов.

Регулируемые тарифы были введены для улучшения условий равного доступа к сетям для пользователей сетей. Как таковые, они могли бы внести вклад в осуществление цели Договора к Энергетической Хартии – обеспечение доступа к международным рынкам на коммерческих условиях, и в целом – развитие открытого и конкурентоспособного рынка энергетических материалов и продуктов. Договор к Энергетической Хартии не содержит требования о системе обязательного доступа третьих сторон. И, действительно, такая система до сих пор не введена в восточной части зоны действия Хартии. В этих странах регулируемые тарифы используются в отношении внутренних потоков, в то время как транзит обычно остаётся вне регулирования и является предметом межправительственных соглашений.

В западной части зоны действия Хартии система обязательного доступа третьих сторон уже введена. В ЕС было ликвидировано различие между транзитом и внутренними транспортировками. В отдельных случаях тарифы на услуги по транзиту могут различаться, например из-за того, что регулирование позволяет принимать во внимание специфическую рыночную среду для транзита по сравнению с внутренней транспортировкой.

В итоге, можно отметить, что основополагающие принципы, в целом разделяемые странами, входящими в зону действия Энергетической Хартии, создадут основу для выработки набора правил, которые предстоит согласовать в многостороннем соглашении. Если взять отдельно черновые варианты положений о (транзитных) тарифах проекта Протокола к Энергетической Хартии по транзиту, то оказывается, что они соответствуют современным условиям. В соответствии с проектом Протокола по транзиту, тарифы на транзит не должны быть дискриминационными по отношению к стране происхождения, направлению поставки и собственнику транзитных энергетических материалов и продуктов. В то же время, огромное разнообразие методик тарификации, описанных в данном исследовании, показывает, что не может быть универсальной модели и что международное соглашение не должно быть таким детализированным, чтобы не мешать странам-членам применять опробованные и проверенные методики, соот-

ветствующие требованиям о прозрачности, отсутствии дискриминации и отражении реальных затрат в размере тарифа.

Если в регулируемом режиме не делается различия между транзитными и внутренними транспортировками, то, похоже, пользователи сети менее озабочены возможной дискриминацией по отношению к стране происхождения, направлению поставки или собственнику, чем ограниченными возможностями учёта особых условий транзита в целом. Очевидно, что основную озабоченность вызывают опасения в связи с возможностью перекрестного субсидирования внутренних транспортировок и транзита.

Данные результаты актуальны для ведущихся в рамках процесса Энергетической Хартии, консультаций о возможном возобновлении переговоров по Протоколу по транзиту и трансграничному сотрудничеству. В центре внимания данного исследования были только разновидности тарифов. Оно показало, что достижение баланса интересов стран, производящих, потребляющих и осуществляющими транзит, остаётся важной, но сложной задачей.

ПРИЛОЖЕНИЕ

В Приложении содержится информация, касающаяся применяемых законов, назначенных регулирующих органов, конкретных размеров тарифов, а также о существующих и планируемых объектах инфраструктуры в том виде, в каком она представлена официальными властями в ответах на вопросник, который лег в основу данного исследования.

Албания

Законы

Закон № 9946, от 30.06.2008, “Об индустрии природного газа”; Официальный вестник №. 114, стр. 5015; Дата опубликования: 22.07.2008.

Регулирующий орган

В соответствии с Законом №. 9946, от 30.06.2008, “Об индустрии природного газа” регулирующим агентством является Албанская организация регулирования энергетики.

Размеры тарифов

Имеются в Министерстве экономики, торговли и энергетики.

Инфраструктура

Несмотря на многочисленные исследования, наша страна до сих пор не подсоединена к международной газовой сети. В рамках диверсификации энергетических ресурсов и развития энергетического сектора правительство Албании проявляет большую заинтересованность в развитии региональной газовой инфраструктуры и, более того, в газификации Албании и подключении страны к региональным и международным газовым сетям.

Албания вошла в Региональное исследование проблем газификации, финансируемое Всемирным банком и немецким государственным банком (KfW), в рамках которого, а также будучи расположенной в юго-восточной части Европы и являясь членом Договора о создании Энергетического Сообщества, была и продолжает быть заинтересованной в присоединении к региональным газовым сетям в соответствии с лучшим вариантом, имеющимся в этой структуре. Наша страна поддержала концепцию Газового кольца для Западных Балкан (Газовое кольцо Энергетического сообщества), предложенную в заключительной части этого исследования.

Фактически наша страна участвует в проектах регионального взаимодействия газовых систем, оценку которым дают структуры Договора об Энергетическом

сообществе, а также Брюссель, включая проект Газового кольца Энергетического сообщества, в рамках которого планируется соединить почти все страны Западных Балкан. Албания также входит в проект Адриатическо-ионического газопровода (проект IAP), который позволит соединить такие страны региона, как Хорватию, Черногорию, Албанию, Боснию и Герцеговину, а также участок восточно-западного газопроводного проекта Трансадриатический газопровод (проект ТАП-Греция-Албания-Италия), в рамках которого планируется поставлять газ из ближневосточных, каспийских стран и России в Западную Европу. Другим проектом региональных подсоединений к газопроводам является строительство терминала сжиженного газа в прибрежном районе Фиери и подсоединение в итальянской газопроводной сети (а также европейской сети) по подводному газопроводу Албания-Италия.

Международная газопроводная сеть

Проекты, которые могут потенциально быть осуществлены для соединения Албании с международной газопроводной сетью и расширения внутреннего газового рынка, включают:

Адриатическо-ионический газопровод (проект IAP)

Проект связан с планами развития газопроводной сети на Западных Балканах, из Хорватии в Боснию и Герцеговину, Черногорию и Албанию. Согласно планам, этот проект должен функционировать в качестве кольцевой системы, где поставки будут осуществляться в двух направлениях: по северному маршруту по хорватской системе и по южному – по газопроводному проекту ТАП.

Одновременно проект IAP станет частью Газового кольца Энергетического сообщества – регионального проекта, одобренного Энергетическим сообществом и ЕС. В настоящее время проект находится на стадии предварительного изучения. Общая протяжённость газопровода составит около 400 км (около 170 км пройдет по территории Албании), а инвестиции запланированы в размере 230 миллионов евро.

25 сентября 2007 г. в Загребе Албания, Хорватия и Черногория подписали министерскую декларацию в отношении проекта IAP, а 11 декабря 2008 г. в Тиране к ней присоединилась Босния и Герцеговина. В августе 2008 г. компании “EGL” и “Plinacro” подготовили пред-проектное обоснование проекта IAP, а в апреле 2009 г. компания “Plinacro” завершила работу над гидравлическим исследованием и сопоставительным анализом затрат.

Ориентировочная стоимость: албанский участок – 90 млн. евро; черногорский – 60 млн. евро и хорватский – 80 млн. евро.

Трансадриатический газопровод (проект ТАП)

Проект ТАП (Trans Adriatic Pipeline) станет частью нового коридора “четвертый коридор” Восток-Запад, который обеспечит газовые поставки в Европу из стран

Ближнего Востока и Каспийского. Газопровод пройдет через Салоники (Греция) в Албанию и далее, от побережья Семан (Адриатическое море) по подводному газопроводу до побережья Юга Италии. Наша страна использует своё членство в Договоре об Энергетическом сообществе, которое поддерживает газовые проекты по регазификации максимально возможного числа стран Юго-Восточной Европы в дополнение к поставкам в страны ЕС.

Разработчиком проекта TAP является швейцарская компания "Elektrizitats-Gesellschaft Laufenburg" (EGL). В феврале 2008 г. EGL подписала соглашение с норвежской компанией "Statoil Hydro" по созданию совместного предприятия с равной долей капитала с целью строительства и эксплуатации TAP.

Общая протяжённость TAP составит 520 км (около 200 км по территории Албании), включая около 115 км по дну моря (Албания-Италия).

Начальная мощность TAP составит 10 млрд. м³ в год, обеспечивая большим количеством энергоносителей почти 3 миллиона семей. Пропускная способность газопровода может быть увеличена до 20 млрд. м³ в год.

Что касается данных проектных предложений, основным пунктом соединения на албанской территории будет пункт межсистемного соединения между проектом TAP, проектом IAP и терминалом СПР, который станет важным пунктом транзита около города Фиери.

Газовый проект TAP соединит газовую систему Греции и откроет новый коридор и сеть для перекачки природного газа (четвертый газовый коридор для ЕС), из Каспийского и Ближневосточного регионов, через коридор Турция-Греция-Албания, гарантируя более низкий тариф на транспортировку газа в ЕС и упрощение процесса присоединения к существующей газовой сети.

Терминал сжиженного газа компании "Trans European Energy BV sh.c" в прибрежной зоне района Фиери

Проекты включают строительство хранилищ и заводов по регазификации СПГ в прибрежном районе Фиери и прокладку подводного газопровода в южные районы Италии. В настоящее время ряд компаний проявили интерес в строительстве газовых терминалов для СПГ в нашей стране. Албанское правительство определило места будущего строительства терминалов СПГ в зоне Семан, реализуя на этих территориях "разрешительный контракт" с компанией "Trans European Energy B.V."

Ряд проектных предложений о строительстве регазификационных терминалов СПГ на побережье Адриатического моря были рассмотрены в соответствии с исследованием "О возможностях строительства терминалов СПГ в Албании и создании надлежащей инфраструктуры в прибрежной зоне района Фиери", одобренного решением кабинета министров № 731 от 11.11.2006 г. и основанного на соответствующем решении TRCRA № 1 от 01.03.2007 г. об одобрении соответствующего мастер плана. Одним из этих проектов является

проект компании “Trans European Energy B.V.” sh.c., в отношении которого, после длительного периода рассмотрения, оценки и двусторонних переговоров, 2 декабря 2008 г. в Тиране был подписан “разрешительный контракт” на строительство терминала СПГ в прибрежной зоне района Фиери, а также строительства подводного газопровода в южную Италию.

Пропускная способность терминала СПГ составит около 8 млрд. нм³/год, что приблизительно равняется 6 млн. т природного газа в год. Терминал СПГ позволит разгружать суда ёмкостью до 140 тыс. м³.

Армения

Законы

Отношения в области газоснабжения регулируются на основании законов Республики Армения – Закона об энергетике и Закона о регулирующем органе в сфере общественных услуг.

Тексты этих законов опубликованы на армянском языке на сайте www.psrc.am и www.laws.am. Закон РА об энергетике (на английском и русском), а также Закон РА о регулирующем органе в коммунальной сфере (на русском) также доступны общественности на сайте www.parliament.am.

Регулирующий орган

Отдельного регулирующего органа в газовой промышленности нет; функция регулирования в области газоснабжения возложена на Комиссию по регулированию общественных услуг, которая рассчитывает и устанавливает тарифы.

Размеры тарифов

Тарифы на продажу природного газа (включая НДС) для потребителей составляют:

- месячное потребление до 10 тыс. м³
- месячное потребление 10 тыс. м³ и более:

$$P = 132 \text{ тыс. драмов за тыс. м}^3$$

$$P = 243,13 * E$$

где **P** – тариф на продажу природного газа за каждый отчётный месяц для пользователей, имеющих месячное потребление природного газа (с тепловой сгорания 7900 ккал/м³) в размере 10 тыс. м³ и выше,

E – средний размер обменного курса армянского драма (AMD) к 1 долл. США, установленный Центральным Банком РА на 25-е число каждого месяца, предшествующего отчётному месяцу.

Тариф на транспортировку природного газа – 6948,266 AMD/тыс. м³.

Тариф на распределение природного газа – 13 709,698 AMD/тыс. м³.

Тариф на оказание услуг оператора системы поставок газа – 20,618 AMD/тыс. м³.

Размеры тарифов на транзит не установлены.

Объекты инфраструктуры

Основные газопроводы	Мощность	Владелец	Оператор
Кармир Камур-Севкар-Берд D 1000 мм	12,0 млн. м ³ /день	ЗАО АрмРосгазпром	ЗАО АрмРосгазпром
Казах-Ереван I D 1000 мм			
Кармир Камур-Алаверди-Ванадзор-Гюмри D 700 мм			
Мегри-Каджаран D 700 мм	9,0 млн. м ³ /день	ЗАО Высоковольтные Электросети	ЗАО АрмРосгазпром
Каджаран-Арагат D 700 мм		ЗАО АрмРосгазпром	

Беларусь

Законы

Работа газовой промышленности в Республике Беларусь управляется следующими законами:

1. Закон Республики Беларусь о магистральном трубопроводном транспорте № 87-3 от 9 января 2002 г.;
2. Закон Республики Беларусь о поставках газа № 176-3 от 4 января 2003 г.;
3. Закон Республики Беларусь о естественных монополиях № 162-3 от 16 декабря 2002 г.;
4. Указ Президента Республики Беларусь о некоторых вопросах регулирования цены (тарифа) в Республике Беларусь № 72 от 25 февраля 2011 г.

Эти законы доступны для общественности на сайте национального законодательного интернет портала Республики Беларусь (www.zakon.by).

Регулирующий орган

Органом государственного регулирования цен (тарифов) является Министерство экономики Республики Беларусь.

Размеры тарифов

В действительности, тарифы применяются в отношении транзита природного газа по газотранспортной системе, находящейся в собственности ОАО “Белтрансгаз”, транзита по газопроводу “Ямал-Европа” и транспортировки в границах Республики.

Объекты инфраструктуры

- a) Торжок-Минск-Ивацевичи; мощность на входе – 45 млрд. м³, собственник – ОАО “Белтрансгаз”, оператор – ОАО “Белтрансгаз”;
- b) Торжок-Долина; мощность на входе – 6 млрд. м³, собственник – ОАО “Белтрансгаз”, оператор – ОАО “Белтрансгаз”;
- c) белорусский участок газопровода “Ямал-Европа”; мощность на входе 33 млрд. м³, собственник – ОАО Газпром, оператор – ОАО “Белтрансгаз”.

Бельгия

Законы

Закон от 12 апреля 1965 г. о транспортировке газообразных и иных продуктов по трубопроводам (Gas act), доступен на сайте:

http://suisse.juridat.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=fr&caller=list&cn=1965041230&la=f&fromtab=loi&sql=dt='loi'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1

Регулирующий орган

На федеральном уровне – Комиссия по регулированию электроэнергии и газа (CREG), сайт: <http://www.creg.be>.

На региональном уровне:

- для Фландрии: Фламандское агентство по регулированию рынка электроэнергии и газа (VREG) <http://www.vreg.be>;
- для Валлонии: Валлонская энергетическая комиссия (CWAPE) <http://www.cwape.be>;
- для Брюсселя: Brussels Gas Electricity (BRUGEL) <http://www.brugel.be>.

Размеры тарифов

В Бельгии размеры тарифов на транспортировку устанавливает в соответствии с Законом о газе и королевским указом. Предложения о размере тарифов на услуги по транспортировке газа поступают от независимого оператора газо-транспортной сети природного газа и инфраструктуры хранения в Бельгии – компании “Fluxys” на период четырёх лет и подлежат утверждению CREG. Тарифы ежегодно индексируются.

ОТС: Fluxys <http://www.fluxys.com>.

Размеры тарифов публикуются на сайте <http://www.creg.be>.

Инфраструктура

Техническая максимальная мощность		
Расположение	Макс. техн. мощность на входе, млн. м ³ (норм.)/ч	Макс. техн. мощность на выходе, млн. м ³ (норм.)/ч
Зебрюгге ZPT (Терминал Zeerpipe)	2,600	---
Зебрюгге IZT (Интерконнектор Терминал Зебрюгге)	3,640	2,700
Зебрюгге СПГ-Терминал	1,750	---
Eynatten 1 (Wingas Transport)	1,250	0,960
Eynatten 2 (Eon GasTransport)	0,830	0,640
's Gravenvoeren + Dilsen	1,720	---
Blaregnies L	---	1,470
Blaregnies SEGEO	0,260	0,960
Blaregnies TROLL	---	1,610
Zandvliet H	0,390	---
Dudzele PSP (Пиковые нагрузки)	0,450	---
Хранилище Loenhout	0,500	0,250
Zelzate 1 (Газотранспортные услуги)	---	0,585
Zelzate 2 (Zebra Gasnetwerk)	---	0,585
Poppel / Zandvliet L	3,730	---

Запланировано/ведётся строительство

Запланировано/ведётся строительство различных объектов с целью укрепления двух приоритетных объектов инфраструктуры: оси Восток-Запад и оси Север-Юг (см. также “газовый коридор Север-Юг в Западной Европе”, являющийся приоритетным объектом инфраструктуры в пакете мер ЕС в области инфраструктуры).

В соответствии с Планом восстановления европейской экономики (ЕЕPR), запланировано/ведётся строительство двух объектов, решение по которым уже принято ЕС:

- Проект "ЕЕPR09-INTg-BE": ЕС участвует в финансировании (доля составляет 35 млн. евро) закупок труб и строительных работ на участке от Рарен (Eynaten) до Орвијк общей протяжённостью 170 км. Задачей данного проекта является начало осуществления первой стадии проекта vTn2/rTr2 (ось Восток-Запад) для прокладки второго газопровода vTn2/rTr2, общей протяжённостью 275 км, параллельно существующему газопроводу vTn/rTr (от Рарена (Eynatten) до Зебрюгге, а также узлов соединительных клапанов с действующим газопроводом vTn/rTr. Осуществление данного проекта будет проходить в несколько этапов, пока начиная с немецкой границы. Рассматриваемые инвестиции позволят осуществлять поставки в двух направлениях. Газопровод vTn2/rTr2 будет напрямую соединён со следующими сетями: 1) немецкие газопроводные сети высокого давления компаний "Eon Gas Transport" и "Wingas Transport"; 2) британские газопроводные сети высокого давления, проходящие через соединительную/ компрессорную/ измерительную станцию в Зебрюгге. Соединения с системами в Нидерландах уже существуют или будут укреплены в Зелзате и 'С-Гравенворен с газопроводом 'С-Гравенворен - Далем (Бернау). Благодаря этим соединениям, существующим или предусмотренным, будут также построены соединения с газопроводом "WEDAL" и "MET" (Mitteleuropäische Transversale).
- Проект "ЕЕPR09-INTg-BE-FR": ЕС участвует в финансировании (доля составляет 174.864.500 евро) строительства двух компрессорных станций в Бельгии (Бернау и Винксел) и закупки 358 км газовых труб, которые предстоит уложить по французскому северному коридору (трубопровод Кувил-Дьерре-Вуазин и Питган-Недон). Данный проект позволит увеличить мощности бельгийско-французского газового коридора путём достижения максимальной гибкости в работе обеих газовых сетей, "Fluxys" и "GRT" и усиления безопасности газовых поставок, как в Западную, так и Восточную Европу. Для увеличения пропускной способности транспортных мощностей в направлении Север-Юг, участие Бельгии в проекте будет включать шесть участков на строительстве двух многонаправленных газоконпрессорных станций: 1) компрессорная станция в Бернау будет компрессировать газ, поступающий из 'С-Гравенворен и идущий в Винксел (по существующему газопроводу vTn1 и будущему параллельному газопроводу vTn2); 2) компрессорная станция в Винкселе будет компрессировать газ, поступающий из Зебрюгге или Бернау и идущий в Бларегне, Зебрюгге или Бернау (поток в двух направлениях).

Кипр

Законы

- Закон о регулировании рынка природного газа (основной) 2004 г. (L. 183(I)/2004);
- Закон о регулировании рынка природного газа (с изменениями) 2006 г. (L. 103(I)/2006);

- Закон о регулировании рынка природного газа (с изменениями) 2007 г. (L. 199(I)/2007);
- Регламенты о рынке природного газа (проведение проверок) 2006 г. (Регламенты 297/2006);
- Регламенты о рынке природного газа (санкционирование) 2006 г. (Регламенты 298/2006);
- Регламенты о рынке природного газа (сборы) 2006 г. (Регламенты 299/2006).

Доступность: опубликованы в следующих номерах Официального бюллетеня Республики Греция:

- L. 183(I)/2004 - Официальный бюллетень Республики, Приложение I (I), No. 3852, 30/04/2004, стр. 2389-3343;
- L. 103(I)/2006 - Официальный бюллетень Республики, Приложение I (I), No. 4088, 21/07/2006, стр. 1169-1178;
- L. 199(I)/2007 - Официальный бюллетень Республики, Приложение I (I), No. 4154, 31/12/2007, стр. 2000-2001;
- Регламенты 297/2006 - Официальный бюллетень Республики, Приложение III (I), No. 4122, 21/07/2006, стр. 2405-2411;
- Регламенты 298/2006 - Официальный бюллетень Республики, Приложение III (I), No. 4122, 21/07/2006, стр. 2412-2462;
- Регламенты 299/2006 - Официальный бюллетень Республики, Приложение III (I), No. 4122, 21/07/2006, стр. 2463-2472.

Регулирующий орган

CERA – Управление регулирования в сфере энергетики Кипра, сайт: <http://www.cera.cy>.

Инфраструктура

DEFA планирует строительство местной сети газотранспортных трубопроводов. Это позволит осуществлять доставку газа на три основных электростанции и другим крупным промышленным потребителям.

Чешская Республика

Законы

Закон об энергии (Закон № 458/2000 Сборник) Доступность: на чешском, в Сборнике законов.

Регулирующий орган

Управление регулирования в области энергетики, сайт: <http://www.eru.cz>.

Размеры тарифов

- На входе:
 - Все пункты пересечения границы 727.12 CZK/MWh/d/a
 - Газохранилище 727.12 CZK/MWh/d/a
- На выходе:
 - Пункт пересечения границы Ланцхут 3920.21 CZK/MWh/d/a + топл. газ
 - Пункт пересечения границы HSK-Ольбернхау 4906.35 CZK/MWh/d/a + топл. газ
 - Пункт пересечения границы HSK-Сайда 4909.20 CZK/MWh/d/a + топл. газ
 - Пункт пересечения границы Вайдхаус 4879.03 CZK/MWh/d/a + топл. газ
 - Газохранилище 94.16 CZK/MWh/d/a + топл. газ

Инфраструктура

Протяжённость газопроводов высокого давления составляет 3 640 км.

Мощность транзитных газопроводов составляет 54,6 млрд. м³ в год.

Собственник и оператор всех транспортных трубопроводов - NET4GAS, s.r.o. (чешский оператор газотранспортных систем).

Запланировано/ведётся строительство

Соединительный газопровод Чехия-Польша, в стадии строительства, 0,5 млрд. м³/год.

Газопровод "Gazelle", являющийся удлинением магистрального газопровода "Nordstream-OPAL", в стадии строительства, 30 млрд. м³/год.

Дания

Законы

Закон Дании о "Energinet.dk", доступен: на сайте "Energinet.dk" (<http://energinet.dk/EN/OM-OS/About-the-company/Sider/default.aspx>), как на датском, так и на английском языках.

Закон о поставках природного газа, доступен на сайте Энергетического агентства Дании: (http://www.ens.dk/da-DK/Info/Lovstof/Hoeringer/2009/Documents/Natural_gas_supply_act449.pdf).

Регулирующий орган

Регулирующее агентство в области энергетики (DERA), сайт: <http://www.dera.dk>.

Размеры тарифов

Пункт входа: 10,54 DKK/киловатт-час брутто/час/год.

Пункт выхода: 10,54 DKK/киловатт-час брутто/час/год.

Пункт транзита: 10,54 DKK/киловатт-час брутто/час/год.

Товарная составляющая: 0,00122 DKK/киловатт-час брутто (взимается только в зоне выхода и на выходе транзита).

Обменный курс EUR 1 = DKK 7,46

Инфраструктура

Система газопроводов в Дании включает промышленные газопроводы, находящиеся в собственности "Dong Energy", с максимальным давлением 138 бар., проложенные от газоносных месторождений Тура и South Arne на побережье к северу от Эсбьерг (Нибро), и сухопутные газопроводы с севера на юг Ютландии (Ольборг-Элланд) и с запада на восток (Нибро-Драгор) с максимальным давлением 80 бар., находящиеся в собственности "Energinet.dk", единственного ОТС в Дании.

Мощность морских трубопроводов составляет около 32 млн. м³ в день (26+6). Тем не менее, основные объёмы газа поставляется по газопроводу Тура и лишь небольшая часть из газового месторождения South Arne (менее 1 млн. м³ в день). В 2010 г. максимальный объём общих резервных мощностей составил 22 млн. м³ в день и как ожидается поставки снизятся.

В транспортной системе Дании имеются следующие гарантированные мощности:

Выход Dragør (Швеция): 250 тыс. м³/час

Выход Ellund (Германия): 344 тыс. м³/час

Вход Ellund (Германия): 0

Вход Nybro: 1,35 млн. м³/час

Выход из Дании: 1,075 млн. м³/час

Газ может поставляться из хранилища; общая ёмкость имеющихся хранилищ составляет 730 тыс. м³/час.

Газотранспортная система Дании может ежегодно перекачивать около 9 млрд. м³.

Запланировано/ведётся строительство

В настоящее для обслуживания значительных потенциальных объёмов импорта из Германии ведётся строительство новой компрессорной станции в Ellund

и второго газопровода параллельно существующему 94-километровому газопроводу Ellund-Egtved, которое будет завершено в октябре 2013 г.

Франция

Законы

Code de l'énergie, доступен на сайте www.legifrance.gouv.fr.

Lois "gaz naturel". Документ доступен на сайте министерства энергетики <http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Lois-gaz-naturel,358-.html>, на французском языке.

Регулирующий орган

Commission de régulation de l'énergie (CRE), сайт: <http://www.cre.fr>.

Размеры тарифов

Размеры тарифов опубликованы на следующих сайтах:

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000019986092&fastPos=1&fastReqId=2018573494&categorieLien=id&oldAction=rechTexte>

http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/infrastructures_gazieres/transport

€/МВт-ч/день/год			ВХОД		ВЫХОД	
			лето	зима	лето	зима
GRTgaz	Пункты соединения систем	Taisnières H	96,58	19,316		
		Taisnières B	75,12			
		Dunkerque	96,58			
		Obergailbach	96,58	19,316		
		Oltingue	67,39	336,96		
		Liaison N->S	208,04			
		Liaison S->N	156,03			
	Пункты входа СПГ	Fos	91,21			
		Montoir	91,21			
	Соединение север-юг	Midi	43,75	31,25	43,75	31,25
TIGF	Пункты соединения систем	Larrau	56,34	40,24	172,08	122,92
		Birriatou	56,34	40,24	172,08	122,92
	Пункты входа СПГ	Midi	37,92	27,08	37,92	27,08

Инфраструктура

Газотранспортная сеть Франции разделена на две части:

- основная (32,263 тыс. км, или 85% от общей протяжённости транспортной сети), владелец и оператор – “GRTgaz”, дочерняя компания “GDF-Suez”;
- вторая (4,9 тыс. км), владелец и оператор – “TIGF”, дочерняя компания Total.

В конце 2010 г., импортные мощности на территории Франции составляли 2850 ГВт-ч (около 265 млн. м³ в день), 75% приходится на межсетевые газопроводы и 25% – на терминалы СПГ.

Запланировано/ведётся строительство

Основные новые газопроводные маршруты включают:

- создание межетевого соединения Франция-Испания в Ларро (165 ГВт-ч в обоих направлениях), планируемый срок сдачи в 2013 г.;
- создание межетевого соединения Франция-Испания в Бирьяту (60 ГВт-ч в обоих направлениях), планируемый срок сдачи в 2015 г.;
- возможное создание межетевого соединения Франция-Бельгия (при условии успешного проведения переговоров), срок сдачи предполагается в 2015 г.;
- создание сети в долине Рона (проект Эридан, 220 км), планируемый срок сдачи в 2016 г.;
- создание сети на северо-востоке Франции (проект Arc de Dierrey, 220 км), планируемый срок сдачи в 2016 г..

Грузия

Законы

Закон Грузии об электроэнергии и природном газе.

Постановление о рынке природного газа.

Нормативно-правовые акты министерства, правительства и регулирующего органа.

Доступны на английском языке на сайтах www.minenergy.gov.ge и www.gnerc.org.

Регулирующий орган

Национальная комиссия по регулированию в области энергетики и водоснабжения Грузии.

Размеры тарифов

Тариф на услуги по транспортировке газа составляет 13,83 GEL за 1000 м³ без учёта НДС (дополнительно 18%).

Инфраструктура

Газопровод	Проектная мощность, млрд. м ³ /год	Владелец	Оператор
Южнокавказский газопровод (SCP)	20	Участники проекта SCP	BP
Основная газопроводная система Грузии	4-16	Грузинская газонефтяная корпорация	Грузинская газотранспортная компания

Запланировано/ведётся строительство

Осуществляются крупномасштабные проекты по восстановлению и реконструкции газотранспортных систем.

Германия

Законы

EnWG (Energiewirtschaftsgesetz – Закон об энергетике).

GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung – Положение о порядке доступа к сети газоснабжения).

GasNEV (Gasnetzentgeltverordnung – Положение о сборах газовой сети).

ARegV (Anreizregulierungsverordnung – Положение о системе регулирования методом поощрения).

KraftNAV (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – Положение о порядке подключения электростанций к сетям).

EnLAG (Energieleitungsausbaugesetz – Закон о расширении энергосети).

EnWGKostV (Energiewirtschaftskostenverordnung – Положение о системе ценообразования в сфере энергетике).

BNetzAG (Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – Закон о Федеральном агентстве по вопросам электрических, газовых, телекоммуникационных, почтовых и железнодорожных сетей).

Законы и положения в отношении потребителей

GasGVV (Gasgrundversorgungsverordnung – Положение о базовом газоснабжении).

NAV (Niederspannungsanschlussverordnung – Положение о порядке подключения к низковольтным сетям).

NDAV (Niederdruckanschlussverordnung – Положение о порядке подключения к сетям низкого давления).

MessZV (Messzugangsverordnung – Положение о порядке доступа к счетчикам).

Нормативно-правовые акты о бесперебойном газоснабжении

EnWG (Energiewirtschaftsgesetz – Закон об энергетике).

EnSiG (Energiesicherungsgesetz – Закон об энергобезопасности).

GasSV (Gassicherungsverordnung – Положение о безопасном газоснабжении).

Wirtschaftssicherstellungsgesetz (Закон о защите экономики).

GasLastV (Gaslastverteilungs-Verordnung – Положение о распределении нагрузок в газовых сетях).

Доступны на немецком языке на сайте Федерального министерства юстиции <http://www.gesetze-im-internet.de/index.html>.

Регулирующий орган

Федеральное агентство по вопросам электрических, газовых, телекоммуникационных, почтовых и железнодорожных сетей (Bundesnetzagentur – BNetzA), сайт: <http://www.bundesnetzagentur.de>, регулирующие органы Федеральных земель.

Размеры тарифов

ОТС должны устанавливать тарифы на основе разумной прибыли и в соответствии с правовыми нормами и принципами, содержащимися в § 13 - 20 GasNEV. Размеры тарифов различных ОТС публикуются на их сайтах.

Инфраструктура

См. на сайте <http://www.entsog.eu/mapsdata.html>.

Запланировано/ведётся строительство

Газопровод “Северный поток” (доля акционеров в расходах: E.ON Ruhrgas и BASF/Wintershall – по 15,5%, Gasunie – 9%, GdF/Suez – 9%, ОАО Газпром – 15%). Начиная с осени 2011 г., по этому морскому газопроводу будет транспортироваться российский газ, из Выборга в Грайфсвальд на нужды немецких и европейских потребителей (проектная мощность - 55 млрд м³ в год).

- Балтийский соединительный газопровод (Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung / OPAL) из Любмина через Мекленбург-Передняя Померания, Бранденбург и Саксония к германско-чешской границе. В Любмине вблизи Грайфсвальда он будет забирать газ из газопровода “Северный поток” и перекачивать его на расстояние более 470 км. В газораспределительные сети Германии и Европы (мощность: 35 млрд. м³ в год). Начало эксплуатации запланировано на осень 2011 г. одновременно с пуском газопровода “Северный поток”.
- Северо-Европейский трубопровод природного газа (Nordeuropäische Erdgas-Leitung / NEL) – по состоянию на 2012 г. по данному трубопроводу, протяжённостью 440 км, будет транспортироваться российский природный газ из Любмина (газопровод “Северный поток”) через Мекленбург - Передняя Померания и Гамбург в Реден - Нижняя Саксония (мощность 20 млрд. м³).

Япония

Инфраструктура

Трансграничных газопроводов в Японии нет.

Казахстан

Законы

Закон Республики Казахстан о естественных монополиях и регулируемых рынках № 272-І от 9 июля 1998 г.

Правила и нормативы Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (АРЕМ РК). Размещены на официальном сайте АРЕМ РК: <http://www.regulator.kz/?mod=chapter&lng=rus&opt=viewdoc&id=45>, а также на других сайтах (Закон - <http://www.zakon.kz>, ИС “Параграф” - <http://prg.kz>, и т.п.).

Регулирующий орган

Деятельность JSC Intergas Central Asia (ICA) регулируется Министерством нефти и газа Республики Казахстан (здесь и далее – МНГ РК) и Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (здесь и далее - АРЕМ РК), регулирующей и наблюдательный орган в области тарификации.

МНГ является центральным исполнительным органом Республики Казахстан по разработке государственной политики, координации управленческого процесса в нефтегазовой и нефтехимической промышленности, а также транспортировки углеводородов.

АРЕМ РК является центральным исполнительным органом, не входящим в состав правительства, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий и на регулируемых рынках, за исключением сфер в области телекоммуникаций и почтовой связи, регулирование цен на продукцию, товары и услуги субъектов регулируемого рынка в области железнодорожного транспорта, электро- и теплоэнергетики, нефтепродуктов и газа, транспортировки нефти, гражданской авиации, портовой деятельности, регулирование цен на продукцию, товары и услуги по номенклатуре, установленной Правительством Республики Казахстан, контроль за порядком оказания платных услуг государственными органами, регулирование деятельности государственных предприятий, осуществляющих свою деятельность в сфере, отнесенной к государственной монополии, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а также контроль и регулирование деятельности энергопроизводящих и энерго-снабжающих организаций в соответствии с Законом Республики Казахстан "Об электроэнергетике.

Сайт: <http://www.regulator.kz>.

Размеры тарифов

В настоящее время тарифы на транспортировку газа, поставляемого физическим лицам и для производства тепла населению составляет 171 тенге за 1 тыс. м³ (без учёта НДС); для юридических лиц – 420 тенге за 1 тыс. м³ (без учёта НДС).

Размеры тарифов на транзит газа определяются контрактами на транзит.

Инфраструктура

Список основных газопроводов высокого давления:

- ТГП Центральная Азия - Центр 213 млн. м³ в день;
- ТГП Макат – Северный Кавказ 70 млн. м³ в день;
- ТГП Союз 84 млн. м³ в день;
- ТГП Оренбург - Новопсков 32 млн. м³ в день;
- ТГП Бухара - Урал 22 млн. м³ в день.

Собственник – Комитет государственного имущества и приватизации при Министерстве финансов Республики Казахстан.

Оператор - Intergas Central Asia, JSC.

Новые газопроводные маршруты:

- Каспийский береговой газопровод (планируется), длина – около 1,2 тыс. км;
- ТГП Бейнеу-Шымкент (ведётся строительство), длина – около 1,5 тыс. км.

Литва

Законы

Закон Республики Литвы об энергетике, Закон о природном газе, о транспортировке и распределении природного газа, доступны на литовском языке в поисковой системе национального законодательства (TAPIS) (http://www3.lrs.lt/dokpaieska/forma_1.htm).

Регулирующий орган

Национальная комиссия по контролю за ценами энергетикой в Литве (NCC), сайт: <http://www.regula.lt>.

Размеры тарифов

Размеры тарифов на транспортировку и распределение природного газа, тарифы на природный газ для бытовых потребителей можно найти на сайте NCC (см. http://www.regula.lt/en/activities/gas/gas_prices/).

Инфраструктура

Литовская система природного газа взаимосвязана с газовыми системами Беларуси, Латвии и Российской Федерации. Расположенные на литовско-беларусской границе мощности обеспечивают в полной степени потребности литовских потребителей, транзит в Российскую Федерацию (калининградская область) и в Латвию. Природный газ поставляется в Литву из российских газовых месторождений через Беларусь по газопроводу Минск-Вильнюс. Второй соединительный газопровод Ивацевичи-Вильнюс в настоящее время не эксплуатируется из-за неудовлетворительного состояния газопровода (отсутствует газомерная станция). На севере литовская газотранспортная система соединена с латвийской газовой системой.

В таблице 3 приведены данные о мощностях природного газа на пограничных пунктах (в тыс. м³ в день).

Таблица 3: Мощности на пограничных пунктах

Соединение	Мощности (тыс. м ³ /день)
Литва-Латвия	5200
Латвия-Литва	5200
Беларусь-Литва	27200
Литва-Россия (Калининградская область)	11520

Запланировано/ведётся строительство

В 2011-2013 гг. JSC Lietuvos Dujos планирует осуществить проект создания газотранспортной системы из Юрбаркаса в Клайпеду. Общая стоимость проекта составляет около 60 млн. евро. Половину стоимости финансируют структурные фонды ЕС. Проект позволит создать условия для газификации районов Таураге, Шилуте, Шилале, Пагегяй и продолжить газификацию района Клайпеды. Осуществление проекта также позволит соединить газопровода Юрбаркас-Клайпеда с действующим газопроводом Шяуляй-Клайпеда с целью формирования замкнутой системы, а это также обеспечит безопасность газовых поставок в западные районы Литвы. И, что не менее важно, проект будет способствовать достижению основной цели национальной, региональной и европейской политике в области энергетики – диверсификация источников поставок природного газа и прекращение энергетической изолированности при помощи терминала СПГ, который планируется построить в порту Клайпеды в 2014 г. Имеющихся мощностей ныне действующей транспортной системы будет недостаточно для надлежащего функционирования терминала СПГ.

Норвегия

Закон

“Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet – Kapittel 9. Adgang til oppstrøms gassrørledningsnett”, Размещён на норвежском языке на сайте <http://www.lovdاتا.no/for/sf/oe/te-20021220-1724-0.html>.

Регулирующий орган

Министерство нефти и энергетики Норвегии.

Размеры тарифов

Стоимость удельного тарифа в ценах 2011 г.			
Область/Услуга	Единица	Эксплуатационные расходы* 2011 г.	Капиталовложения** 2011-2028 гг.
Область А	НОК/Стм ³	0,0319132	0,0670911
Область В	НОК/Стм ³	0,0037320	0,0414601
Область С - услуги			
Область С - EXT	НОК/Стм ³	0,0202679	0,1194751
Область С - ETSL	НОК/т	266,8392420	275,3708823
Область С - FSL	НОК/т	150,2876249	365,8132114
Область С - CSL	НОК/т	103,4688345	5,2591687
Область С - CO2-R	НОК/т	225,9409825	267,1898023
Область С - CO2-K/B	НОК/т	225,9409825	142,2173505
Область С - H2S	НОК/кг	120,5748859	0,0000000
Область D - вход			
Kollsnes	НОК/Стм ³		0,0228623
Kårstø	НОК/Стм ³		0,0287851
Oseberg	НОК/Стм ³		0,0287851
Nyhamna	НОК/Стм ³		0,0000000
Иные пункты входа	НОК/Стм ³		0,0050937
Область D - выход			
Великобр. и континент. выходы	НОК/Стм ³	0,0203996	0,0666144
Норвежские выходы	НОК/Стм ³	0,0203996	0,0006337
Область E	НОК/Стм ³	0,0398366	0,0533058
Область F	НОК/Стм ³	0,0266622	0,0710744
Область G	НОК/Стм ³	0,0036818	0,0176501
Область H	НОК/Стм ³	0,0157858	0,0414601
Область I	НОК/Стм ³	0,0072331	0,0479752

* Эксплуатационные расходы рассчитываются ежегодно на основе эксплуатационных издержек

** Капиталовложения возрастают ежегодно в соответствии с "Норвежским индексом потребительских цен"

Капиталовложения состоят из элементов K и I тарифной формулы

Примечание: Стм³ – стандартный м³

Здесь находится дополнительная информация о резервировании и тарифном режиме: <http://www.lovddata.no/for/sf/oe/te-20021220-1724-0.html>.

Инфраструктура

Газопровод	Мощность	Владельцы	Оператор
Europipe II	70 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Europipe	45 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Norpipe	44 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Zeepipe	40 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Franpipe	50 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Langed	70 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Vesterled	38 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Tampen Link	32 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Gjøa Gas Pipe	17 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Statpipe	25 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Åsgard Transport	70 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Kvitebjørn Gas Pipeline	26,5 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS
Norne Gas Transportation System	8 млн. Стм ³ /день	Gassled	Gassco AS

Примечание: Стм³ – стандартный м³

Запланировано/ведётся строительство

Строительство нового газопровода от Норвежского моря до Nyhamna в стадии рассмотрения.

Польша

Законы

Закон об энергетике от 10 апреля 1997 г. (Dz. U. 2006, No 89, item 625, с поправками).

Распоряжение министра экономики от 6 февраля 2008 г. о подробных правилах тарифообразования, расчёта их размера и расчётов при торговле газом (Dz. U. No 28, item 165).

Распоряжение министра экономики от 2 июля 2010 г. о детализации условий работы газовых систем (Dz. U. No 133, item 891).

Закон о строительстве от 7 июля 1994 г. (Dz. U. 2006, No 156, item 1118, с поправками).

Распоряжение министра экономики от 30 июля 2001 г. о технических условиях, которым должны отвечать газовые сети (Dz. U. No 97, item 1055).

Закон от 16 февраля 2007 г. о запасах нефти, нефтепродуктов и природного газа и процедурах на случай угрозы национальной безопасности поставок и перебоев на нефтяном рынке (Dz.U. No. 52, item 343, с поправками).

Постановление Совета министров от 19 сентября 2007 г. о методике и процедуре введения ограничений потребления природного газа (Dz. U. No. 178, item 1252).

Размещено на сайтах:

- Управления нормативного регулирования в области энергетики на польском языке: <http://www.ure.gov.pl/portal/pl/3/PRAWO.html>;
- Оператора газопровода GAZ – SYSTEM S.A. на польском и английском языках <http://en.gaz-system.pl/download/legislation-pertinent-to-gas-industry.html?L=PilPFNjUmlQdD5hbGVydCgn eHNzLXRlc3QnKTs8L1NjUmlQdD4%3D>.

Регулирующий орган

Управление нормативного регулирования в области энергетики (ERO), сайт: <http://www.ure.gov.pl>.

Размеры тарифов

Тарифы на услуги по транспортировке № 4 оператора газопровода GAZ - SYSTEM S.A. были разработаны в соответствии с положениями Закона об энергетике от 10 апреля 1997 г. и Распоряжения министра экономики о подробных правилах установления и расчёта тарифов и порядка расчётов при торговле газом.

Инфраструктура

Основные газопроводы в Польше:

1. Газопровод Ярослав-Вронау-Rembelszczyzna;
2. Газопровод Jarosław-Pogórska Wola-Tworzeń-Odoloanów;
3. Газопровод Hołowczyce-Rembelszczyzna-Gustorzyn-Odoloanów;
4. Газопровод Gustorzyn-Gdańsk;
5. Газопровод Odoloanów-Lwówek-Police.

Пропускная способность газопроводов зависит от условий фактического потока (включая давление, направления потока, сезонные колебания внутреннего

спроса на газ). GAZ-SYSTEM S.A. является владельцем и оператором газопроводов в Польше. EuRoPol GAZ S.A. является собственником польского участка газопровода Ямал, в то время как GAZ-SYSTEM S.A. является независимым оператором газопровода с 7 ноября 2010 г.

Запланировано/ведётся строительство

В настоящее время GAZ-SYSTEM S.A. осуществляет план развития на 2009-2014 гг. Он предусматривает осуществление широкого круга инвестиционных проектов по модернизации и расширению газотранспортной сети в Польше (общая протяжённость новых газопроводов – 1 тыс. км). Наиболее значительные из них включают:

- Газопровод Świnoujście-Szczecin;
- Газопровод Szczecin-Gdańsk;
- Газопровод Włocławek-Gdynia;
- Газопровод Szczecin-Lwówek;
- Газопровод Gustorzyn-Rembelszczyzna;
- Газопровод Gustorzyn-Odolanów.

План развития также предусматривает финансирование строительства терминала СПГ в Świnoujście, соединительных трубопроводов с Чешской Республикой и Данией (Балтийский трубопровод), а также удлинение соединительного газопровода Польша-Германия.

Португалия

Законы

Указ-Закон 30/2006 от 15 февраля, размещён на португальском языке на <http://dre.pt/pdf1sdip/2006/02/033A00/12041217.pdf>; Указ-Закон 140/2006 от 26 июля, размещён на португальском языке на <http://dre.pt/pdf1sdip/2006/07/14300/52845338.pdf>.

Регулирующий орган

Управление регулирования услуг в области энергетики (ERSE), <http://www.erse.pt>.

Размеры тарифов

Размер ежемесячно взимаемого тарифа на пользование газотранспортной сетью складывается из:

- Цены за пользование мощностью, взимаемой на каждом пункте входа, применяемые к суточному максимуму энергонагрузки, определяемому участни-

ком рынка для каждого пункта ввода, за последние 12 месяцев в евро/(кВтч/день)/месяц;

- Цены за пользование мощностью, взимаемой на каждом пункте выхода, применяемые к суточному максимуму энергонагрузки, определяемому участником рынка для каждого пункта выхода, за последние 12 месяцев в евро/(кВтч/день)/месяц;
- Внепиковые цены на энергию, взимаемые на каждом пункте выхода в евро/кВтч;
- Пиковые цены на энергию, взимаемые на каждом пункте выхода в евро/кВтч.

В приведенной ниже Таблице 4 указаны цены по тарифам на входе для каждого из четырёх пунктов входа газотранспортной сети. Цены зависят от транспортного пункта на входе.

Таблица 4: Использование цен по тарифам транспортных сетей на пунктах ввода

Использование транспортной сети (пункты ввода)	
<i>Международные соединения (Сапро Maior)</i>	
Использованная мощность на пунктах ввода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,008580
<i>Международные соединения (Valença)</i>	
Использованная мощность на пунктах ввода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,008580
<i>Терминал СПГ (Sines)</i>	
Использованная мощность на пунктах ввода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,008580
<i>Подземное хранилище (Carríço)</i>	
Использованная мощность на пунктах ввода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,000241

Примечание: использование цен по тарифам транспортных сетей за июль 2010 г. - июнь 2011 г.

В Таблице 5 представлены цены по тарифам на выходе в зависимости от разновидности выходного пункта газотранспортной сети.

Таблица 5: Использование цен по тарифам транспортных сетей на пунктах выхода

Использование транспортной сети (пункты выхода)	
<i>Международные соединения (Сапро Maior)</i>	
Использованная мощность на пунктах выхода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,009520
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00022493
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495
<i>Международные соединения (Valença)</i>	
Использованная мощность на пунктах выхода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,009520
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00022493
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495
<i>Терминал СПГ (Sines)</i>	
Использованная мощность на пунктах выхода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,000000
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00000000
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00000000
<i>Пункты доставки конечным потребителям, подсоединённым к сетям высокого давления</i>	
Использованная мощность на пунктах выхода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,018377
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00022493
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495
<i>Пункты доставки распределительным сетям</i>	
Использованная мощность на пунктах выхода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,018377
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00022493
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495

Примечание: использование цен по тарифам транспортных сетей за июль 2010 г. - июнь 2011 г.

Для увеличения гибкости тарифов и обеспечения доступа к газовой системе участников рынка, пользующихся услугами сети в определённые часы, тарифы на транспортировку включают два дополнительных выбора тарифа: (i) краткосрочный транспортный тариф и (ii) транспортный тариф для низкого коэффициента нагрузки³⁸.

При варианте краткосрочного транспортного тарифа вся цена на использованные мощности переводится в цену за энергию в часы пиковых нагрузок, применяемую к потокам в транспортной сети. В результате, стоимость энергии (потребительские цены) становятся выше по сравнению с вариантом базового тарифа.

³⁸ Применяется в отношении пользователей, чьё потребление имеет очень низкий коэффициент нагрузки.

В Таблице 6 представлены цены по тарифу при варианте краткосрочных транспортных вводов для каждого пункта ввода.

Таблица 6: Цены по краткосрочным тарифам на розничные продажи на входе для каждого пункта входа

<i>Международные соединения (Campo Maior)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00257415
<i>Международные соединения (Valença)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00257415
<i>Терминал СПГ (Sines)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00257415
<i>Подземное хранилище (Carrízo)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00007222

Примечание: использование цен по тарифам транспортных сетей за июль 2010 г. - июнь 2011 г.

В Таблице 7 представлены цены на кратковременные транспортные тарифы в пунктах выхода в соединительные газопроводы и терминал СПГ.

Таблица 7: Цены на кратковременные транспортные тарифы на выходе для каждого пункта выхода

<i>Международные соединения (Campo Maior)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00308086
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495
<i>Международные соединения (Valença)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00308086
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495
<i>Терминал СПГ (Sines)</i>	
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00000000
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00000000

Примечание: использование цен по тарифам транспортных сетей за июль 2010 г. - июнь 2011 г.

Вариант транспортного тарифа при низком коэффициенте нагрузки предполагает, что часть цены на использованные мощности переводится в цену за энергию, применяемую к потокам в транспортной сети.

В Таблице 8 представлены цены на транспортный тариф при низком коэффициенте нагрузки для конечных потребителей, имеющих соединение с газотранспортной сетью.

Таблица 8: Цены на транспортный тариф при низком коэффициенте нагрузки для конечных потребителей, имеющих соединение с газотранспортной сетью

Пункты доставки конечным потребителям, подсоединённым к сетям высокого давления	
Использованная мощность на пунктах выхода евро/(КВт-ч/день)/месяц	0,003675
Пиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00310399
Внепиковая энергия (евро/КВт-ч)	0,00001495

Примечание: использование цен по тарифам транспортных сетей за июль 2010 г. - июнь 2011 г.

Инфраструктура

Владельцем и оператором всех основных средств является португальский оператор транспортной системы REN Gasodutos.

Ниже приведен список и основные характеристики португальских магистральных газопроводов.

Таблица 9: Описание португальских магистральных газопроводов

Газопровод	Участок	Длина (км)	Ввод в эксплуатацию
Группа 1	Setúbal-Leiria	193	февраль 1997 г.
Группа 2	Leiria-Braga	352	февраль 1997 г.
Группа 3	Campo Maior-Leiria	221	февраль 1997 г.
Группа 4	Braga-Tuy	73	декабрь 1997 г.
Группа 5	Portalegre-Guarda	191	октябрь 1999 г.
Группа 6	Coimbra-Viseu	76	сентябрь 1999 г.
Группа 7	Setúbal-Sines	88	ноябрь 2003 г.
Хранение в газопроводе (linepack) (ГВт-ч)			333,0
Количество пунктов выхода магистральной сети (станции регулирования и измерения газа – Gas Regulation and Measuring Stations (GRMS))			78,0
Количество трансграничных соединений			2,0
Трансграничные мощности на вводе (ГВт-ч/день)			145,4
<i>Campo Maior</i>			122,4
<i>Valença do Minho</i>			23,0
Трансграничные мощности на выходе (ГВт-ч/день)			76,2
<i>Campo Maior</i>			68,0
<i>Valença do Minho</i>			8,2

Источник: REN Gasodutos

Запланировано/ведётся строительство

В ближайшее время строительство газопроводов не планируется.

Словакия

Законы

Закон об энергетике (656/2004 Coll.).

Закон о регулировании (276/2001 Coll.).

Постановление Правительства Словацкой Республики (409/2007 Coll.) доступно на словацком языке на сайте www.zbierka.sk, где публикуются официальные тексты законов, и на сайте Министерства юстиции Словацкой Республики <http://www.old.justice.sk/a/wf.aspx>, Министерства экономики Словацкой Республики www.economy.gov.sk, на словацком языке.

Регулирующий орган

Ведомство по регулированию сетей (RONI), сайт: <http://www.urso.gov.sk>.

Размеры тарифов

Решения о фактических ценах доступны на английском языке на сайте http://www.eustream.sk/files/docs/eng/tariffs_2011n.pdf.

Инфраструктура

Оператор транспортной системы – Eustream, a.s. (Eustream).

Eustream является одной из крупнейших транспортных компаний в ЕС. Будучи полностью подконтрольной SPP, компания начала свою деятельность 1 июля 2006 г. после юридического оформления отделения от SPP.

Eustream эксплуатирует газотранспортную систему высокого давления, соединённую с основными европейскими газотранспортными системами в Украине, Чешской Республике и Австрии. Транспортная система Eustream's включает 2,27 тыс. км газопроводов и четыре компрессорных станции. Транспортная система состоит из четырёх или пяти параллельных трубопроводов в основном диаметром 1200/1400 мм, с рабочим давлением 73 бар. Перепад давления, требуемого для непрерывного газового потока, обеспечивается четырьмя крупными компрессорными станциями общей мощностью более 1000 мВт.

Ежегодные транспортируемые объёмы превышают 90 млрд. м³, что приблизительно равняется пятнадцати объёмам всего внутреннего потребления в Республике Словакия.

Запланировано/ведётся строительство

Объекты инфраструктуры и оборудование, обеспечивающие обратный поток газа на случай кратковременных перебоев с поставками в Словацкую Республику

Задействованная страна-член: Словацкая Республика.

Задействованные компания/компании: Eustream.

Нынешнее состояние: проект ожидает решения (строительные работы).

Финансирование ЕС: EEPR.

Соединительный газопровод Словакия-Венгрия

Задействованные страны-члены: Словацкая Республика, Венгрия.

Задействованные компания/компании: Eustream, FGSZ Ltd. (до 31 марта 2011 г.).

Нынешнее состояние: обсуждения с ЕС, правительственными организациями и регулирующими органами, планировка на местности (словацкий участок газопровода).

Финансирование ЕС: EEPR.

Соединительный газопровод Польша-Словакия

Задействованные страны-члены: Словацкая Республика, Польша.

Задействованные компания/компании: Eustream, GAZ SYSTEM S.A.

Нынешнее состояние: подготовка предпроектного исследования.

Финансирование ЕС: TEN-E 2011.

Испания

Законы

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Размещены на сайте Национальной комиссии по вопросам регулирования (CNE): http://www.eng.cne.es/cne/contenidoSinHijos.jsp?id_nodo=110&&keyword=&auditoria=F; на английском языке: Глава: Normativa del sector energético (idioma inglés).

Регулирующий орган

Национальная комиссия по вопросам регулирования (Comisión Nacional de Energía, CNE), сайт: <http://www.cne.es>.

Размер Тарифов

Распоряжение ITC/3354/2010, включая приложение I, содержит информацию о действующем в настоящее время тарифном плане.

Инфраструктура

Протяжённость испанской газопроводной системы высокого давления составляет 9 984 км. Из них 9 236 км принадлежат Enagás (техническое руководство газовой системой и общественный перевозчик для газовой сети высокого давления в Испании) и 748 км – остальным перевозчикам (Endesa G.T - 376,2 км, Naturgás E.T - 2 325 км, Saggas - 8 км, Reganos 132 км).

Основная газопроводная сеть Испании: существует основная магистраль, пересекающая центральную часть полуострова и проходящая с севера на юг. Имеются ещё две линии, проложенные параллельно этому основному газопроводу по обеим его сторонам. Вертикально, пересекая Испанию с востока на запад, имеется ветка на севере и ещё одна на юге.

Более подробная информация о газопроводах находится здесь: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697966&language=en&pagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_pintarContenidoFinal.

О самых последних событиях: В 2009 г. в эксплуатацию были сданы некоторые другие трассы: та, которая соединяет полуостров с Балеарскими островами, газопровод, соединяемый с новым соединительным трубопроводом Medgaz с основной сетью, а также ряд других улучшений на севере страны.

Швейцария

Законы

Bundesgesetz vom 4. Oktober 1963 über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Rohrleitungsgesetz, RLG).

<http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/746.1.de.pdf>.

Регулирующий орган

Отсутствует.

Размеры тарифов

Фактические размеры тарифов публикуются на сайте: www.ksdl-erdgas.ch.

Запланировано/ведётся строительство

Предполагается организовать “обратный” поток на газопроводе Transitgas.

Бывшая югославская Республика Македония

Законы

Закон об энергетике – опубликован в официальном бюллетене РМ № 16 от 10 февраля 2011 г., на английском языке.

Регулирующий орган

Комиссия по регулированию в области энергетики (ERC).

Инфраструктура

Основной газопровод протяжённостью 98,4 км, объём потока 800 млн. нм³ в год, 54 бар, в собственности Правительства РМ и JSC Makpetrol (50:50). GA-MA (в соответствии с протоколом собственниками являются JSC Makpetrol (50%) и Правительство РМ (50%)) и JSC MACEDONIA GAS (в собственности государства) являются ОТС.

Запланировано/ведётся строительство

Планируется первая фаза газификации РМ (протяжённость 197 км) на период 2011-2015 гг. строительство участка важной национальной магистрали Klechovse-Stip-Hamzali-Stojakovo-граница с Греческой Республикой.

Турция

Законы

Закон о рынке природного газа (No. 4646 от 2 мая 2001 г.).

Закон No. 4586 о транзите (нефти и газа).

Рынок природного газа в Турции подлежит реформированию с целью создания конкурентных рыночных структур. Ведётся работа над внесением поправок в Закон No. 4646.

Регулирующий орган

Орган по регулированию энергетического рынка (EPDK).

EPDK является независимым регулятором для рынков электроэнергии, природного газа, нефти и СНГ. Его задача – разработка и реализация мер, обеспечивающих создание либерального и конкурентного рынка природного газа. EPDK также регулирует и утверждает услуги по передаче, все розничные тарифы и (до достижения достаточной конкуренции) все тарифы за хранение.

Инфраструктура

Турецкая система транспортировки газа охватывает примерно 111 141 км газопроводов высокого давления. Её владельцем и оператором является компания Botaş.

Сеть Турции соединена с несколькими соседними странами.

Уже функционируют некоторые важные соединения, такие как:

- газопровод Баку-Тбилиси-Эрзурум (BTE);
- западные ветки из России для транспортировки газа;
- газопровод Голубой поток по дну Чёрного моря;
- газопровод Interconnector Турция-Греция (ITGI);
- и газопровод Иран-Турция.

Более того, продолжается работа в отношении следующих трубопроводных проектов:

- газопровод Набукко,
- арабский газопровод.

Газопровод Баку-Тбилиси-Эрзурум (BTE)

Мощность газопровода BTE составляет в настоящее время 8,8 млрд. м³/год, но может быть увеличена до 20 млрд. м³/год.

Газопровод Interconnector Турция-Греция (ITGI)

Ввод в эксплуатацию газопровода Interconnector Турция-Греция в 2007 году ознаменовал важный этап по превращению Турции в четвертую основную артерию энергетических поставок в Европу после Норвегии, России и Алжира.

Секция проекта ITGI на территории Турции идёт от существующей станции Караджабей до Ипсала/Кипи. Она включает подводный участок в Мраморном море протяжённостью 17 км; общая протяжённость примерно 300 км, из них 209 км на территории Турции.

Межправительственное соглашение между Турцией и Грецией было подписано 23 февраля 2003 г. министром энергетики и природных ресурсов Турции и министром развития Греции. 23 декабря 2003 г. Botaş и DEPA подписали Соглашение о купле-продаже природного газа. Соответственно, поставки природного газа в Грецию начались в 2007 году на уровне 250 млн. м³/год и достигнут 750 млн. м³/год.

Строительство началось в июле 2005 года, а первый газ был поставлен 18 ноября 2007 года.

Межправительственное соглашение по газопроводу Турция-Греция-Италия (ITGI) было подписано министерством энергетики и природных ресурсов Турции и соответствующими министерствами двух стран 26 июля 2006 года в Риме. Объём газа, который будет поставлен в Италию, составляет примерно 13 млрд. м³/год, из которых 3,6 млрд. м³/год будут направляться в Грецию. Планируется, что газопровод вступит в строй в 2017 году.

Газопровод Набукко

Предпринимаются усилия по реализации проекта газопровода Набукко мощностью 31 млрд. м³/год, который предусматривает транспортировку природного газа через территорию Турции, далее через Болгарию, Румынию и Венгрию в Австрию. Важными этапами были подписание Межправительственного соглашения (МПС) в Анкаре 13 июля 2009 года и его вступление в силу 1 августа 2010 года. В качестве важного шага в отношении этого проекта 8 июня 2011 года в Кайсери (Турция) стороны подписали соглашения о поддержке проекта Набукко.

Туркменистан

Регулирующий орган

Основным полномочным органом в газовой отрасли является государственный концерн Туркменгаз.

Инфраструктура

Основные газопроводы высокого давления в Туркменистане: газопроводная система САС-I, САС-II, САС-III и САС-IV, ориентированная на экспорт газа на север; газопровод Malai-Bagtyyarlyk, ориентированный на экспорт на восток; газ в Иран экспортируется по газопроводу Dovletabat – Khangeran. Оператором всех газопроводов является государственный концерн Туркменгаз.

Основные запланированные новые газопроводные маршруты включают:

- Восток-Запад, Туркменистан (в стадии строительства);
- Туркменистан-Афганистан-Пакистан-Индия (в стадии планирования);
- Каспий (изучается);
- Транскаспийский (изучается).

Украина

Законы

Законы Украины “Об основах функционирования рынка природного газа”, “О трубопроводном транспорте”, “О естественных монополиях”, “О нефти и газе” и другие. Согласно Положению о НКРЭ, утвержденном Указом Президента Украины от 14.03.95 № 213 (с изменениями), НКРЭ осуществляет регулирование на рынке природного газа, путём принятия соответствующих нормативно-правовых актов, отнесенных к её компетенции, в т.ч. установления цены на природный газ для потребителей Украины, и тарифов на транспортировку, распределение и поставку природного газа, и осуществляет контроль за деятельностью лицензиатов на рынке природного газа.

Действующие законы и законопроекты можно найти в открытом доступе на украинском языке на сайте законодательного органа Верховной Рады Украины: www.rada.gov.ua.

Закон Украины “Об основах функционирования рынка природного газа” от 08.07.2010 № 2467-VI опубликован на украинском языке в следующих изданиях:

- Голос Украины, 2010, 07, 24.07.2010 № 136;
- Официальный вестник Украины, 2010, № 55 (30.07.2010), ст. 1842;

- Правительственный курьер, 2010, 09, 08.09.2010 № 165;
- Ведомости Верховной Рады Украины, 2010, № 48 (03.12.2010), ст. 566.

Регулирующий орган

Регулирующим органом в сфере нефтегазового комплекса определена Национальная комиссия по государственному регулированию в сфере энергетики Украины. Полномочия НКРЭ относительно регулирования нефтегазового комплекса определены:

- Положением о НКРЭ Украины, утвержденным Указом Президента Украины от 14.03.1995 № 213 "О мероприятиях по обеспечению деятельности Национальной комиссии по государственному регулированию в сфере энергетики Украины" (в редакции Указа Президента Украины от 21.04.1998 № 335/98);
- Законом Украины "Об основах функционирования рынка природного газа";
- постановлением Кабинета Министров Украины от 25.12.1996 № 1548 "Об установлении полномочий органов исполнительной власти и исполнительных органов городских советов относительно регуляции цен (тарифов)".

В нефтегазовом комплексе НКРЭ устанавливает тарифы на транспортировку магистральными трубопроводами природного газа, нефти, нефтепродуктов, аммиака и этиленовых веществ, которые поставляются потребителям Украины; тарифы на закачивание, хранение и отбор природного газа; тарифы на распределение природного газа и его снабжение. Тарифы утверждаются постановлением НКРЭ.

Размер тарифов

В Украине в части транзита природного газа используются только договорные тарифы.

Постановлением НКРЭ от 28.12.2011 № 131 (с изменениями и дополнениями) утверждены:

- общий тариф на услуги по транспортировке природного газа в размере 305,60 грн за 1000 м³ без учёта налога на добавленную стоимость;
- расчётный средний тариф на транспортировку природного газа магистральными трубопроводами для Дочерней компании "Укртрансгаз" Национальной акционерной компании "Нефтегаз Украины" в размере 106,90 грн за 1000 м³ без учёта налога на добавленную стоимость;
- расчётный средний тариф на транспортировку природного газа магистральными трубопроводами для ГАО "Черноморнефтегаз" в размере 80,00 грн за 1000 м³ без учёта налога на добавленную стоимость;
- тариф на услуги по транспортировке природного газа магистральными трубопроводами для потребителей, собственные газопроводы которых

непосредственно подключены к магистральным газопроводам, в размере 265,10 грн за 1000 м³ без учёта налога на добавленную стоимость;

- средневзвешенный тариф на транспортировку природного газа распределительными трубопроводами в размере 198,70 грн за 1000 м³ без учёта налога на добавленную стоимость;
- средневзвешенный тариф на поставки природного газа в размере 43,70 грн за 1000 м³ без учёта налога на добавленную стоимость.

В соответствии с Налоговым кодексом Украины (статья 253) за транзитную транспортировку 1000 куб.м. природного газа на каждые 100 км расстояния взимается плата в размере 1,67 грн.; за транспортировку 1 т нефти магистральными нефтепроводами – 4,5 грн; за транспортировку 1 т нефтепродуктов магистральными нефтепродуктопроводами – 4,5 грн; за транзитную транспортировку 1 т аммиака на каждые 100 км расстояния – 5,1 гривна.

Инфраструктура

Основные транзитные газопроводы высокого давления на территории Украины:

- Уренгой-Помары-Ужгород – Q=28,5 млрд. м³ в год;
- Прогресс – Q=28,5 млрд. м³ в год;
- Союз – Q=26 млрд. м³ в год;
- Елец-Кременчуг-Кривой Рог – Q=28,5 млрд. м³ в год;
- Ананьев-Тирасполь-Измаил – Q=23,7 млрд. м³ в год.

Оператор – Укртрансгаз (дочерняя компания Национальной акционерной компании “Нефтегаз Украины”).

Великобритания

Законы

Закон о газе доступен на английском на сайте www.legislation.gov.uk/ukpga/1995/45/contents.

Регулирующий орган

Ofgem – Отдел по вопросам рынков газа и электроэнергетики, сайт: www.ofgem.gov.uk.

Размеры тарифов

Размещены на сайте www.nationalgrid.com/uk/Gas/Charges/statements/transportation/CurrentNTS/.

Инфраструктура

Владельцем газопроводов высокого давления является National Grid Gas (NGG). Мощности (по пунктам входа/выхода) указаны в лицензии NGG.

Доставка газа на рынок

Тарифы на услуги по транзиту и транспортировке газа в странах Договора к Энергетической Хартии:

Вопросы законодательства и методики расчёта тарифов

Тарифы за использование транспортных газопроводов представляют собой ключевой фактор, определяющий степень открытости международных газовых рынков. Наличие соединений и приемлемые с экономической точки зрения транспортные издержки являются условием, позволяющим природному газу достичь рынки потребления. При всё большей зависимости крупнейших стран-потребителей от импорта природного газа – за исключением стран, располагающих существенными собственными запасами нетрадиционного газа – ожидается, что международная торговля природным газом будет расти на протяжении следующих десятилетий. Необходимы общие принципы для обеспечения такой торговли и для содействия транзиту. В рамках Энергетической Хартии были проанализированы базовые принципы, лежащие в основе транспортных тарифов, и некоторые другие аспекты, связанные с использованием энерготранспортных сооружений.

В этом исследовании проводится анализ методик и принципов формирования тарифов по транспортировке природного газа, используемых в странах-членах Договора к Энергетической Хартии. Особое внимание уделяется изменениям в Европе, черноморском регионе и Центральной Азии. На всей этой территории существуют общие базовые принципы, но конкретные методики различаются, также как и выбор структуры рынка и режима транзита, в особенности между Европейским союзом, с одной стороны, и некоторыми странами Восточной Европы и Центральной Азии, с другой.

В исследовании сравниваются следующие аспекты режимов регулирования:

- Роль регулирующих органов, доступ третьих сторон и разделение видов экономической деятельности;
- режим транзита газа;
- методики расчёта капитальных затрат и операционных издержек;
- методики удельных тарифов.



Секретариат Энергетической Хартии **2012**

ISBN:
978-905948-116-9 (печатная копия, русский)
978-905948-117-6 (PDF, русский)

Секретариат Энергетической Хартии
Boulevard de la Woluwe, 56 · B-1200 Brussels, Belgium
Тел.: +32 2 775 98 00 · Факс: +32 2 775 98 01
Имейл: info@encharter.org · www.encharter.org