



ОНД НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

РЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО РЫНКА ЕВРОПЫ: ЧУЖИЕ ТУФЛИ МОГУТ НАТЕРЕТЬ МОЗОЛИ

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД



МОСКВА

Октябрь 2013 г.

РЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО РЫНКА ЕВРОПЫ: ЧУЖИЕ ТУФЛИ МОГУТ НАТЕРЕТЬ МОЗОЛИ

Октябрь 2013 г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Введение	3
1. Кто и как продает газ в Евросоюзе. Итоги 10-летних усилий по либерализации рынка	4
1.1. Баланс газа ЕС	4
1.2. Цены на газ в Европе	8
1.3. Позиции основных компаний-импортеров	16
2. Перспективы и риски снабжения Европы импортным газом	23
2.1. Норвегия	23
2.2. Алжир	31
2.3. СПГ в Европе	35
Основные выводы	38



ВВЕДЕНИЕ

Европейская комиссия, похоже, готовится перевести «холодную войну» с Россией в газовой сфере в «горячую фазу». Информационные утечки и туманные намеки еврочиновников о намерениях предъявить финансовые претензии «Газпрому» за якобы имевшие место нарушения конкуренции на рынках в Восточной Европе свидетельствуют именно об этом.

Самое удивительное, что европейцы задумали воевать с крупнейшим поставщиком газа в период, когда уязвимость ЕС с точки зрения безопасности энерго- и газоснабжения весьма велика. И в ближайшие 10-15 лет эта слабость будет усиливаться по объективным причинам – от истощения собственных ресурсов до проигрыша конкуренции за доступ к новым источникам поставок. Уже десять лет мы видим обвал добычи в Великобритании, на очереди Нидерланды. К этому добавятся проблемы поставок из Алжира, а в перспективе ближайших 10 лет и из Норвегии. Долгосрочный газовый баланс Европы уже даже не трещит по швам, а зияет дырами.

Надежды, что свободный рынок обеспечит Евросоюз газом по конкурентоспособной цене, были развеяны в прошлом году, когда покупатели в АТР не только собрали все свободные от долгосрочных обязательств объемы СПГ, но и увеличи часть объемов, изначально предназначенных европейцам. Это был не первый, но самый громкий тревожный звонок для европейского рынка газа, которому в принудительном порядке прививают трейдинговую психологию.

Европейский союз упорно пытается применить модель либеральных рынков, которая работает в условиях реального и длительного переизбытка предложения газа. У европейцев возникает иллюзия «газового волшебства»: они уверены, что применение новой модели ценообразования неизбежно станет ключом к успеху. Однако они забывают, что в основе должен лежать постоянный и увеличивающийся профицит предложения. А с ним-то как раз и возникают трудности. Попытка одеть на себя чужие туфли может оказаться весьма травматичной. Ситуация станет особенно опасной, если старые туфли будут безвозвратно отправлены в утиль.

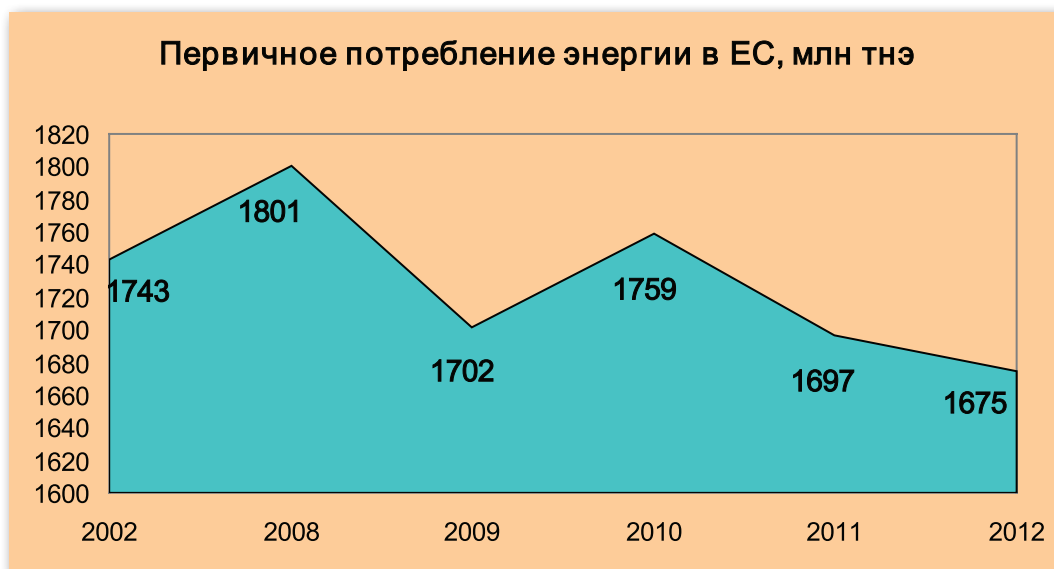
В новом докладе Фонда национальной энергетической безопасности анализируется состояние рынка газа в ЕС, основные итоги либерализации торговли газом и перспективы основных поставщиков, не считая России.



1. КТО И КАК ПРОДАЕТ ГАЗ В ЕВРОСОЮЗЕ. ИТОГИ 10-ЛЕТНИХ УСИЛИЙ ПО ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ РЫНКА

1.1. Баланс газа ЕС

Ставка Евросоюза на повышение энергоэффективности, поддержанная ростом цен на энергоносители, вроде бы сыграла. Острый финансово-экономический кризис привел в 2009 году к резкому падению потребления энергии, но в 2010-м, в том числе и благодаря падению цен на нефть, газ и уголь, а также в связи с некоторым оживлением экономики, произошла коррекция. Но в целом ЕС-27 продолжает медленно, но верно снижать потребление энергоносителей. За последние 5 лет первичное потребление снизилось на 7%. В то же время с 2002 по 2008 год спрос на энергию немного вырос.



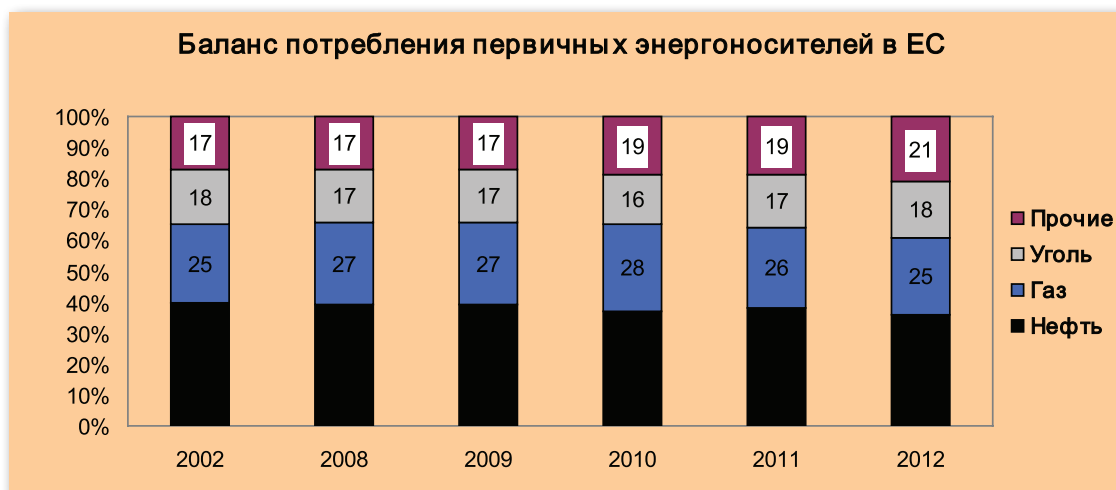
Источник: Eurostat

Доля ископаемых энергоносителей в балансе ЕС за декаду снизилась на 4 процентных пункта – с 83% до 79%. При этом газ и уголь сохранили свои позиции (25% и 18% соответственно), а возобновляемые в широком смысле источники, включая гидроэнергетику и АЭС, замещали нефть, подорожавшую в номинальном выражении примерно в 4 раза.

Провозглашенная европейскими политиками стратегия по снижению выбросов CO₂, по сути, никак не отразилась на соотношении самого «чистого» и самого «грязного» из энергоносителей в балансе. В 2010 году доля газа в балансе подскочила до 28%, а уголь сократился до 16%. Но в последние два года уголь, подешевевший на мировом рынке из-за снижения спроса со стороны США, отыграл у газа эти два процентных пункта в



европейском энергобалансе, а нефть, несмотря на дороговизну, остается энергоносителем номер 1, занимая более трети. В Соединенных Штатах, напротив, газ за эти два года сверг уголь с олимпа и стал основным видом топлива. К тому же в 2002 году общее потребление энергии в США выросло на 11%.



Источник: Eurostat

В абсолютных цифрах потребление газа в 2012 году было на 30 млрд кубометров (на 6%) меньше, чем в 2002-м. Однако устойчивая тенденция к снижению наблюдается только три года, за которые газовый баланс ЕС снизился на 13%. На те же 13% за это время снизилась и добыча. При этом до 2010 года европейское потребление не было столь чувствительно к состоянию собственной добычи. Добыча в ЕС падает уже на протяжении более 8 лет. С 2002 по 2008 год она снизилась на 40 млрд кубометров, на столько же и за последние 5 лет. Отметим также, что большая часть падения добычи в Евросоюзе, 70 млрд кубометров из 80 млрд, пришлось на британскую часть Северного моря.

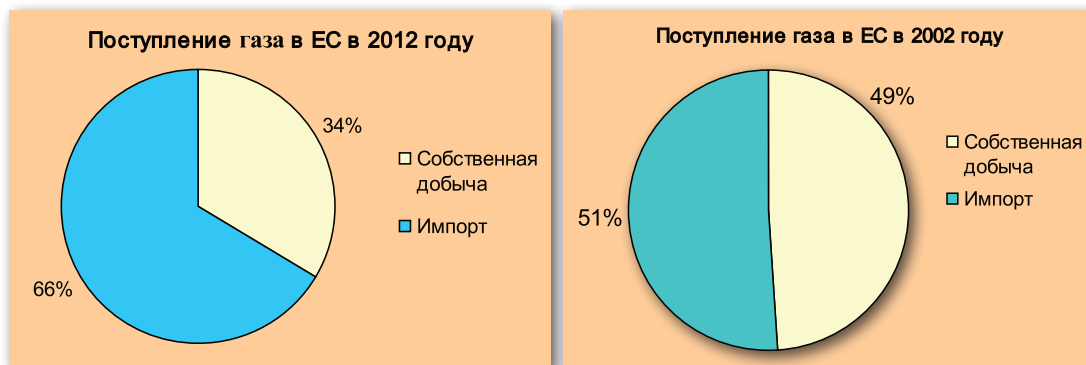
Газовый баланс Евросоюза, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Потребление	490	531	503	533	482	460
Собственная добыча	242	200	182	186	168	161
Импорт	253,7	341,2	323,6	342,3	335,9	317,7
Изменение запасов ПХГ и потери	5,7	10,2	2,6	-4,7	21,9	18,7

Источник: Eurostat, Eurogas, «Газпром», Gassco, Botas, Snam

Тем не менее потребление газа в 2008 году было на 40 млрд кубометров больше, чем в 2002-м. Более того, динамика спроса на газ движется за добычей в странах Евросоюза уже с 2008 года.

Доля импорта с 49% в 2002 году достигла в 2008-м 65% и с тех пор практически неизменна. В официальных документах Евросоюза нет специального ограничения по долям собственной добычи того или иного энергоносителя.



Источник: Eurogas, Eurostat, расчеты ФНЭБ

По нефти европейская зависимость от импорта давно колеблется в диапазоне 80-90%. Тем не менее, по нашему мнению, совпадение траекторий потребления газа и добычи не случайно и обусловлено в том числе политикой ЕК и национальных правительств по сдерживанию роста импорта. К таковым следует отнести отсутствие регулирующих мер в условиях роста импорта угля и высокий налоговый пресс в газовой сфере.

Пик потребностей ЕС в импортном газе пришелся на 2008 и 2010 годы, когда объемы превышали 340 млрд кубометров. По итогам последних двух лет закупки несколько снизились, что примерно соответствует уменьшению предложения СПГ на европейском направлении.

Евросоюз имеет четыре источника поставки трубопроводного газа, если не считать реэкспорт «Нафтогаза Украины» в начале 2000-х и Botas в Грецию в настоящее время. Россия в лице «Газпрома» остается крупнейшим поставщиком газа в ЕС – 115 млрд кубометров в 2012 году. Объемы российского экспорта в страны Евросоюза в прошлом году опустились даже ниже 2002 года, а по сравнению с пиковым 2008 годом снижение оказалось весьма чувствительным – минус 20 млрд кубометров. Частично этот спад был компенсирован ростом поставок в Турцию.

Импорт газа в ЕС, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Россия	119,9	136,5	123,4	121,1	127,1	115,1
Норвегия (включая СПГ)	66,1	95,3	98,5	100,3	98,2	111,2
Алжир (включая СПГ)	56,4	52,9	49,4	49,6	44,2	41,3
Ливия	0,7	10,5	10	9	2,2	6,3
Турция	0	0,4	0,7	0,6	0,7	0,5
Центральноазиатский газ*	3,7**	4,6***	0,3***	0	0	0
СПГ (кроме Алжира и Норвегии)	6,9	41	41,3	61,7	62	43,3
Всего	253,7	341,2	323,6	342,3	335,9	317,7
* не из портфеля «Газпрома»						
** реэкспорт «Нафтогаза Украины»						
*** через RosUkrEnergo						

Источник: Eurostat, Eurogas, «Газпром», Gassco, Botas, Snam

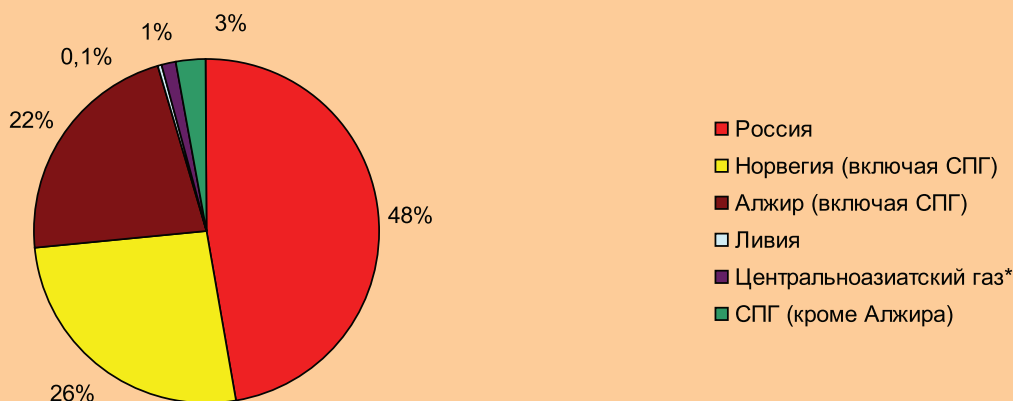


В результате доля российского газа в импорте ЕС уменьшилась с 48% в 2002 году до 36% в 2012-м. Также существенно упали объемы поставок и из Алжира – с 56 до 41 млрд кубометров, по данным Eurostat. Доля Алжира, учитывая СПГ, в поставках на рынки стран Евросоюза составила по итогам прошлого года 13%, на 10 процентных пунктов ниже, чем 10 годами ранее.

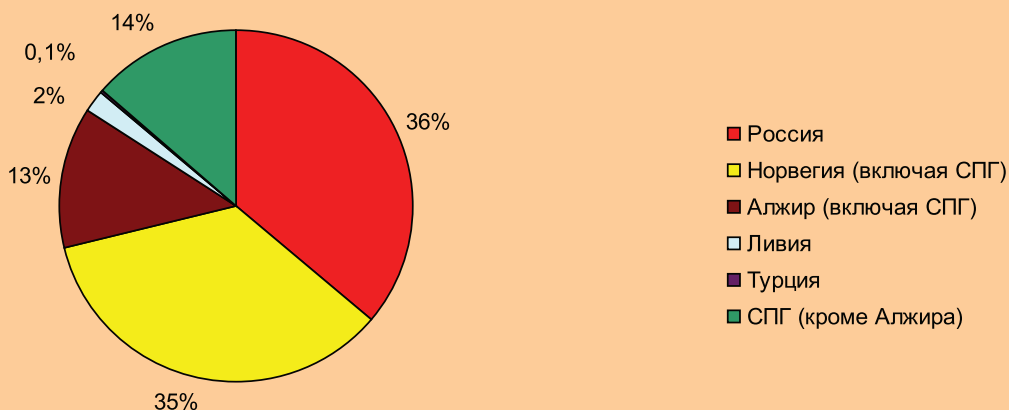
Соответственно, рост импорта газа в ЕС в последние 10 лет обеспечивали Норвегия, нарастившая экспорт на 45 млрд кубометров – до 111 млрд в 2012 году, а также новые поставщики СПГ (плюс 36 млрд кубометров), в основном за счет поставок из Катара и Нигерии. Доля норвежского газа в европейском импорте увеличилась с 26% до 35%.

Очевидно, что новая структура импорта газа выглядит в глазах европейских политиков более надежно и сбалансированно. С другой стороны, норвежские поставщики, по нашим оценкам, достигли в прошлом году пика добычных возможностей и при существующей ресурсной базе не имеют перспектив увеличения поставок (см. *параграф 2.1*). А СПГ в условиях повышенного спроса в Азии и дефицита предложения оказался недостаточно надежным источником для удовлетворения потребления (подробнее эти аспекты будут рассмотрены в следующих главах).

Источники поступления импортного газа в ЕС в 2002 году



Источники поступления импортного газа в ЕС в 2012 году

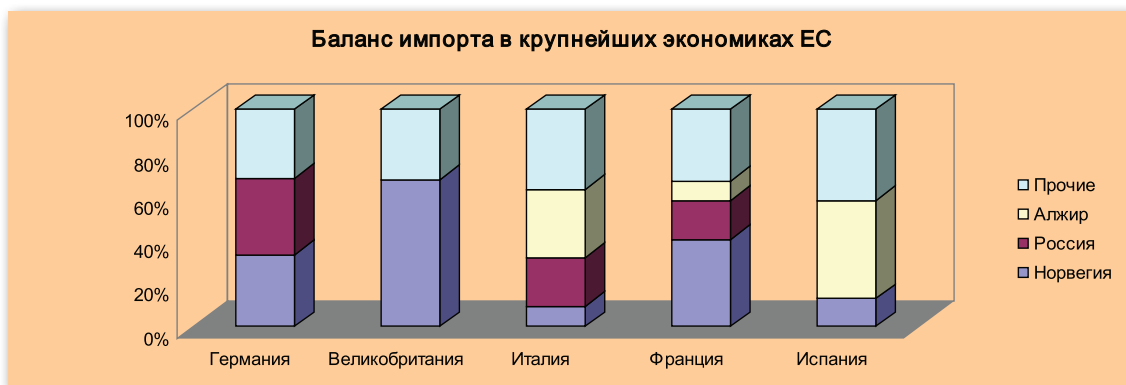


Источник: Eurogas, Eurostat, расчеты ФНЭБ



Падение добычи в Евросоюзе будет продолжаться и, вероятно, ускорится, поскольку, по официальному прогнозу, начинается постепенное снижение добычи в Нидерландах (1-2 млрд кубометров в год) на мелких месторождениях. А после 2021 года ожидается стремительное снижение добычи на крупнейшем в ЕС месторождении Гронинген. В итоге Европа встает перед выбором – наращивать в ближайшие годы импорт из РФ, вступать в конкуренцию с азиатскими импортерами за поставки СПГ или продолжать снижать потребление.

К тому же, если посмотреть на доступ отдельных стран Евросоюза к импортным ресурсам, то ситуация выглядит более напряженно. Восточная Европа (за исключением Румынии, обеспечивающей свои газовые потребности за счет собственной добычи) зависит от поставок из России, северо-западная – от Норвегии. В частности, норвежский газ обеспечивает около 60% нужд Бельгии и 60% чистого импорта в Великобританию. С другой стороны, Испания почти наполовину зависит от поставок алжирского газа по трубопроводам и в виде СПГ. Из основных импортеров только Италия, Франция и Германия имеют сбалансированный портфель поставок, в котором ни один из источников не занимает более 30%.

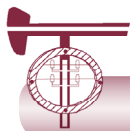


Источник: Eurogas, Eurostat

1.2. Цены на газ в Европе

Одна из задекларированных целей затеянной Еврокомиссией масштабной перестройки газового сектора – снижение цен на топливо для конечных потребителей (промышленных потребителей и домохозяйств). Для этого ЕК оказывает давление на внешних поставщиков и крупных перепродавцов газа, работающих на внутренних рынках. В 2002 году Брюссель добился от Норвегии устранения GFU (Комитет по газовым переговорам), который был создан Statoil, Norsk Hydro и другими мелкими производителями газа в Норвегии для централизованного ведения переговоров с европейскими потребителями. Под угрозой антимонопольного расследования Осло согласилось убрать «картель» из схемы поставок и разрешить производителям самостоятельно вести переговоры и заключать контракты на экспорт газа.

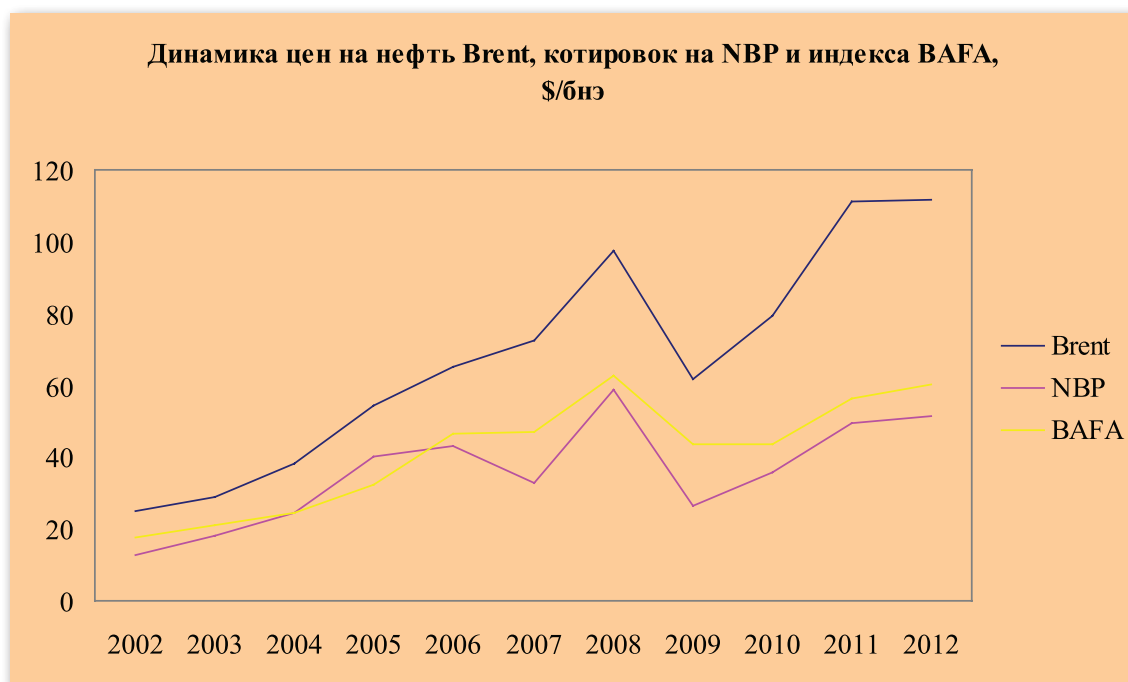
Следующей мишенью стали европейские энергоконцерны, которые, с одной стороны, контролировали импорт газа через долгосрочные контракты с экспортерами и производителями внутри Европы, а с другой, являлись владельцами газотранспортной инфраструктуры и основными поставщиками через систему средне- и долгосрочных контрактов



с конечными потребителями и дистрибуторами и держали рынок. Первые две газовые директивы и набор антимонопольных расследований в отношении крупнейших игроков (ENI, E.ON Ruhrgas, Gaz de France, RWE) ставили перед собой задачу разрушить монопольный характер национальных рынков газа внутри ЕС. В рамках этих процессов была фактически ликвидирована система долгосрочных контрактов при поставках конечным потребителям. Кроме того, крупных игроков в принудительном порядке обязали снизить долю на национальных рынках путем использования программ «Gas release» и стимулирования недискриминационного доступа к газотранспортным мощностям.

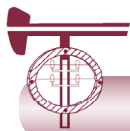
«Третий энергетический пакет» был призван окончательно разорвать связь между основными оптовыми продавцами и газотранспортной инфраструктурой и одновременно не допустить усиления позиций на рынке игроков из-за пределов Евросоюза, которые объективно обладают всеми возможностями занять значительную часть либерализованного рынка. Что и породило концепцию принудительной продажи экспортных объемов газа на нескольких хабах близ границ Евросоюза, откуда потребители и трейдеры могли свободно перемещать объемы в соответствии с потребностями рынка и на основании баланса спроса и предложения. Отсюда – стремление разрушить практику нефтяной привязки, которая является основой действующей системы долгосрочных контрактов, но при этом сохранить обязательства поставщиков по гарантированному снабжению хабов объемами газа на длительную перспективу.

Основной постулат этой кампании – нефтяная привязка не отвечает реалиям рынка, а цены на спотовых хабах отражают реальный баланс спроса и предложения и, соответственно, позволяют сформировать справедливую цену на базе конкуренции газа с газом.



Источник: Platts, ICIS Heren Energy, BAFA

Однако, если посмотреть на динамику среднегодовой цены на старейшем и самом ликвидном европейском хабе, британском NBP, то за исключением 2006-2007 годов, когда были введены в строй сразу два импортных газопровода – BBL из Нидерландов и Langeled из Норвегии, значительно повысившие безопасность наполнения газового

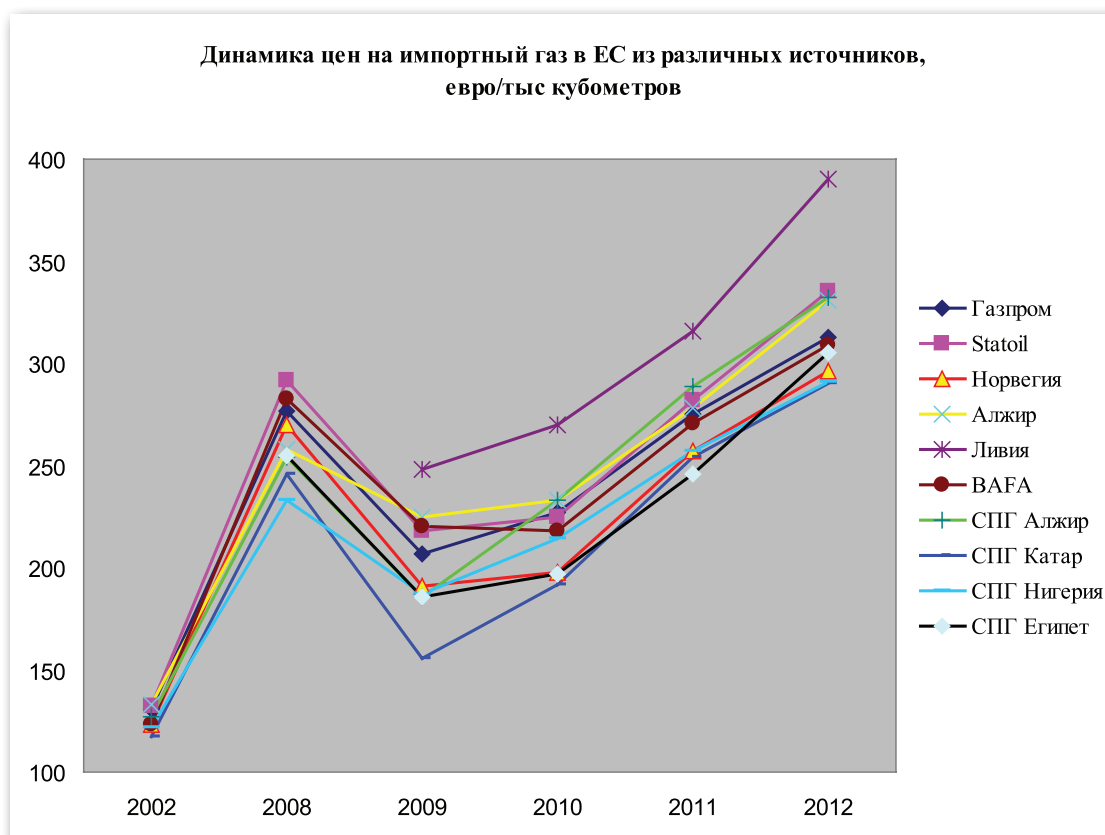


баланса Великобритании, корреляция с трендом нефти практически 100-процентная. Она даже выше, чем у индекса BAFA, который отражает среднюю цену поставок газа по долгосрочным контрактам на границе Германии.

Кампания по отмене нефтяной привязки и давление на иностранных экспортеров приносит свои плоды. Спрэд между ценой нефти и ценой газа по долгосрочным контрактам увеличился. Если в 2002 году разница составляла 30 процентных пунктов, в 2008 она увеличилась до 35, а в 2012 году – выросла до 45. Эта тенденция сохранится и в 2013 году и по нашим оценкам, по итогам года цена газа будет в среднем вдвое меньше стоимости нефти марки Brent. Учитывая большую экологичность газа как топлива, это выглядит абсурдно, особенно памятуя о «зеленых установках» Евросоюза по ограничению эмиссий парниковых газов.

В то же время, применяемая в долгосрочных контрактах формула цены позволяет сглаживать резкие колебания (и это прекрасно видно на графике), снижая риски волатильности цен и для поставщиков в период ухудшения конъюнктуры, и для потребителей в условиях роста цен на сырье.

При этом цены на газ по отдельным направлениям импорта, которые доступны для анализа в статистике Евросоюза, Норвегии и «Газпрома», свидетельствуют о том, что если в 2002 году разброс составлял всего 16 евро на тыс. кубометров, то в 2011 году он был уже 70 евро, а в 2012 году – 100 евро. Увеличение расхождения в первую очередь связано с тем, что процессы переговоров по пересмотру цен идут неравномерно, волнами, зачастую сопровождаются арбитражными разбирательствами, а потому сильно растянуты во времени.





К тому же пальму первенства по стоимости в ЕС держит газ из Ливии – 390 евро в прошлом году и на 80 евро (26%) больше среднего для континентальной Европы значения (BAFA). Это может быть связано с тем, что ценовые переговоры по пересмотру контрактов с поставщиком из этой страны затруднены из-за гражданской войны, которая привела в 2011 году к полному прекращению поставок.

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Газпром	131	277	207	227	275	313
Statoil	132	292	218	225	282	335
Норвегия	123	270	191	198	257	296
Алжир	133	258	225	233	278	331
Ливия			248	270	316	390
BAFA	123	283	220	218	271	309
СПГ Алжир	127	254	186	233	289	332
СПГ Катар	117	246	156	192	254	290
СПГ Нигерия	122	233	187	214	257	291
СПГ Египет		255	186	197	246	305
Импортный газ в Нидерландах	135	285	222	201	243	280

Источник: «Газпром», Norway Statistics, Eurostat, BAFA

В целом же из графика видно, что помимо ливийской аномалии, отклонение имело место в случае с поставками газа из Катара в 2009 году, когда импортная цена по ним была на 30 евро с тыс. кубометров дешевле, чем у СПГ из Нигерии, Египта и Алжира.

В 2008 и 2009 годах цена газа на границе Германии была несколько дороже, чем средняя цена экспорта двух основных поставщиков на немецкий рынок – России и Норвегии. Однако, по нашим оценкам, это связано с тем, что значительные объемы (25-30%) норвежского газа экспортируются в Великобританию с привязкой к NBP, где цены в кризисные годы обвалились ниже уровня BAFA почти вдвое – 130 евро за тыс. кубометров против 220 евро. По данным Eurostat, Великобритания импортировала газ из Норвегии значительно дешевле, чем континентальная Европа. В 2009-2011 годах разница составила 70 евро, а в 2012-м выросла почти до 80 евро.



Источник: Eurostat Comtex, BAFA, расчеты ФНЭБ



Кроме того, отметим, что средняя цена норвежского экспорта, по данным официальной статистики этой страны, примерно на 25 евро ниже, чем средняя цена продаж газа в Европе крупнейшим экспортером страны, госкомпанией Statoil. Это связано с тем, что госкомпания часть газа реализует конечным потребителям непосредственно на рынках сбыта, в Великобритании, Бельгии и Германии.

Таким образом, цены «Газпрома» за 10 лет выросли в среднем на 182 евро и на 36 евро за тыс. кубометров за 5 лет, цены Statoil – на 203 и 33 евро, Sonatrach – на 199 и 73, цены на катарский газ – на 173 и 44 евро соответственно. При этом цена на границе Германии составила 186 и 26 евро соответственно, а в Великобритании и Нидерландах за последние 5 лет и вовсе снизилась на 83 и 5 евро за тыс. кубометров.

Казалось бы, в последние годы рост цены импортного газа для Германии существенно замедлился по сравнению с индикативными показателями импортных цен по данным таможенной статистики ЕС и отдельных экспортеров, а в Великобритании и Нидерландах произошло снижение цен. То есть на рынках Северной Европы были созданы условия для снижения цен для конечных потребителей, ради чего согласно декларациям и затевалось реформирование газового рынка ЕС.

Однако в Германии цены на газ для среднестатистических промышленных потребителей выросли за 5 лет на 30 евро (больше индекса BAFA), в Великобритании – на 46 евро (хотя цены на споте существенно упали) и только в Нидерландах, которые теперь являются крупнейшим производителем газа в ЕС и остаются важным экспортером в Северной Европе, и Бельгии (инфраструктурно тесно связанной с голландской системой) цены для промышленности действительно развивались лучше среднеевропейских показателей. Кроме того, цены для промышленности снизились и в Румынии, которая на 80% обеспечивает свои потребности в газе за счет собственной добычи.

В достаточно хорошо диверсифицированных Испании и Италии цены для промышленности увеличились с 2008 года на 90 и 70 евро соответственно, во Франции – на 55 евро. Все цены приводятся без учета налогов, которые существенно удорожают газ для конечных потребителей, повышая затраты на его использование и снижая конкурентоспособность газа в ЕС.

Цены на газ для промышленных потребителей без учета налогов в ЕС, евро/тыс кубометров

	2002	2005	2008	2009	2010	2011	2012
ЕС	нд	228	335	352	300	340	384
Словения	243	194	355	431	413	425	562
Люксембург	224	262	396	421	385	440	532
Венгрия	186	220	357	380	303	314	523
Германия	277	295	428	413	341	440	458
Литва	нд	137	333	332	338	370	474
Швеция	224	307	474	333	393	445	473
Португалия	238	229	330	373	290	356	421
Финляндия	235	237	281	304	300	355	413
Словакия	нд	193	353	423	332	350	403
Италия	223	231	333	395	296	313	402
Франция	187	236	344	371	340	375	399
Болгария	нд	143	217	332	253	303	381
Испания	165	178	290	331	293	307	380
Латвия	нд	132	300	413	272	308	377
Дания	171	228	нд	281	252	358	376



	2002	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Эстония	нд	105	257	277	285	278	373
Ирландия	185	нд	420	353	291	376	371
Австрия	214	233	нд	327	342	341	369
Польша	233	201	318	294	319	346	356
Бельгия	199,5	200	342	332	290	331	348
Чехия	178	194	324	341	312	317	341
Великобритания	206	221	277	291	226	246	323
Нидерланды	нд	243	308	342	271	287	304
Румыния	нд	140	237	179	156	161	201

Источник: Eurostat

Гораздо хуже обстоит дело с ценами для настоящих конечных потребителей – домохозяйств. С 2008 по 2012 год они в среднем по Евросоюзу без учета налогов выросли с 620 до 855 евро за тыс. кубометров, то есть на треть. И страны Северной Европы с либерализованным рынком газа и свободной сменой поставщика для потребителей тут не исключение. Более того, цены для конечных потребителей выросли в Бельгии на 135 евро, в Великобритании – на 236 евро, во Франции – на 340 евро, а в газодобывающих Нидерландах – на 364 евро. В Италии и Испании рост составил более 400 евро без учета налогов. Лучше всех из крупных стран-потребителей выглядит Германия, где цена для домохозяйств увеличилась всего на 96 евро за 5 лет. А абсолютным рекордсменом является Швеция. Газ для населения там стоил в 2012 году почти 1400 евро, вдвое дороже, чем в 2008-м.

Цены на газ для домохозяйств, евро/тыс кубометров

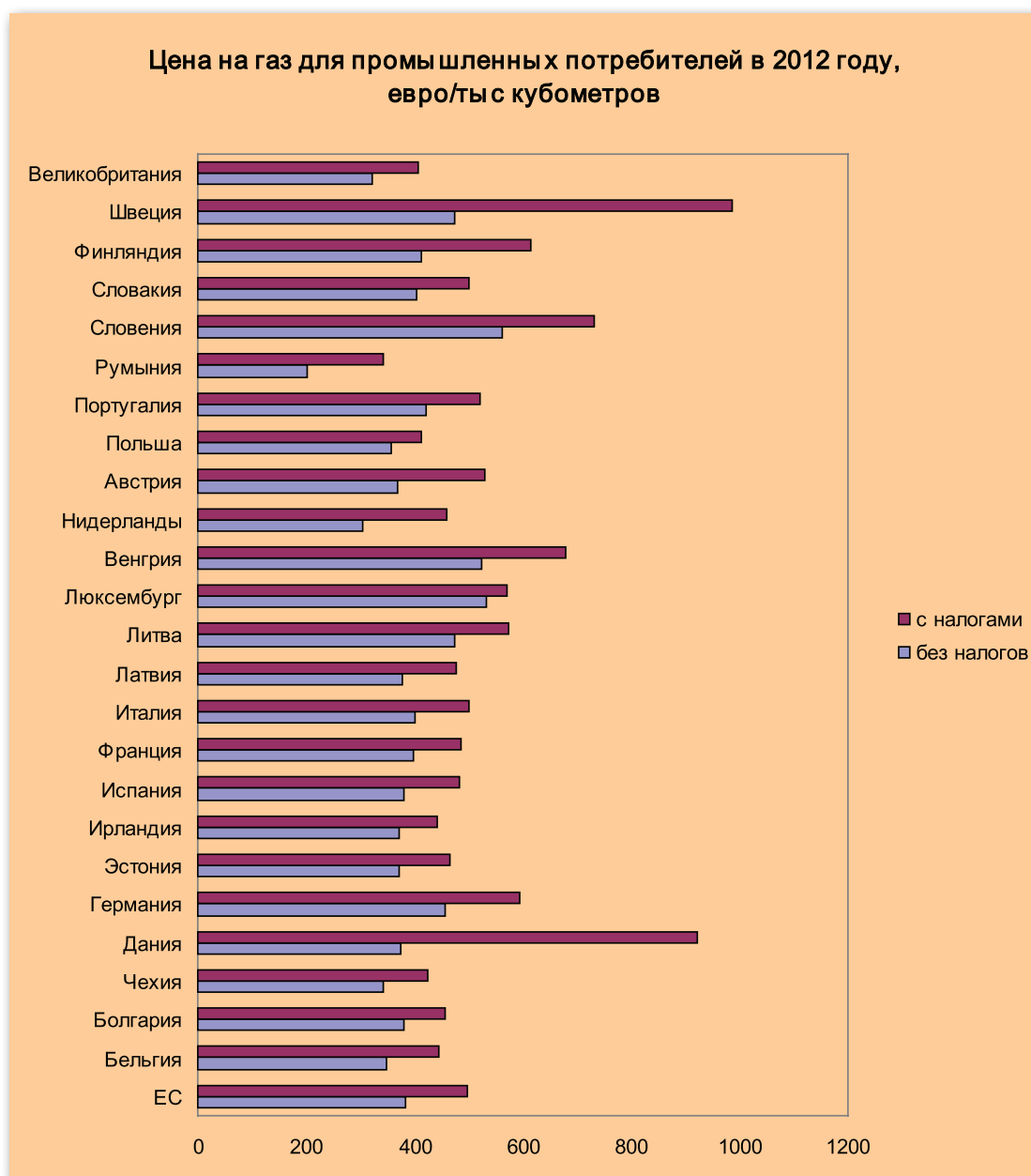
	2008		2012	
	без налогов	с налогами	без налогов	с налогами
ЕС	620	775	855	1067
Швеция	690	1142	1384	2184
Франция	840	956	1180	1417
Нидерланды	575	1087	939	1346
Италия	530	705	998	1320
Испания	644	747	1059	1266
Дания	499	1010	547	1143
Португалия	815	856	915	1140
Германия	746	996	843	1110
Бельгия	737	907	872	1085
Словакия	825	982	876	1052
Словения	569	719	792	1006
Чехия	582	694	831	998
Австрия	575	770	723	970
Литва	456	538	757	916
Латвия	333	350	710	882
Ирландия	637	723	684	815
Люксембург	486	527	687	750
Польша	482	584	605	744
Венгрия	362	434	575	730
Великобритания	446	468	682	716
Эстония	340	414	532	669
Болгария	285	341	488	585
Румыния	226	351	154	291

Источник: Eurostat



Самые низкие цены в Румынии (всего 150 евро за тыс. кубометров) и других странах Восточной Европы, где правительства устанавливают льготные тарифы для населения, чтобы поддержать социальную стабильность. В Болгарии – 490, в Эстонии – 540, в Венгрии – 575, в Польше – 605 евро за тыс. кубометров.

Еще один важный фактор в цене газа для конечных потребителей – налоги, которые в некоторых странах Евросоюза чрезвычайно высоки. Самый либеральный для частных потребителей налоговый режим в Великобритании (5%) и Люксембурге (8-9%). Более того, даже кризис 2009 года не заставил власти пойти на увеличение налоговых выплат на потребление газа, что произошло в большинстве стран ЕС. К примеру, в 2008 году в Латвии и Португалии эффективная ставка налога также была на уровне 5%, но к прошлому году она увеличилась до 24% и 25% соответственно.



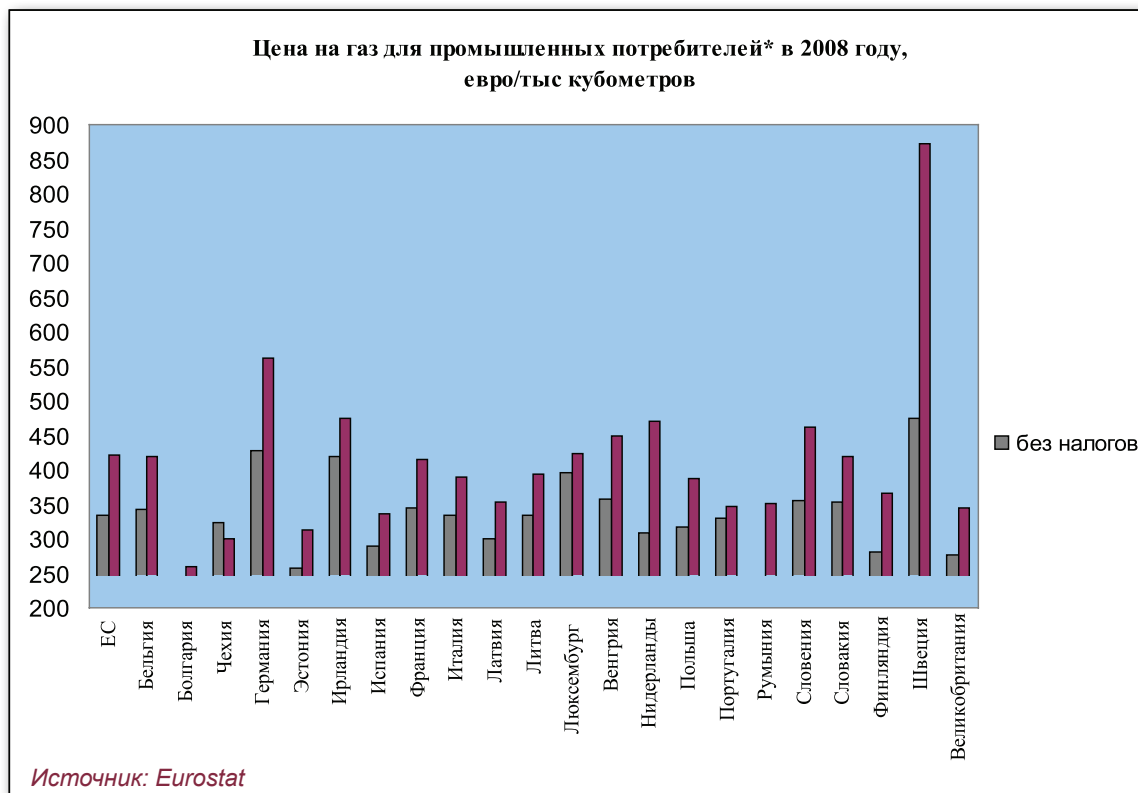
Источник: Eurostat



Большинство стран теперь взимает с населения 20-25% от цены реализации газа распределительными компаниями. Выше среднего уровня налоги в Германии, Италии и Австрии, где государство взимает около 33% (здесь налогообложение не изменилось по сравнению с 2008 годом). Самые высокие налоги на потребителей газа, как ни странно, в газодобывающих странах ЕС, за исключением Великобритании. В Дании налог составляет 100%, в Румынии – 89% (правительство фактически через налог на потребителей изымает ренту, так как регулируемые цены поставок газа в стране максимально занижены). 90-процентный налог в 2008 году был и в Нидерландах, но к 2012 году он был снижен до 43%. Правда, как уже отмечалось, произошло это на фоне резкого роста цен на газ для населения.

С промышленных потребителей тоже взимаются существенные налоги, в среднем по ЕС в размере 30% от цены поставки, на четыре процентных пункта больше, чем в 2008 году. Шесть стран (Болгария, Чехия, Германия, Франция, Нидерланды и Великобритания) не увеличили ставку. Польша единственная снизила налоговое бремя для промышленных потребителей газа на 5 процентных пунктов. Но остальные фактически стали изымать у потребителей «скидку», полученную в результате давления на импортеров за счет повышения ставки налога. К примеру, в Бельгии средняя цена на газ для промышленности в 2012 году была на 6 евро за тыс. кубометров выше, чем в 2008-м, а конечная цена с учетом налога – на 24 евро.

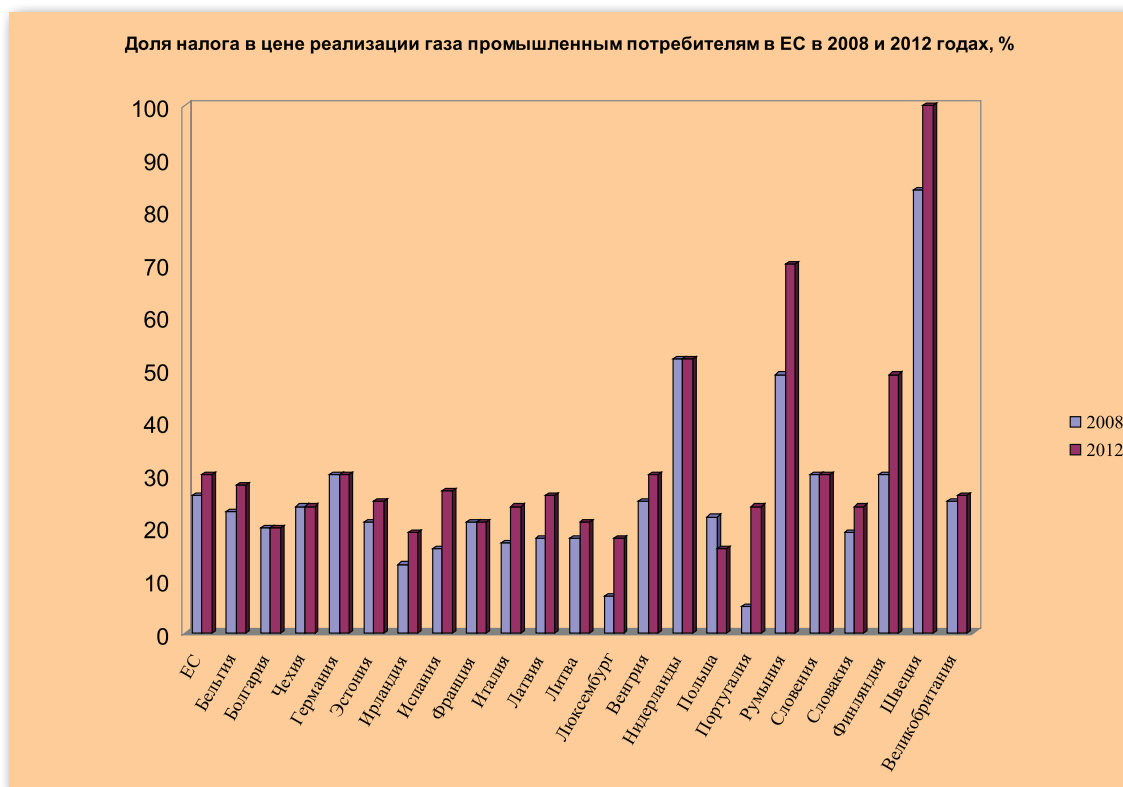
В среднем по ЕС цена для промышленных потребителей выросла за 5 лет на 80 евро за тыс. кубометров, в то время как цены основных поставщиков извне изменились на 30-40 евро. Если цена BAFA за 5 лет увеличила отставание от нефтяного паритета на 20 долл., то цена для промышленников Евросоюза в 2012 году оказалась ближе к паритету с нефтяной ценой на 3 долл.



* потребители от 10 000 до 100 000 ГДж в год



В итоге потребители не почувствовали на себе увеличения спреда между ценами с нефтяной привязкой и спотовыми индексами, при этом конкурентоспособность газа на рынке за счет пересмотра условий поставок экспортерами по долгосрочным контрактам в целом не укрепилась, а за счет усиления налогового бремени на потребителей в некоторых странах ослабла. Получилось, что деньги, «изъятые» у экспортеров, были использованы на задачи, далекие от тех, которые официально ставились в рамках реформирования рынка газа в ЕС.



1.3. Позиции основных компаний-импортеров

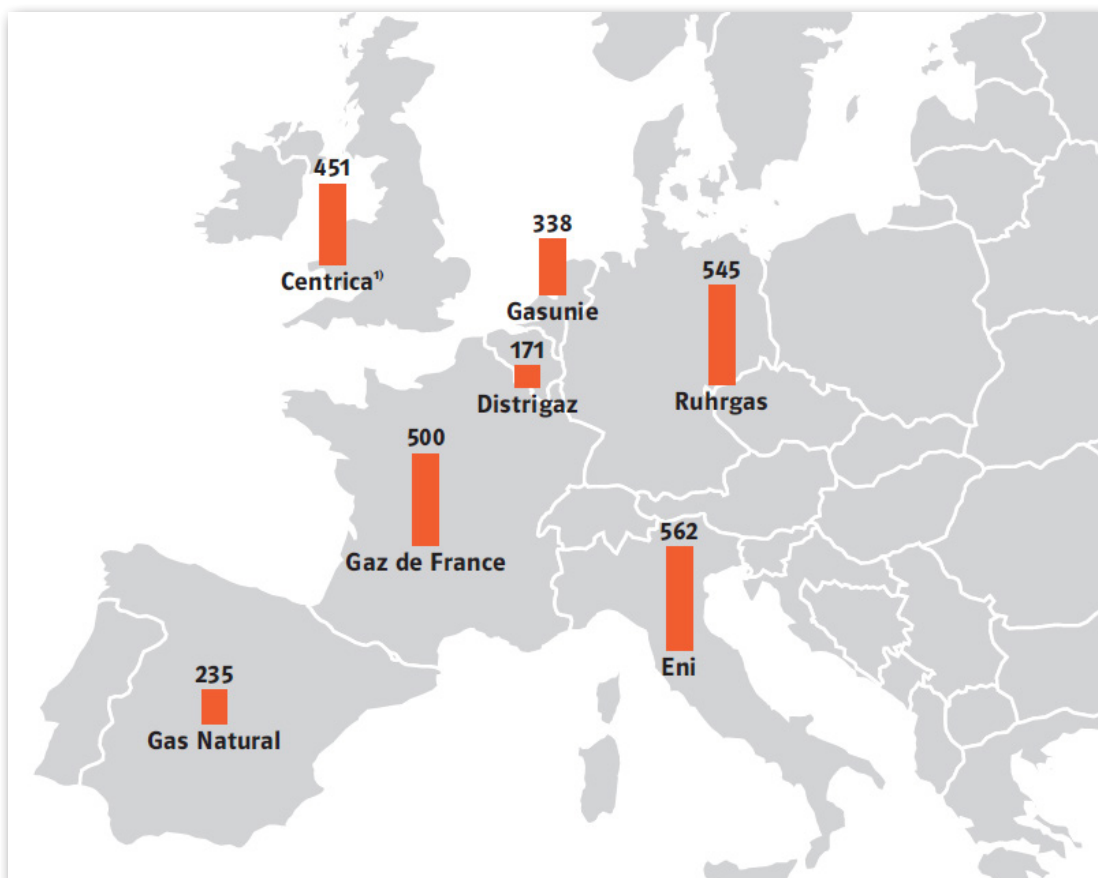
Европейский рынок газа – это прежде всего компании, которые импортируют (или закупают в газодобывающих странах ЕС) и продают газ потребителям. Крупные концерны – Eni, Ruhrgas, Gaz de France, Gas Natural, OMV, Gasunie, которые контролировали национальные рынки сбыта или, по крайней мере, их большую часть.

В 2002 году Eni занимала 70% итальянского рынка, Gaz de France – около 90% французского, Ruhrgas – 51% немецкого, Gasunie – обеспечивала почти весь рынок Нидерландов. Соответственно, одним из главных приоритетов в развитии конкуренции на европейских рынках газа для Еврокомиссии стал вопрос об изменении статус-кво на национальных рынках. Деятельность концернов подверглась масштабным и глубоким проверкам, по итогам которых были возбуждены антимонопольные дела и даже наложены многомиллионные штрафы. Концерны, а также национальные правительства были вынуждены пойти на мировую и взять на себя обязательство по изменению структуры внутренних рынков газа, в частности, по добровольно-принудительному снижению доли поставок от мейджоров в пользу других более мелких игроков.



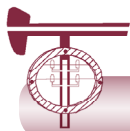
К примеру, в Италии увеличились доли импорта газа со стороны электроэнергетических Enel и Edison. Кроме того, возможность поставлять газ на итальянский рынок получили «дочерние» и аффилированные структуры «Газпрома» и алжирской Sonatrach. В Нидерландах вообще пошли по пути реструктуризации отрасли – в Gasunie осталась транспортная инфраструктура, а функции продавца голландского газа на внутреннем рынке и держателя долгосрочных контрактов на продажу газа в другие страны ЕС взяла на себя новая компания GasTerra (правда, с идентичным составом акционеров).

**Продажи газа основными европейскими энергоконцернами
на национальных рынках в 2002 году, ГВтч**



Источник: E.ON

В то же время во Франции и Испании, напротив, произошли крупные слияния – Gaz de France объединилась с франко-бельгийской инфраструктурной группой Suez (GDF Suez), а Gas Natural поглотила Union Fenosa. GDF Suez, правда, была вынуждена в связи с предписанием со стороны Еврокомиссии продать бельгийскую газовую компанию Distrigaz, собственником которой стала итальянская Eni. E.ON Ruhrgas и GDF к тому времени осуществили активную экспансию в Восточную Европу, приобрели газовые активы в Венгрии, Румынии и совместно приобрели 49% с правом управления в словацкой SPP. Кроме того, Ruhrgas являлся совладельцем газовых компаний прибалтийских республик и Финляндии, а другой немецкий энергоконцерн RWE приобрел 100% чешской компании Transgas. Однако в нескольких странах сохранился и ряд государственных



газовых монополий – PGNiG в Польше, Bulgargaz – в Болгарии, DEPA – в Греции, а также Geoplin – в Словении.

Продажи газа основными энергоконцернами в Европе, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Рынок ЕС	490	531	503	533	482	460
Eni	67,1	93,4	92,8	87,5	86,9	85,5
GDF Suez*	60	83	85	85,4	90	79
E.ON**	61,2	63,7	57,8	61,4	56	63
Total	23	35,2	36,5	36,2	42,5	42,1
Gasterra***	36,4	33,1	32,4	41,4	38,1	34,8
RWE	21,5	30,4	27,7	32	26,7	25,9
Gas Natural Fenosa****	21,8	22,1	24,9	28,8	27,2	26,5
Centrica	41,8	26,2	20,2	21,1	17,7	18,7
Всего, основные концерны	332,8	387,1	377,3	393,8	385,1	375,5
Доля основных поставщиков на рынке, %	68	73	75	73,9	80	82

Без учета трейдинговых операций

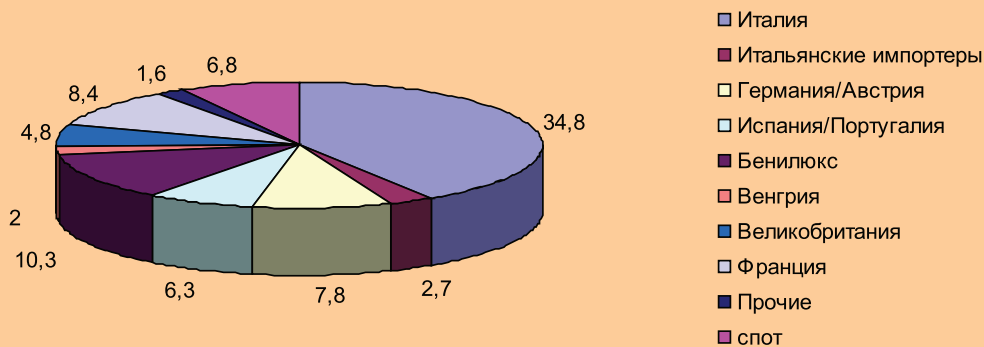
* в 2002 году, данные Gaz de France,

** в 2002 году, данные с учетом присоединения Ruhrgas, *** в 2002 году, данные Gasunie

Источник: данные компаний, оценка и расчеты ФНЭБ

Соответственно, это позволило западноевропейским гигантам диверсифицировать рынки сбыта и выполнить политическую волю Брюсселя по снижению своего присутствия в странах происхождения. В результате, несмотря на уменьшение объемов потребления газа в ЕС по сравнению с 2002 годом, доля основных игроков на нем существенно (на 43 млрд кубометров) выросла. Только Centrica не смогла приумножить или хотя бы сохранить объемы продаж. В первую очередь это связано с резким падением собственной добычи компании в британском секторе Северного моря, а предпринятых руководством Centrica шагов по вхождению в проекты в Норвегии не хватило для восполнения баланса. Кроме того, либерализованный британский рынок позволил другим производителям самостоятельно работать с потребителями.

Структура продаж газа компаниями Eni в 2012 году, млрд кубометров (без учета трейдинговых операций)



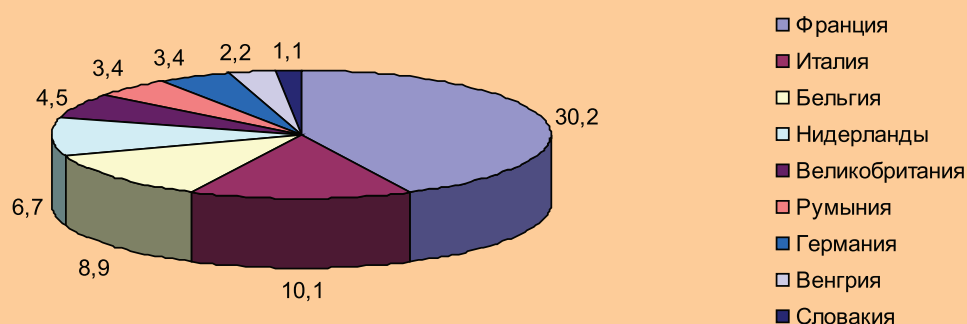
Источник: Eni



По итогам 2012 года 8 крупных концернов контролировали 82% всех поставок в ЕС. Десять лет назад на них приходилось только 68%, а в 2008-м – 73%. В то же время доля Eni на итальянском рынке (с учетом собственного потребления и продаж газа через торговую площадку PSV) снизилась до 35 млрд кубометров, или до 47%. Но теперь 55% продаж Eni в Европе, не считая Турции, приходится на другие страны ЕС.

Похожая картина и у другого гиганта GDF Suez, который снизил долю на французском рынке до 70% (30 млрд кубометров), но в общей сложности продает более 60% на рынках других стран, прежде всего в Италии, Бельгии и Нидерландах.

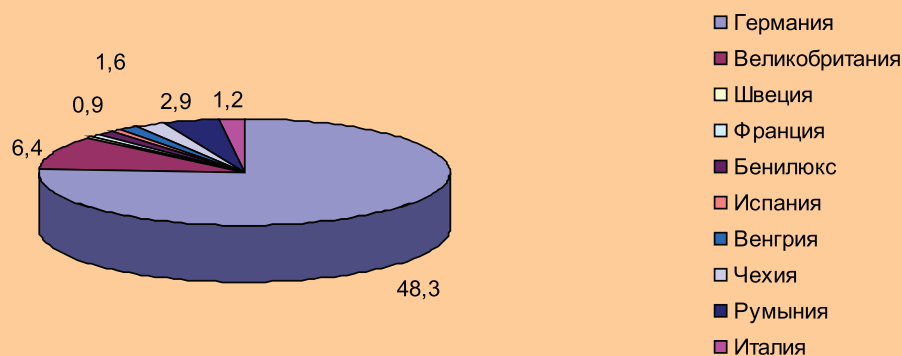
**Структура продаж газа GDF Suez в 2012 году, млрд кубометров
(без учета трейдинговых операций)**



Источник: GDF Suez

Немецкий E.ON, напротив, сосредоточился на удержании позиций на своем главном рынке в Германии и пока преуспевает в этом. Объемы продаж в Германии снизились незначительно, а в связи с тем, что объемы потребления в стране также несколько уменьшились, доля E.ON на газовом рынке даже немного подросла (58%). Доля продаж в другие страны лишь немного превышает четвертую часть портфеля компании.

**Структура продаж газа E.ON в 2012 году, млрд кубометров
(без учета трейдинговых операций)**



Источник: E.ON

В результате они на троих обеспечивают поставками 72% рынка Германии, 62% – в Италии, свыше 90% – во Франции, по 20% – в Великобритании и Испании и почти 50% – в странах Бенилюкса. То есть можно говорить, что Еврокомиссия, добившись



относительных успехов в снижении концентрации на отдельных национальных рынках, получила доминирование тех же игроков в масштабах Западной Европы. Вероятно, на первых этапах формирования новой структуры рынка между этими корпорациями и был повышенный уровень конкуренции в борьбе за долю в новых сегментах, но уже сейчас ситуация стабилизировалась. Монополия в национальных масштабах трансформировалась в панъевропейскую олигополию, которая будет определять состояние единого рынка газа ЕС, если и когда он будет создан.

Поставки газа E.ON, Eni и GDF Suez на основных национальных рынках в ЕС, млрд кубометров

2012	Потребление	E.ON	Eni	GDF Suez	Всего	Доля, %
Германия	83	48,3	7,8	3,4	59,5	72
Италия	74	1,2	34,8	10,1	46,1	62
Франция	43	0,5	8,4	30,2	39,1	91
Великобритания	78	6,4	4,8	4,5	15,7	20
Испания	31	0,5	6,3		6,8	22
Бенилюкс	56	0,8	10,3	15,7	26,8	48
Итого	365	57,8	72,4	63,9	185,9	51

Источник: данные компаний, расчеты и оценка ФНЭБ

Крепость позиций большой тройки на рынке (да и вообще, любого поставщика в Европе, не имеющего значительных объемов собственной добычи) обеспечивают долгосрочные контракты на закупку газа у производителей внутри ЕС (в основном у голландской GasTerra) и импортного газа из России, Норвегии, Алжира, Ливии, а также у других производителей СПГ. Все они располагают хорошо диверсифицированным портфелем закупок, у каждой компании свыше пяти и более источников. При этом втроем они контролируют 60% поставок газа из Нидерландов в другие страны ЕС, треть закупок в России, 40% импорта из Норвегии, более половины из Алжира и 100% – из Ливии.

Закупки газа в Нидерландах, млрд кубометров

	2012
E.ON	11,1
Eni	12
GDF Suez	6,4
Всего	29,5
Доля от общего экспорта из Нидерландов, %	61

Источник: E.ON, Eni, GDF Suez, GasTerra, расчеты ФНЭБ

Совокупная доля E.ON, Eni и GDF Suez в импорте газа из России, Норвегии, Алжира и Ливии превышает 40%. При этом сами компании зависят от поставок из любой из стран не более чем на четверть.



Импортные закупки газа основными энергоконцернами в 2012 году, млрд кубометров

	E.ON	Eni	GDF Suez	Всего	Доля, %
Россия	16	12,6	10,8	39,4	34
Норвегия	15,6	12,1	16,5	44,2	40
Алжир	0	14,5	7	21,5	53
Ливия	0	6,6	0	6,6	100
Итого	31,6	45,8	34,3	111,7	41

Источник: данные компаний, расчеты и оценка ФНЭБ

Эта картина контрастирует с финансовыми результатами этих же концернов в сфере торговли газом. Так в 2008 году итальянская Eni получила чистую прибыль в сегменте маркетинга в размере 1,3 млрд евро, в 2011-м – убыток 657 млн евро, а в 2012 году – небольшую прибыль 45 млн евро. В аналогичной ситуации оказались и другие импортеры, что было связано с изменением правил реализации газа в ЕС. Цены в нерегулируемом сегменте были привязаны к котировкам на хабах, которые в условиях снижения потребления в Европе сохраняются ниже уровня цен по долгосрочным контрактам. А сами контракты с потребителями ограничены в сроках действия – не более 4 лет с правом сменить поставщика в любой момент. Поскольку импортные договоры с внешними поставщиками основаны в том числе и на обязательствах покупателя по оплате минимальных объемов (в среднем 80% от контрактных) вне зависимости от отбора, маржа импортеров снизилась до значений, близких к нулю, или вовсе ушла в минус.

Несколько волн переговоров и арбитражных разбирательств по пересмотру цен в долгосрочных контрактах, которые состоялись в ЕС в 2010-2012 годах, дали краткосрочный эффект, но системно в условиях депрессии на газовом рынке складывается патовая ситуация. Либо посредники в лице импортеров должны уйти с низкомаржинального рынка, уступив право для прямых договоров между потребителями и производителями, либо поставщики должны обеспечить поставки газа по ценам ниже спотовых (что коммерчески непривлекательно и рискованно для производителей газа), либо должна измениться система ценообразования в части гарантий рентабельности для импортеров.

После того как под давлением норм «Третьего энергетического пакета» и угроз применения санкций за нарушение антимонопольного законодательства E.ON и Eni и ряд других концернов помельче продали свои газотранспортные активы (OpenGrid Europe, Snam Rete, TAG, Transigaz, Thyssengas, Net4Gas) финансовым инвесторам, их статус на рынке изменился. Из поставщиков газа, ответственных за газоснабжение, они превратились в газовых трейдеров, что, по нашим оценкам, несет основные риски для энергетической безопасности в Европе. Сам по себе трейдинг, конечно, не является проблемой и может выполнять функции балансировки системы, развивая при этом различные финансовые инструменты на базе торговли газом. Однако обеспечить надежное газоснабжение, то есть поступление газа в импортозависимый баланс Евросоюза, игроки с чисто трейдерской психологией и поведением на рынке не могут и не обязаны. Это другой вид бизнеса с иного порядка рисками и потребностями в инвестициях.

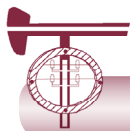
Дальнейшая логика развития трейдинговой модели газового рынка Европы подразумевает отказ от системы долгосрочных контрактов на поставку. Хотя Брюссель уже давно не выступает за прекращение практики длинных договоров на импорт газа, понимая,



что это поставит под угрозу безопасность снабжения топливом, но это произойдет само собой. Во-первых, по мере завершения действующих договоров и при отсутствии новых соглашений на поставку из-за неопределенности с дальнейшим функционированием рынка. Во-вторых, в процессе переговоров по пересмотру условий поставщика снимают с себя часть обязательств по поставкам газа. За последние 5 лет годовой объем обязательств Statoil в рамках долгосрочных контрактов снизился с 75 млрд кубометров до 55 млрд. Весной алжирская Sonatrach существенно снизила объем обязательств по поставкам в адрес Eni. По нашим экспертным оценкам, обязательства по долгосрочному контракту с итальянским концерном, подписанному до 2019 года, снизились с 19 до 10-13 млрд кубометров в год. При этом высвобожденные объемы Алжир намерен использовать на загрузку новой линии по производству СПГ, которая заработала в этом году, чтобы увеличить экспорт на более привлекательные азиатские рынки сжиженного газа. «Газпром» пока лишь вводил временные меры, позволяя перенести отбор части объемов по ряду контрактов на более поздние периоды.

В краткосрочной перспективе эти действия позволят сбалансировать рынок и ликвидировать затоваривание рынка не востребованными объемами. Но снижение долгосрочных обязательств поставщиков, очевидно, будет иметь далеко идущие последствия в сфере инвестиций в разработку новых запасов. Их освоение будет в меньшей степени ориентировано на Европу, либо инвестиции вообще могут быть отложены на неопределенное время.

Во второй части доклада мы рассмотрим ситуацию с возможностями обеспечения потребностей Евросоюза в импортном газе из основных действующих источников – Норвегии, Алжира и глобального рынка СПГ.



2. ПЕРСПЕКТИВЫ И РИСКИ СНАБЖЕНИЯ ЕВРОПЫ ИМПОРТНЫМ ГАЗОМ

2.1. Норвегия

Норвегия добыла в 2012 году рекордные для себя 115 млрд кубометров природного газа, что соответствует шестому результату в мировой газовой индустрии вслед за США, Россией, Ираном, Катаром и Канадой. Вместе с тем собственное потребление природного газа в Норвегии практически отсутствует (менее 1,5 млрд кубометров в год), что делает эту страну третьим экспортером газа в мире после России и Катара. Из 113,5 млрд кубометров, направленных на экспорт, 109 млрд было поставлено в страны Европы через систему морских газопроводов, еще 4,7 млрд кубометров было экспортировано в виде СПГ с единственного полярного завода Melkoya.

С 2002 года добыча выросла почти в 2 раза. При этом в 2008-2011 годах Норвегия добывала и экспортировала около 100 млрд кубометров, но в 2012 году добыча резко увеличилась на 15%, что позволило существенно нарастить экспорт.

Добыча ведется на нескольких десятках шельфовых месторождений, расположенных в норвежском секторе Северного моря, и постепенно продвигается в Норвежское море. Их изначальные запасы (без учета тех месторождений, где добыча уже завершилась) составляли 3,56 трлн кубометров, а остаточные на конец 2012 года – 2,03 трлн кубометров. Крупнейшим месторождением является Troll, открытое в 1983 году, с начальными запасами 1,43 трлн кубометров газа. Однако за период разработки из него было извлечено менее 500 млрд кубометров. Это связано с норвежской стратегией более активного вовлечения в освоение максимального количества мелких месторождений, из которых извлечено более 1 трлн кубометров.

Второе по величине месторождение Норвегии Ormen Lange «теряет» запасы гораздо более высокими темпами. Всего за 6 лет разработки из него было извлечено 100 млрд кубометров, треть от начальных запасов.

Troll и Ormen Lange обычно обеспечивают около 40 млрд кубометров или 40% норвежской добычи. В то же время проектная мощность добычного комплекса на Troll составляет 100 млн кубометров в сутки (до 36 млрд кубометров в год), а на Ormen Lange – 70 млн кубометров (до 25 млрд в год). То есть при работе на полную мощность они могут обеспечивать более половины норвежской добычи. Однако, как правило, на полную мощность эти месторождения работают только в холодные месяцы пикового спроса со стороны потребителей, снижая добычу в летний период, балансируя сезонную неравномерность. Но в 2012 году и Troll и Ormen Lange почти весь год работали в зимнем режиме, добывая в среднем 92 и 60 млн кубометров соответственно.



Добыча газа в Норвегии на основных месторождениях, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Добыча	65,4	99	103,8	105,3	102	115	нд
Troll 1	25,6	26,8	20,9	26,2	21,3	34	30,43
Ormen Lange	0	10,8	18,7	17,8	19,4	22,1	21,4
Kvitebjorn	0	6	7,2	8,3	9,0	7	7
Sleipner Vest	13,5	9,3	9,4	7,5	7,5	7	5,15
Oseberg	1	5,6	3,6	4,0	2,2	6,4	2,96
Yttergryta	0	0	0,2	0,2	0,2	6,6	0,49
Snovit	0	2,4	2,7	4,5	3,5	4,7	5,36
Gjoa	0	0	0,0	0,0	1,5	3	2,7
Asgard	7,2	10,7	10,7	10,0	10,4	3,2	9,23
Gulfaks Sor	2,3	4	2,4	2,1	1,3	2,4	2,18
Основные месторождения	49,6	75,6	75,8	80,6	76,3	96,4	86,9
Доля, %	76	76	73,0	77,0	75,0	83,0	

* план

Источник: данные Statoil, Norwegian Petroleum Directorate (NPD), расчеты и оценка ФНЭБ

Однако уже в 2013 году на Troll начались технические проблемы. В январе-марте из-за неисправности компрессоров месторождение давало 70-75 млн кубометров в сутки. Проблемы так и не удалось преодолеть, что лишает главное норвежское месторождение возможности балансировать добычу, увеличивая предложение газа на рынок предстоящей зимой (по словам руководства Statoil, решить проблему с компрессорами удастся не ранее лета 2014 года). И скорее всего, на Troll не удастся выполнить даже официальный план по добыче в 30 млрд кубометров, а реальные объемы будут не выше 27-28 млрд кубометров.

Отметим также, что добыча на мелких месторождениях (за пределами первой десятки) в 2012 году упала на 7 млрд кубометров, до 19 млрд кубометров, в связи с истощением запасов, а новые месторождения в этот период не были введены. В результате добыча газа в Норвегии по итогам 2013 года упадет на 8-10%.

А ресурсов для увеличения добычи за счет других месторождений у Норвегии нет, ни в краткосрочной, ни в среднесрочной перспективе. К добыче готовятся всего 4 проекта с извлекаемыми запасами чуть более 100 млрд кубометров. Общий годовой уровень добычи 5-10 млрд кубометров. И еще 8 блоков находятся в процессе подтверждения запасов. Их ресурсы оцениваются в 130 млрд кубометров, но добыча на них вряд ли возможна ранее 2020 года.

Новые проекты на шельфе Норвегии, предполагающие добычу газа

	Извлекаемые запасы газа, млрд кубометров	Лицензия	Инвестиции, млрд евро	Начало добычи газа
Skarv	43,3	BP 23,8%, Statoil 36,2%, E.ON 28,1%, PGNiG 12%	6,3	2013
Goliat	7,3	Eni 65%, Statoil 35%	4,9	Не определено
Gudrun	6,4	Statoil 75%, GDF Suez 25%	2,5	2014



	Извлекаемые запасы газа, млрд кубометров	Лицензия	Инвестиции, млрд евро	Начало добычи газа
Martin Linge	19,7	Total 51%, Petoro 30%, Statoil 19%	3,2	2016
Valemon	26,1	Statoil 53,8%, Petoro 30%, Centrica 13%, Enterprise Oil 3,2%	2,4	2014
Всего	102,8		16,6	

Потенциальные проекты, где проводится оценка запасов

	Ресурсы	Оператор	Открытие
Gina Krog	12,5	Statoil	
Aasta Hansteen	45,4	Statoil	1997
Ivar Aasen	4,7	Det Norske	2008
Eirin	7,9	Statoil	1978
Johan Sverdrup	7,8	Lundin	2010
Peon	19,5	Statoil	2005
Zidane	17,4	RWE	2010
Asterix	17,8	Statoil	2009
	133		

Источник: NPD

То есть все потенциальные проекты способны компенсировать выпадение запасов, которые норвежский континентальный шельф теряет менее чем за 3 года добычи. Кроме того, часть проектов находится севернее имеющейся инфраструктуры и требует инвестиций в новые газопроводы и комплексы подготовки газа, что ставит перед разработчиками дополнительные вызовы в сфере коммерциализации запасов.

Что касается действующих месторождений, то помимо Troll и Snovit (газ идет на завод СПГ), ни одно из них не имеет перспектив поддержания добычи на протяжении даже 10 лет. Так запасов Ormen Lange при проектном уровне добычи хватит всего на 8-9 лет. По нашим оценкам, уже в 2016 году добыча на этом месторождении будет снижена до 15 млрд кубометров в год, после чего будет постепенно угасать до 2035 года.

Запасы газа на основных действующих месторождениях, млрд кубометров

	Начальные запасы	Запасы на начало 2013 года	Лет добычи	Участники разработки
Troll 1	1432,8	984,9	29	Statoil 30,58%, Petoro 56%, Shell 8,1%, Total 3,7%, Conoco 1,6%
Ormen Lange	306,3	207,7	9	Shell 17%, Petoro 36,5%, Statoil 28,9%, Dong 10,3%, Exxon 7,2%
Kvitebjorn	89,1	49,8	7	Statoil 39,55%, Petoro 30%, Centrica 19%, Enterprise Oil 6,45%, Total 5%
Sleipner	133,3	19,8	3	Statoil 58,4%, Exxon 32,2%, Total 9,4%
Oseberg	104,1	69,2	11	Statoil 49,3%, Petoro 33,6%, Total 14,7%, Conoco 2,4%
Yttergryta	2,2	0,2	0	Statoil 45,8%, Petoro 19,9%, Total 24,5%, Eni 9,8%
Snovit	176,7	159,6	34	Statoil 36,8%, Petoro 30%, Total 18,4%, Gdf 12%, RWE 2,8%
Gjoa	32,7	27,8	9	GDF 30%, Petoro 30%, Statoil 20%, Shell 12%, RWE 8%



	Начальные запасы	Запасы на начало 2013 года	Лет добычи	Участники разработки
Asgard	207,7	84,1	9	Statoil 34,57%, Petoro 35,69%, Eni 14,8%, Total 7,7%, Exxon 7,2%
Gulfaks Sor	65,1	32,1	13	Statoil 70%, Petoro 30%
Mikkel	31,4	15,8	10	Statoil 44%, Exxon 33,5%, Eni 14,9%, Total 7,6%
Vega	14	12,2	12	Statoil 54%, Petoro 24%, Bayerngas 10%, GDF 6%, Idemitsu 6%
Всего	2595,4	1663,2	17	

Источник: NPD, расчеты ФНЭБ

Что касается потенциала освоения северных территорий – южного сектора Баренцева моря и участков, полученных в результате раздела с Россией серой зоны, то перспективы восполнения истощения североморских запасов здесь противоречивы. С одной стороны, есть консенсус, что там имеются в наличии углеводороды. С другой, это чистый лист для норвежской газовой индустрии, учитывая климатические условия, экологические вызовы и нулевую инфраструктуру. Один из главных вызовов – это вопрос транспортировки газа на рынки. Как известно, проект разработки месторождения Snovit на юге Баренцева моря (последнее крупное газовое открытие в Норвегии) был реализован через строительство первого завода СПГ. Участники проекта считали нецелесообразным вкладывать в строительство более 1 тыс. км газопровода до действующей газотранспортной системы страны. Для вопроса эффективности трубопровода критически важен объем будущей добычи и, соответственно, коммерчески извлекаемых запасов. Они должны обеспечить загрузку 20-30 млрд кубометров в год на протяжении как минимум 20 лет. То есть базовое месторождение должно обладать 300-400 млрд кубометров газа извлекаемых запасов, просто чтобы оправдать строительство трубы до Langeled и поддержать объемы экспорта газа через Langeled.

Отметим также, что самый новый экспортный газопровод с Ormen Lange является самым недозагруженным (всего на 73% от проектной мощности в 2012 году), если не считать старейшей норвежской экспортной трубы Norpipe, по которой газ пошел в Германию с самых первых месторождений в норвежском секторе Северного моря. Притом что, как говорилось выше, само месторождение в прошлом году работало на 90% мощности.

Экспортные газопроводы из Норвегии

	2009	2010	2011	2012	Проектная мощность	Загрузка в 2012 г., %
Германия	43,8	44,2	45	49,9	58,8	85
Europipe I	21	19,6	20,7	20,8	16,6	125
Europipe II	17,3	18,7	16,2	21,5	26	82,7
Norpipe	5,5	5,9	8,1	7,6	16,2	47
Великобритания	24,2	25,7	24,5	28,4	38,9	73
Langeled	16,2	17,5	14,9	17,9	25,8	69
Vesterled	8	8,2	9,6	10,5	13,1	80
Франция	15,7	14,4	14,7	16,5	19,6	84
Бельгия	12,9	12,9	11,3	13,6	14,9	91
Дания	0	0	0,4	0,6		
Всего	95,7	97,2	95,9	109	132,6	82

Источник: NPD, Gassco



По всей видимости, это связано с менее привлекательной ценовой конъюнктурой в Британии для поставщиков и прежде всего Statoil. А также с дефицитом мощностей по хранению газа на Туманном Альбионе по сравнению с северо-западными странами континентальной Европы. Поэтому экспорт в Великобританию шел по минимальным экспортным обязательствам, в то время как поставки в Германию (85%), Францию (84%) и Бельгию (91%) превышали средние величины за последние несколько лет. В целом газотранспортная инфраструктура Норвегии рассчитана на экспорт до 133 млрд кубометров в Европу по 7 магистральным газопроводам. Однако, учитывая сезонную неравномерность потребления и необходимость балансировать поставки в отопительный период и в теплое время года, экспорт на континент в 2012 году был близок к максимально возможному.

Экспорт из Норвегии был либерализован по требованию Еврокомиссии в 2001 году. В 1990-х годах условия всех контрактов на поставку газа оговаривались через специальный орган – Комитет по газовым переговорам (GFU), в который входили два постоянных члена от норвежских госкомпаний Statoil и Norsk Hydro, а также на ротационной основе делегаты от других основных производителей (Exxon, Shell, Total, Agip, Conoco). После объявления расследования со стороны ЕК схема была изменена, GFU расформирован, производители получили право самостоятельно продавать свой газ в Европу, а Statoil, Hydro и другие производители оформили письменные обязательства не предпринимать впредь совместных действий в сфере маркетинга газа. В то же время по договоренности между компаниями и ЕК подписанные контракты не были аннулированы, а новые правила действовали только в отношении новых объемов газа.

Добыча газа в Норвегии по компаниям, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Statoil	19,6	37	38,7	38,8	36,5	42
Petoro (доля государства)	23,5	40,8	40,5	35,3	33,5	39,9
Hydro	7,1	0	0	0	0	0
Всего, объемы государства и госкомпаний	50,2	77,8	79,2	74,1	70	81,9
Shell	2,1	5,1	6,4	6,6	6,4	7,4
Total Norge	6,7	7,3	7,1	7	6,4	6,5
Exxon	5,2	7,9	7,9	7,2	6,9	6,3
GDF Suez Norge	0	0,7	0,9	1,1	1,7	2,7
Eni Norge	1,2	2,2	2,2	2,2	2,9	2,9
DONG	0	1,1	1,9	1,8	1,9	2,2
Прочие	0	0	0	5,3	6	4,1
Всего, остальные	15,2	21,2	23,6	31,2	32	33,1
<i>Доля остальных, %</i>	23,2	21,4	22,4	29,6	31,4	28,8

Источник: данные компаний, расчеты ФНЭБ

В 2002 году на долю Statoil, Petoro (100-процентная госкомпания, через которую государство получает большую часть доходов от продажи нефтегазовых ресурсов с норвежского континентального шельфа) и Norsk Hydro добыли 50 млрд кубометров, или



РЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО РЫНКА ЕВРОПЫ: ЧУЖИЕ ТУФЛИ МОГУТ НАТЕРЕТЬ МОЗОЛИ



107996, Россия, г. Москва, ул. Садовая - Черногрозская, д.8, стр.1, тел.: (495) 607-5055, 607-5016
www.energystate.ru e-mail: info@energystate.ru



77% общего объема. Крупнейшими иностранными инвесторами были Total (6,2 млрд) и Еххон (5,2 млрд). Всего же доля добычи, не связанной с государственными интересами Норвегии, была на уровне чуть выше 23%. Правда, часть их газа (около 3 млрд кубометров) продавала Norsk Hydro. Таким образом, совокупная доля «государственного газа» превышала 80%.

Антимонопольные угрозы привели не только к ликвидации картеля, но и к усилению позиций государства в нефтегазовой отрасли. В 2007 году было принято решение присоединить нефтегазовый бизнес Hydro к Statoil, оставив во второй компании бизнес, связанный с электроэнергетикой и производством алюминия. Тем самым государственный интерес в нефтегазовой отрасли был консолидирован. В то же время круг иностранных инвесторов существенно расширился в середине 2000-х, добыча новых игроков достигла 6 млрд кубометров, а общая доля негосударственной добычи выросла до 30%. Однако эффект оказался не очень устойчивым в год рекордной добычи, доля Statoil и Petoro вновь подросла.

Даже базовые параметры большинства долгосрочных контрактов норвежских экспортеров газа не раскрываются. Известно, что с 2001 года действует договор с BP на 1,6 млрд кубометров в год в течение 15 лет. Кроме того, Statoil имела еще один 10-летний контракт на 5 млрд кубометров с британской Centrica до 2015 года, который пару лет назад был пролонгирован еще на 10 лет. В прошлом году был подписан 10-летний контракт с Wintershall на 4,5 млрд кубометров в год до 2021 года включительно. Также публично было объявлено о трех мелких контрактах с конечными потребителями на 500 млн кубометров в год каждый – с голландской Eneco, немецкой Stadtwerke Dusseldorf и шотландской Scottish and Southern Energy. Основные контракты заключены с E.ON, GDF Suez, Eni. По нашим оценкам, контрактные обязательства Statoil перед этими компаниями составляют 10-15 млрд кубометров в год (на каждую) или 35-40 млрд кубометров на всех. Кроме того, часть газа Statoil продает через свою маркетинговую дочку на британском рынке.

По данным компании, к 2012 году половина экспорта (около 40 млрд кубометров) шла на базе спотовой привязки, хотя в 2008 году их доля была всего около 25%. Одновременно, как уже отмечалось, существенно уменьшились обязательства Statoil по долгосрочным контрактам. Это значит, что компания сможет снижать предложение и добычу, если ценовая конъюнктура будет хуже ее ожиданий.

Объемы поставок Statoil в ЕС и динамика изменений долгосрочных обязательств компании, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Объемы поставок в Европу	43,1	77,8	79,2	74,1	70	81,9			
Обязательства по долгосрочным контрактам									
На конец 2008 года		75,4	73,3	74	72,5				
На конец 2009 года			70,8	68,8	67,7	68			
На конец 2010 года				70,3	70,3	68,3			
На конец 2011 года					70,3	68,8	68,3		
На конец 2012 года							54,5	51,4	48,8

Источник: Statoil



Если в 2008 году более 97% экспорта Statoil пришлось на долгосрочные соглашения, а объем обязательств на следующие три года компания оценивала в 220 млрд кубометров (более 70 млрд кубометров в год), то в 2012-м – всего 84%, а обязательства по долгосрочным договорам на 2013-2015 годы составляют 155 млрд кубометров. А общий объем обязательств за пределами 2015 года – 350 млрд кубометров. По нашим оценкам, большая часть обязательств Statoil (с учетом доли Petoro) истечет к 2022 году. Кроме того, часть контрактов привязана к конкретным месторождениям (depletion contracts), то есть не гарантирует потребителю поставки конкретных объемов.

Динамика цен на норвежский газ по некоторым производителям и странам, евро за тыс. кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Средняя экспортная цена норвежского газа*	123	270	191	198	257	296
Statoil**	132	292	218	225	282	335
Petoro**	124	292	223	220	276	315
GDF Suez Norge**	нд	251	201	221	218	нд
Eni Norge**	нд	нд	нд	нд	240	276
Экспортная цена для Великобритании***	нд	305	159	155	202	222
Экспортная цена для Бельгии***	нд	366	172	187	238	260
Экспортная цена для Италии***	нд	404	253	243	329	401
NBP	нд	259	130	184	238	270

* по данным Бюро статистики Норвегии, ** данные годовых отчетов, *** данные Eurostat по части импортных объемов

Источник: данные компаний, Norway Statbank, Eurostat

Но главное, что концепция европейских чиновников – одна цена газа для всех покупателей в Европе – не работает даже в отношении норвежского газа, несмотря на все подписанные хартии и антикартельные соглашения. Цены на газ иностранных производителей (например, GDF Suez Norge и Eni Norge, которые публикуют свои годовые отчеты), как правило, ниже цен Statoil на 20-40 евро. Но это объясняется тем, что они продают газ своим материнским компаниям, что позволяет перенести часть прибылей от дальнейшей реализации газа. В свою очередь, средняя цена норвежского газа на те же 20-40 евро ниже средней цены Statoil.

Наконец, если взять данные по импортным ценам норвежского газа в странах назначения, то в 2008 году в Британию газ экспортировался по 305 евро, в Бельгию – по 366, а в Италию по 404. В 2012 году для британского рынка цена снизилась на 80 евро и оказалась ниже средних котировок на NBP, а в Бельгии упала на 100 евро до уровня NBP. Впрочем, это может быть связано не столько с реальными ценами, а с выборкой и методологией расчета цен в Eurostat, которые Еврокомиссия затем использует для



того, чтобы показать преимущества. Средняя цена Statoil за тот же период выросла на 40 евро. И если Бельгия и Великобритания, которые импортируют треть норвежского газа, так существенно снизили цены, это значит, что для Германии, Франции, Испании, Нидерландов и Чехии они должны были вырасти в среднем на 100 евро, чего, судя по индексу BAFA и конкурентоспособности норвежского газа на рынках континентальной Европы, не произошло.

Экспорт газа из Норвегии в ЕС, включая СПГ, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Великобритания	3,6	28,5	25	30,1	27,3	27
Германия	23,3	24,4	26,5	26,4	24,5	30,8
Франция	14	13,9	14,2	12	12	18,1
Нидерланды	3,3	8,3	10,7	10,3	11	8
Бельгия	5,9	5,8	6,2	6,5	6,4	9
Италия	5,1	5,5	5,8	4,8	6,2	6,4
Испания	2,3	3,4	3,7	3,6	3,5	4
Чехия	2,6	3	3	2,9	2,7	3,4
Прочие	1,4	2,5	3,4	3,7	4,6	4,5
Всего	66,1	95,3	98,5	100,3	98,2	111,2

Источник: NPD

2.2. Алжир

Алжир является крупнейшим производителем газа в Африке и важным поставщиком для стран Юго-Западной Европы. Газовый потенциал страны базируется на разработке гигантского месторождения Hassi R'Mel, запасы которого постепенно истощаются, а новые более мелкие проекты не в состоянии компенсировать снижение добычи. Кроме того, в последние годы растет внутреннее потребление, что снижает возможности по экспорту газа из страны.

С 2008 года добыча товарного газа в Алжире снизилась почти на 9 млрд кубометров (более 10%), а внутренний спрос увеличился на 4 млрд кубометров (около 20%). В результате объемы экспорта сократились примерно на 10 млрд кубометров. Причем и поставки по трубе, и экспорт в виде СПГ потеряли по 5 млрд кубометров. Поэтому объяснить снижение продаж на внешние рынки только плохой конъюнктурой в Европе невозможно. Алжир был не в состоянии наращивать и экспорт высоколиквидного СПГ, спрос и цены на который в Азии в последние годы бьют рекорды.

В то же время отметим, что по данным официальной статистики Sonatrach, газовая добыча-брутто в Алжире составляет 140-150 млрд кубометров, а 60 млрд кубометров, не поступающие в торговый баланс, используются для закачки в пласт с целью увеличить объемы добычи нефти. Вместе с тем на протяжении последних 5 лет в Алжире наблюдается постепенное падение добычи нефти и конденсата. Нельзя исключать, что оно было бы более резким, если бы не закачка газа. То есть можно говорить о том, что у Алжира может быть потенциал для увеличения добычи товарного газа, но только тогда, когда экспорт газа будет привлекательнее экспорта жидких углеводородов.



Баланс газа Алжира, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Добыча товарного газа	81,8	87,9	82	83,5	80,5	79,3
Потребление	14,9	21,6	23,4	21,7	23,4	25,6
Производство СПГ*	35,3	27,4	25,4	24,2	21,7	19,9
Экспорт	58,4	59,8	52,7	57,3	53	50,1
Труба	31,5	38,9	33,2	37,6	35,4	34,8
СПГ	26,9	20,9	19,5	18,6	16,5	15,3

* поставки сырья на заводы

Источник: Sonatrach



Источник: Sonatrach

Как уже отмечалось, в Европе спрэд между ценами на газ и нефть уже близок к 100% от цены газа. Что касается экспорта СПГ на внешние рынки, то из-за дороговизны самой технологии сжижения даже высокие азиатские цены не делают алжирский СПГ столь же привлекательным для Sonatrach, как экспорт нефти. Если обратить внимание на объемы газа, поступающего в качестве сырья на СПГ-заводы в Алжире, и объемы экспорта, то можно увидеть, что в ходе сжижения теряется около 22% топлива. Это несколько выше, чем в среднем по отрасли (15-16%), что связано в том числе с износом оборудования, поскольку алжирские мощности одни из самых старых в мире. В 2013 году Sonatrach планирует запустить две новых линии на 4,5 млн т в год каждая в Arzew и Skikda.

Заводы СПГ в Алжире

	Мощность*, млрд кубометров	2008	2011
Arzew	22	12,7	14
Skikda	4,3	2,2	2,5

* на конец 2012 года, без учета новых линий, запланированных к запуску

Источник: Sonatrach



Однако, чтобы загрузить их, потребуется 14,8 млрд кубометров газа. Алжир, вероятно, не готов отказаться от закачки газа в пласт и тем самым спровоцировать падение добычи нефти, наиболее выгодной с точки зрения экспортной выручки. Снизить поставки на внутренний рынок – значит усилить социальную напряженность в нестабильном регионе со всеми вытекающими рисками для власти. Остается один вариант – изъять объемы из экспортных труб в Европу, которые и так стабильно недозагружены.

Газопроводы из Алжира в Европу

	Мощность, млрд кубометров в год	Длина, км	Год запуска	Загрузка в 2012 году, млрд кубометров	Утилизация, %
Enrico Mattei Gas Pipeline (GEM)	33,2	549	1982	20,8	63
Pedro Duran Farell Gas Pipeline (GPDF)	11,6	521	1996	7,4	64
Medgaz	8	210	2011	3,6	45
Всего	53			32	60

Источник: Sonatrach, Snam, Enagas

Алжир соединен с европейскими рынками тремя газопроводными маршрутами. Самый мощный из них GEM был введен в строй еще в 1982 году для поставок газа с месторождения Hassi R'Mel транзитом через Тунис и дно Средиземного моря. В прошлом году по нему в Италию поступило всего 20,8 млрд кубометров, 63% от проектной мощности. В 1996 году был введен первый газопровод GPDF из Алжира в Испанию через территорию Марокко мощностью до 12 млрд кубометров в год. По нему транспортировано 7,4 млрд кубометров (64%). Наконец, в 2011 году запущен единственный на сегодняшний день газопровод из Алжира в Европу, минуя транзитные государства. Medgaz мощностью до 8 млрд кубометров в год работал всего на 45% возможностей.

Экспорт газа из Алжира, млрд кубометров

	2002	2008	2009	2010	2011	2012
Всего	58,4	59,8	52,7	57,3	53	50,1
ЕС	56,4	52,9	49,4	49,6	44,2	41,3
Доля поставок в ЕС, %	97	88	94	87	83	82

Источник: Sonatrach

В 2002 году на рынки Евросоюза поступало 97% алжирского экспортного газа. По итогам прошлого года доля снизилась до 82%. Только две трети СПГ из Алжира теперь идут на терминалы в странах ЕС. При этом из-за отсутствия свободных объемов СПГ у Sonatrach – весь газ законтрактован европейскими концернами, Алжиру не удалось получить выгоды от ценового ралли и роста спроса в Азии.

Однако в мае 2013 года алжирская компания достигла с крупнейшим покупателем трубопроводного газа Eni соглашения о пересмотре контракта, а именно о снижении



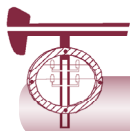
контрактных объемов. Параметры нового соглашения не разглашаются. По нашим оценкам, контрактный объем был уменьшен с 19,5 млрд кубометров до 10-12 млрд кубометров.

Долгосрочные контракты Sonatrach

	Год подписания	Начало поставок	Срок окончания	Объем, млрд кубометров
GEM (Италия)				32
Eni	1977	1983	2019	19,5
Geoplin	1985	1992		0,35
Enel	1992	1996		4
Enel	2001	2005		2
Mogest	2003	2008		0,5
Edison	2006	2008		2
World Energy	2006	2008		0,45
Bridas	2006	2008		0,25
Enel	2007	2008		1
Sonatrach Gas Italia	2007	2008		2
GPDF (Испания – Португалия)				11,3
Gas Natural	1992	1996		6
Galp Energia	1994	1997	2017	2,3
Gas Natural	2001	2005		3
Medgaz				
Sonatrach Comercializadora				2,1
CEPSA	2005			1,6
Iberdrola	2005			1,6
Endesa	2006			0,95
GDF Suez	2006			0,95
Gas Natural	2013	2013		0,8
Всего, трубопроводный газ				51,3
СПГ				18,3
GDF Suez	1964-1991		2019	9,8
Depa	1988		2021	0,7
Eni	1997		2015	1,8
Endesa	2001		2017	1
Enel	1999		2022	1,5
Cepsa	2002		2022	1
Iberdrola	2002		2021	1,5
Statoil	2003		2014	1
Всего, труба + СПГ				69,6

Источник: Sonatrach

Если учесть, что в 2002 году Алжир поставлял Gaz de France все 10 млрд кубометров газа в виде СПГ, в 2008 году объемы снизились до 9 млрд, а в 2012-м составили 7 млрд кубометров, то отчетливо вырисовывается картина – Sonatrach не в состоянии выполнять свои долгосрочные обязательства перед европейскими клиентами и не имеет стимулов не только для развития, но и для поддержания экспорта в ЕС.



2.3. СПГ в Европе

Во второй половине 2000-х годов Западная Европа сделала ставку на развитие инфраструктуры по приему сжиженного природного газа. К концу прошлого года мощности по регазификации были увеличены в 4 раза и доведены до 133 млн т, то есть были способны импортировать до 180 млрд кубометров газа, больше, чем экспортировали Россия и Алжир вместе взятые.

Регазификационные мощности в ЕС, млрд кубометров
(в газообразном состоянии)

	2002	2012	Прирост
Испания	10,4	62,5	52,1
Великобритания	0	51,3	51,3
Франция	16,6	24,4	7,8
Италия	4,7	12,8	8,1
Нидерланды	0	11,7	11,7
Бельгия	4,9	9,7	4,8
Португалия	0	5,4	5,4
Греция	2,2	2,2	0
Всего	38,8	180	141,2
Импорт СПГ	36,2	55,5	19,3

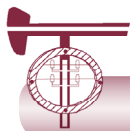
Источник: World LNG Book, Eurostat, расчеты ФНЭБ

В 2002 году в Европе было всего 8 терминалов по приему СПГ общей установленной мощностью чуть менее 39 млрд кубометров. И 10 лет назад на них было регазифицировано почти 27 млн т (36 млрд кубометров) сжиженного газа. Коэффициент утилизации составил фантастические по нынешним временам 93%. Такой эффективностью загрузки не может похвастать абсолютное большинство газопроводов.

Но с тех пор в Евросоюзе было построено 11 новых терминалов по приему СПГ (четыре в Испании, три в Великобритании, по одному во Франции, Италии, Португалии и Нидерландах) и еще четыре были расширены. Общие мощности выросли вчетверо, а в абсолютном выражении прирост регазификационных возможностей ЕС составил 140 млрд кубометров. Из них более 100 млрд кубометров – новые мощности в Испании и Великобритании, которая готовилась к падению собственной добычи в Северном море. То есть каждая из этих стран построила по «Северному потоку».

Однако, как оказалось, инвестиции в терминалы сами по себе еще не гарант успеха на рынке сжиженного газа. В 2012 году менее трети имеющихся мощностей было загружено, а для построенных в последние 10 лет объектов коэффициент утилизации в среднем составил всего 15%.

К примеру, в Великобритании терминалы были использованы всего на 27%, в то время как в 2011-м коэффициент утилизации составлял нормальные для отрасли 60% (в Азии в среднем заводы по регазификации загружены на 45-50%). История строительства терминала Gate в Нидерландах вообще без привязки к конкретным поставщикам СПГ – в расчете только на спотовые объемы – еще печальнее. В прошлом году на него поступило всего 560 тыс. т СПГ, то есть всего 5% от мощности. А испанская Enagás, хотя и достроила свой четвертый терминал El Musel в Хихоне, так и не стала его открывать.



Только Италия, которая заблаговременно законтрактовала у Катара объемы газа на долгосрочной основе для нового терминала в Ровиго, использует его на 75%, но второй более старый терминал в Ла Специи востребован лишь на 17%.

Импорт СПГ по странам Европы и коэффициент утилизации мощностей

	Импорт в 2012 году, млрд кубометров	Утилизация регазификационных мощностей, %
Испания	19,3	31
Великобритания	13,6	27
Франция	9,5	39
Италия	6,8	53
Нидерланды	0,7	5
Бельгия	2,4	25
Португалия	2	37
Греция	1	45
Всего	55,5	31

Источник: GIIGNL

В 2012 году коэффициент использования мощностей в ЕС снизился до 31%. Это значит, что компании, которые законтрактовали мощности по регазификации, платили в среднем втрое больше за регазификацию единицы продукции, снижая привлекательность поставок СПГ в Европу по сравнению с экспортом на премиальные рынки в Азии.

При этом в 2010-2011 годах поставки сжиженного газа в Европу превышали 60 млн т (около 80 млрд кубометров). А рост импорта сжиженного газа был одним из факторов избыточного предложения газа, оказывая давление на ценовую политику традиционных поставщиков. Но в 2012 году поставки СПГ в страны Евросоюза снизились на 29% (23 млрд кубометров), а из Катара, который в последние годы интенсивно наращивал экспорт в европейском направлении, – на 37% (15 млрд кубометров).

Поставки СПГ в ЕС в 2010-2012 годах

	2010	2011	2012
Катар	33,6	41	26
Нигерия	14,5	13,5	9,8
Алжир	14,9	12	9,6
Тринидад и Тобаго	5,6	3,5	2,5
Египет	4,3	3,8	1,7
Норвегия	3,5	2,2	2,6
Прочие	2,7	2,3	3,3
Всего	78,1	78,3	55,5

Источник: GIIGNL

Европейская стратегия диверсификации источников снабжения без обязывающих гарантий перед поставщиками дала сбой. Европейцы не стали контрактовать достаточные объемы сжиженного газа на долгосрочной основе, понадеявшись, что привлекательность рынка сбыта ЕС будет залогом стабильного газоснабжения. Один-два года назад этот подход вроде себя оправдывал, поскольку из-за отказа США от импорта значительных объемов СПГ в Атлантическом бассейне образовался существенный профицит



предложения СПГ, который в значительной мере оказался на европейских терминалах. Но авария на АЭС «Фукусима-1» в Японии с последовавшей за ней остановкой атомной генерации в этой стране и рост потребления в Корее, Китае и Индии привели к тому, что цены на газ в АТР оказались в среднем вдвое выше, чем в ЕС. После чего значительная часть объемов, в том числе жестко законтрактованных под европейские терминалы, была перенаправлена импортерами в Азию.

Долгосрочные контракты и поставки основных экспортеров СПГ в 2012 году

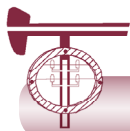
	Контракты в ЕС	Поставки в ЕС	Прочие контракты	Прочие поставки
Алжир	17,8	9,6	4,7	5,7
Египет	11,6	1,7	4,4	4,7
Нигерия	15	9,8	10,8	16,7
Норвегия	3,1	2,6	2,6	1,9
Тринидад и Тобаго	5,1	2,5	18	15,7
Катар	33,9	26	72,1	77
Оман	3,2	0	8,9	11
Перу	6,2	2,5	0	2,7
Всего	95,9	54,7	121,5	135,4

Источник: GIIGNL

Согласно действующим контрактам, в 2012 году в ЕС должно было поступить 96 млрд кубометров газа в виде СПГ. Однако реальные поставки без учета реэкспортных операций составили всего 55 млрд кубометров. При этом газ из этих же стран-производителей значительно (на 14 млрд кубометров) перекрыл действующие долгосрочные обязательства в других регионах мира. Кроме того, контракты на поставку в Северную и Центральную Америку насчитывали 32,3 млрд кубометров, а актуальные поставки – около 13 млрд кубометров. То есть мимо Европы в Азию ушли 30 млрд кубометров.

Алжирский, египетский (несмотря на все сложности с производством СПГ из-за возросшего внутреннего спроса), нигерийский и катарский сжиженный газ поступил в Европу и США в гораздо меньших объемах, чем предусмотрено долгосрочными контрактами, а газ из Омана в полном объеме был переориентирован в Азию.

В то же время нельзя говорить о том, что Доха или Лагос нарушили свои обязательства перед ЕС, поскольку контракты подписаны с конкретными компаниями, которые просто выступили в данном случае в качестве трейдеров. К примеру, Eni подписала долгосрочный контракт на поставку газа в Японию из своего портфолио, которое изначально было ориентировано на европейские рынки. Такие же операции проделали все крупные европейские покупатели СПГ (Gas Natural, GDF Suez, BG, Total). Сложно представить, что СПГ, законтрактованный китайской Petrochina, оказался в Японии или японские байеры обеспечивали энергетическую безопасность китайского рынка. Но картина, которая складывается в Европе, – прямое следствие преобразований рынка, предпринятых Брюсселем. И как только спрэд между ценой газа в ЕС и Азии оказывается больше, чем сумма дополнительных расходов на транспортировку из Атлантики (а в случае с поставками с Ближнего Востока это не играет роли) в АТР плюс стоимость бронирования регазификационных мощностей, ЕС теряет объемы газа, ставя под угрозу собственную энергетическую безопасность.



ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В Евросоюзе на протяжении последних трех лет наблюдается тенденция к снижению потребления газа. С 2010 года спрос в ЕС упал на 13% (73 млрд кубометров). На те же 13% за это время снизилась и добыча. При этом до 2010 года европейское потребление не было столь чувствительно к динамике собственной добычи, которая снижается уже на протяжении 8 лет. С 2002-го по 2008 год она упала на 40 млрд кубометров, и еще на столько же за последние 5 лет. Большая часть этого сокращения (70 млрд кубометров из 80) пришлось на британскую часть Северного моря, поставив либерализованный британский рынок в положение импортозависимого. Введенные мощности по импорту газа из Норвегии и Нидерландов, а также три новых терминала по приему СПГ пока позволяют британскому рынку удерживать более низкие цены, чем на континенте. Но для этого пришлось существенно снизить потребление газа: в 2010 году спрос в Великобритании составил 99 млрд кубометров, а в 2012-м – чуть более 77 млрд кубометров.

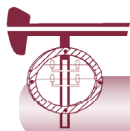
В условиях снижения собственной добычи надежность и долгосрочность отношений с экспортерами газа должна быть абсолютным приоритетом наряду с повышением энергоэффективности. Ведь от этого и зависит энергобезопасность ЕС в ближайшие 10-15 лет. При этом сам потенциал поставщиков газа (именно с точки зрения длительной перспективы) существенно различается.

Евросоюз имеет четыре источника поставки трубопроводного газа. Россия в лице «Газпрома» остается крупнейшим поставщиком газа в ЕС – 115 млрд кубометров в 2012 году. Объемы российского экспорта в страны Евросоюза в прошлом году опустились даже ниже 2002 года, а по сравнению с пиковым 2008 годом снижение оказалось весьма чувствительным – минус 20 млрд кубометров. Доля российского газа в импорте ЕС уменьшилась с 48% в 2002 году до 36% в 2012-м. Доля Алжира, учитывая СПГ, в поставках на рынки стран Евросоюза составила по итогам прошлого года 13%, на 10 процентных пунктов ниже, чем 10 годами ранее.

Новая структура импорта газа выглядит в глазах европейских политиков более надежно и сбалансировано. Однако падение добычи в Евросоюзе будет продолжаться и, вероятно, даже ускорится. Ведь начинается постепенное истощение возможностей мелких месторождений в Нидерландах (минус 1-2 млрд кубометров в год). А в начале следующего 10-летия ожидается стремительное снижение добычи на крупнейшем в ЕС месторождении Гронинген. Соответственно, возникает вопрос, может ли Европа продолжать рассчитывать на поставки дополнительных объемов из Норвегии, Алжира и мирового рынка СПГ, или ей все же придется реабилитировать российское направление международного газового сотрудничества.

Тем более что норвежские поставщики, по нашим оценкам, достигли в прошлом году пика добычных возможностей и при имеющейся ресурсной базе не имеют перспектив увеличения поставок. Норвегия начнет испытывать проблемы с поддержанием добычи на уровне 100 млрд кубометров уже к 2020 году. Алжир продолжит уменьшать поставки в ЕС. А СПГ в условиях повышенного спроса в Азии и дефицита предложения оказался недостаточно надежным источником для удовлетворения потребления в ЕС.

Во второй половине 2000-х годов Западная Европа сделала ставку на развитие инфраструктуры по приему сжиженного природного газа. К концу прошлого года мощности по регазификации были увеличены в 4 раза и доведены до 133 млн т. Иными словами,



они были способны импортировать до 180 млрд кубометров газа – это больше, чем экспортировали Россия и Алжир вместе взятые. Как оказалось, инвестиции в терминалы – вовсе не гарант успеха на рынке сжиженного газа. В 2012 году менее трети имеющихся мощностей было загружено, а для построенных в последние 10 лет объектов коэффициент утилизации в среднем составил всего 15%. В 2010-2011 годах рост импорта сжиженного газа в ЕС был важнейшим фактором избыточного предложения газа, оказывавшим давление на ценовую политику традиционных поставщиков. Но в 2012 году поставки СПГ в страны Евросоюза снизились на 29% (23 млрд кубометров), а из Катара, который в последние годы интенсивно наращивал экспорт в европейском направлении – на 37% (15 млрд кубометров).

Европейская стратегия диверсификации источников снабжения без обязывающих гарантий перед поставщиками дала сбой. Европейцы не стали контрактовать дополнительные объемы сжиженного газа на долгосрочной основе, понадеявшись, что привлекательность рынка сбыта ЕС будет залогом стабильного газоснабжения. Но вышло иначе. На европейский рынок не попала даже часть законтрактованного СПГ. Европейцы просто не учли специфику мировой торговли СПГ, позволяющей трейдерам перенаправлять объемы газа на более выгодные рынки.

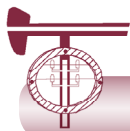
Картина, складывающаяся в Европе – прямое следствие преобразований рынка, предпринятых Брюсселем. И как только спрэд между ценой газа в ЕС и Азией оказывается больше, чем сумма дополнительных расходов на транспортировку из Атлантики (а в случае с поставками с Ближнего Востока это не играет роли) в АТР плюс стоимость бронирования регазификационных мощностей, ЕС теряет объемы газа, ставя под угрозу собственную энергетическую безопасность.

Европейцы заставили перевести на спотовые «рельсы» половину норвежского экспорта газа. По данным Statoil, к 2012 году половина экспорта (около 40 млрд кубометров) шла на базе спотовой привязки, хотя в 2008 году их доля была всего около 25%. То есть, только поставки в Великобританию. Но это также привело к снижению энергобезопасности европейского рынка в среднесрочной перспективе. Одновременно существенно уменьшились обязательства Statoil по долгосрочным контрактам. Это значит, что компания сможет снижать предложение и добычу, если ценовая конъюнктура будет хуже ее ожиданий.

По нашим оценкам, большая часть обязательств Statoil (с учетом доли Petoro) истечет к 2022 году. Кроме того, часть контрактов привязана к конкретным месторождениям (depletion contracts) и не гарантирует потребителю поставки конкретных объемов.

Третий энергетический пакет был призван окончательно разбить связь между основными оптовыми продавцами и газотранспортной инфраструктурой и одновременно не допустить усиления позиций на рынке игроков из-за пределов Евросоюза, которые активно обладают всеми возможностями занять значительную часть либерализованного рынка. Что и породило концепцию принудительной продажи экспортных объемов газа на нескольких хабах близ границ Евросоюза, откуда потребители и трейдеры могли бы свободно перемещать объемы в соответствии с потребностями рынка и на основании баланса спроса и предложения. Из этого и вытекает стремление разрушить практику нефтяной привязки, которая является основой действующей системы долгосрочных контрактов, но при этом сохранить обязательства поставщиков по гарантированному снабжению хабов объемами газа на длительную перспективу.

Основной постулат этой кампании – нефтяная привязка не отвечает реалиям рынка, а цены на спотовых хабах отражает реальный баланс спроса и предложения и, соответственно, позволяет сформировать справедливую цену на базе конкуренции газа с



газом. Однако это совершенно не соответствует действительности. Если посмотреть на динамику среднегодовой цены на старейшем и самом ликвидном европейском хабе – британском NBP – то мы увидим практически 100-процентную корреляцию с колебаниями цен на нефть. Исключение – 2006-2007 года, когда были введены в строй сразу два импортных газопровода (BBL из Нидерландов и Langeled из Норвегии), значительно повысившие безопасность наполнения газового баланса Великобритании). Она даже выше, чем у индекса BAFA, который отражает среднюю цену поставок газа по долгосрочным контрактам на границе Германии.

Правда, политика ЕС позволила снизить цену на импортный газ. Газ в Европе стал стоить почти вдвое дешевле нефти, что, учитывая большую экологичность газа как сырья и топлива, выглядит абсурдно, особенно памятуя о «зеленых установках» Евросоюза по ограничению эмиссии парниковых газов.

При этом потребители в ЕС не почувствовали на себе увеличения спреда между ценами с нефтяной привязкой и спотовыми индексами. В среднем по ЕС цена для промышленных потребителей выросла за 5 лет на 80 евро за тыс кубометров, в то время как цены основных поставщиков извне изменились на 30-40 евро. Если цена BAFA за 5 лет увеличила отставание от нефтяного паритета на 20 евро, то цена для промышленников в Евросоюзе в 2012 году оказалась на 3 евро ближе к паритету с нефтяной ценой по сравнению с 2008 годом.

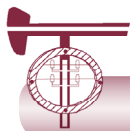
При этом конкурентоспособность газа на рынке за счет пересмотра условий поставок экспортерами по долгосрочным контрактам в целом не только не укрепилась, но и ослабла в некоторых странах за счет усиления налогового бремени. Получилось, что деньги, «изъятые» у экспортеров, были использованы на задачи, далекие от тех, которые официально ставились в рамках реформирования рынка газа в ЕС.

Другой важный аспект энергетической политики ЕС – борьба с крупными энергоконцернами на национальном уровне. Победив или по крайней мере заставив существенно снизить присутствие национальных чемпионов на рынках своих стран, ЕК в то же время не смогло сдержать их экспансию на газовом рынке Евросоюза в целом. Несмотря на уменьшение объемов потребления газа в ЕС по сравнению с 2002 годом, доля основных игроков на нем существенно (на 43 млрд кубометров) выросла.

Крепость позиций большой тройки (Eni, E.ON и GDF Suez) обеспечивают долгосрочные контракты на закупку газа у производителей внутри ЕС (в основном у голландской GasTerra) и импортного газа из России, Норвегии, Алжира, Ливии, а также у других производителей СПГ. Все они располагают хорошо диверсифицированным портфелем закупок, у каждой компании 5 и более источников. При этом втроем они контролируют 60% поставок газа из Нидерландов в другие страны ЕС, треть закупок в России, 40% – импорта из Норвегии, более половины из Алжира и 100% – из Ливии.

В то же цены на газ для потребителей внутри ЕС привязаны к хабам, а сами контракты ограничены в сроках действия – не более 4 лет с правом сменить поставщика в любой момент. Поскольку импортные договоры с внешними поставщиками основаны в том числе и на обязательствах покупателя по оплате минимальных объемов (в среднем 80% от контрактных) вне зависимости от отбора, маржа импортеров снизилась до значений, близких к нулю, или вовсе ушла в минус.

В условиях депрессии на газовом рынке складывается патовая ситуация. Либо посредники в лице импортеров должны уйти с низкомаржинального рынка, уступив право для прямых договоров между потребителями и производителями. Либо поставщики должны обеспечить поставки газа по ценам ниже спотовых (что коммерчески не привлекательно



и рискованно для производителей газа). Либо должна измениться система ценообразования в части гарантий рентабельности для импортеров.

Под давлением норм Третьего энергетического пакета и угроз применения санкций за нарушение антимонопольного законодательства E.ON, Eni и ряд других концернов помельче начали продажу своих газотранспортных активов (OpenGrid Europe, Snam Rete, TAG, Transitgas, Thyssengas, Net4Gas) финансовым инвесторам. После этого из поставщиков газа, ответственных за газоснабжение, европейские концерны превратились в газовых трейдеров, что, по нашим оценкам, несет огромные риски для энергетической безопасности в Европе. Сам по себе трейдинг, конечно, не является проблемой, и может выполнять функции балансировки системы, развивая при этом различные финансовые инструменты на базе торговли газом. Однако обеспечить надежное газоснабжение, а именно поступление газа в импортозависимый баланс Евросоюза, игроки с чисто трейдерской психологией и поведением на рынке не могут и не обязаны. Это другой вид бизнеса с иного порядка рисками и потребностями в инвестициях.

Дальнейшая логика развития трейдинговой модели газового рынка Европы подразумевает отказ от системы долгосрочных контрактов на поставку. В краткосрочной перспективе эти действия позволят сбалансировать рынок и ликвидировать затоваривание рынка не востребованными объемами. Но снижение долгосрочных обязательств поставщиков будет иметь далеко идущие последствия в сфере инвестиций в разработку новых запасов. Их освоение будет в меньшей степени ориентировано на Европу, либо инвестиции вообще могут быть отложены на неопределенное время.