



Европа – больше, чем Европа

Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия для поставщиков энергоресурсов и за пределами Евросоюза*

Андрей КОНОПЛЯНИК,
консультант правления ОАО «Газпромбанк», доктор экономических наук, профессор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Сегодня основным механизмом формирования цены на газ в Европе являются формулы «нефтепродуктовой индексации»¹ в рамках долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК) так называемого Гронингенского типа. По моему мнению, можно выделить пять основных направлений возможных изменений в данной сфере (см. рис. 1):

- полномасштабный переход в пределах внутреннего рынка газа ЕС на спотовое/фьючерсное ценообразование в качестве единого универсального механизма (философия, лежащая в основе Третьего энергопакета ЕС);
- поддержание статус-кво (сохранение существующих ДСЭГК с формулами нефтепродуктовой индексации?);
- уход от существующего отношения цены на газ к цене на нефть, равного 0,6–0,8, и выход на ценовой паритет «газ – нефть» (при сохранении нефтепродуктовой индексации?);
- радикальное изменение механизма ценообразования при сохранении индексации (но не обязательно её нефтяного или нефтепродуктового характера), когда цена газа в результате может даже превысить цену нефти (нефтяной паритет);
- адаптация существующих ДСЭГК с формулами нефтепродуктовой индексации в соответствии с исторической эволюцией экономического содержания концепции «стоимости замещения газа у конечного потребителя», лежащей в течение 50 лет в основе современных контрактов на поставку газа в континентальную Европу.

* Окончание. Начало в №№ 4, 5 и 7 за 2011 г.

¹ Несмотря на ставшее общеупотребительным словосочетание «нефтяная индексация цен на газ», следует разделять собственно «нефтяную» и «нефтепродуктовую» индексацию. В первом случае имеется в виду привязка к котировкам сырой нефти (доминирует в Азии на рынке СПГ) – к корзине нефтей ОПЕК или так называемого «Японского нефтяного коктейля» (JCS – Japan Crude Cocktail). Во втором – привязка к котировкам нефтепродуктов (обычно газойль/дизтопливо и мазут, доминирует в континентальной Европе и СНГ при трубопроводных поставках).

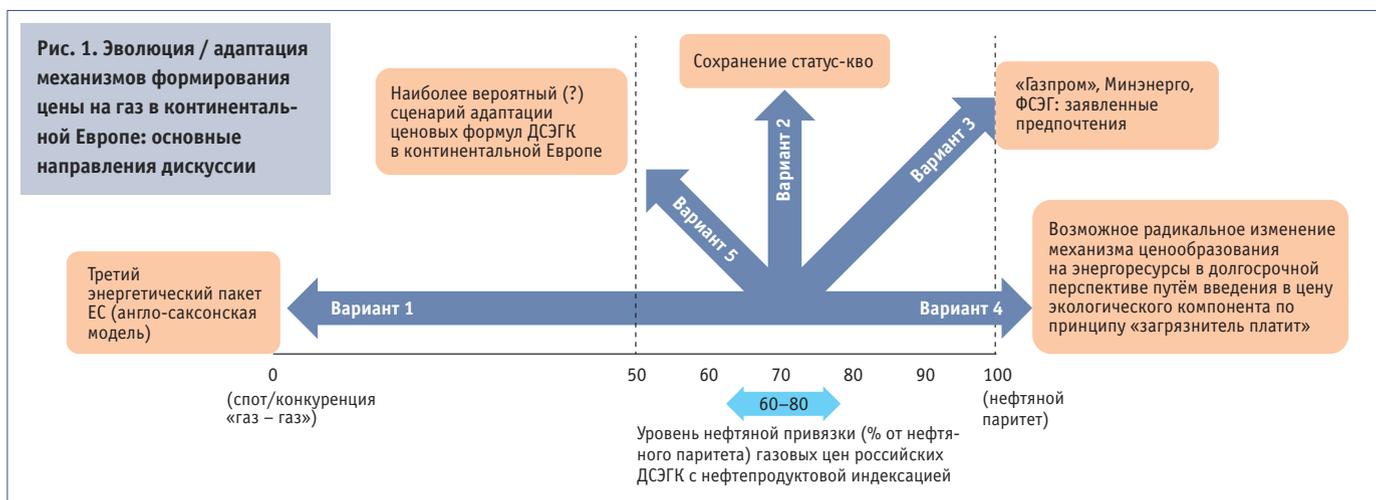
ПЕРЕХОД НА СПОТ И ФЬЮЧЕРС?

Полномасштабный переход на спотовое/фьючерсное ценообразование – это предпочтительный для Еврокомиссии вариант. Он включён в видение будущей архитектуры внутреннего рынка газа ЕС (региональные зоны с виртуальными ликвидными хабами в каждой из них). Именно такая англо-саксонская модель (аналогичная той, которая построена на мировом рынке нефти и рынках газа США и Великобритании) предлагается для континентальной Европы в Третьем энергетическом пакете ЕС.

Однако на данный момент европейские газовые хабы абсолютно неликвидны. Для измерения уровня ликвидности рыночных площадок существует параметр под названием «чёрн» (от англ. – churn), определяемый как соотношение между объёмами товарных партий, выставленных на торги, и их физическими поставками с данной рыночной площадки. Общепринятый пороговый уровень «чёрна» равен 15, если же он меньше, то хаб определён неликвиден.

Все хабы континентальной Европы характеризуются уровнем «чёрн», выраженным однозначным числом, в лучшем случае – от трёх до пяти (см. табл.). Единственная рыночная торговая площадка, для которой «чёрн» достигает порогового значения ликвидности, – это виртуальный хаб Великобритании Национальная точка балансирования (NBP).

Это означает, что ни один из европейских хабов (в том числе NBP) не может стать единой ценообразующей торговой



площадкой, такой как, скажем, Henry Hub в США.

Цены сегодняшних европейских хабов пока не могут считаться устойчивыми и соответствующими, как принято в классической экономической теории, балансу спроса и предложения. Поэтому они не являются, на мой взгляд, надёжными ценовыми ориентирами.

Текущий уровень ликвидности Henry Hub превышает соответствующий показатель NBP более чем в 20 раз. При этом все без исключения газовые хабы менее ликвидны, чем основные рыночные площадки по торговле нефтью, например Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) или Лондонская межконтинентальная биржа (ICE), где уровни «чёрна» измеряются пятизначными числами и превышают 2000 (см. табл.). Поэтому открытым остаётся вопрос о том, сколько времени потребуется европейским хабам, чтобы достичь уровня ликвидности Henry Hub, не говоря уже о нефтяных биржах.

Но даже если уровни ликвидности европейских газовых хабов сравниваются с показателями Henry Hub, целесообразно ли будет перевести все контрактные структуры континентальной Европы на спотовое ценообразование, учитывая изложенные ранее объективные различия между рынками газа США и Соединённого Королевства, с одной стороны, и континентальной Европы и расширяющимся евразийским рынком газа, с другой? Мой ответ – нет.

Наиболее высокий уровень ликвидности, достигнутый для товаров сырьевой группы, зафиксирован при торговле нефтью. И это имеет свои собственные отрицательные стороны, так как предоставляет спекулятивным игрокам, не имеющим отношения к нефтяной отрасли (тем, кого я называю «не-нефтяными спекулянтами»), возможность доминировать на рынках «бумажной нефти»². Это, в свою очередь, приводит к усилению волатильности и снижению прогнозируемости цен на нефть в ущерб всем участникам произ-

водственно-сбытовых цепей «физических» поставок. Поэтому построение рынка газа в Европе по англо-саксонскому образцу создаёт новые риски – угрозу его превращения в незначительный сегмент мирового финансового рынка. И править бал там будут не производители и потребители, а «вне-газовые спекулянты». Они ещё больше увеличат (как это случилось в середине прошлого десятилетия с нефтью) размах ценовых колебаний за счёт горизонтальных переливов капитала с рынка «бумажного газа» в другие сектора глобального финансового рынка и обратно в стремлении максимизировать норму возврата в рамках своих глобальных инвестиционных портфелей.

То есть цена газа перестанет отражать экономические закономерности развития газовой отрасли, а станет следствием пертурбаций на глобальных финансовых рынках, как это и произошло в настоящее время с нефтью³. В этом случае цена перестанет подавать адекватные сигналы инвесторам – участникам финансирования газовых проектов (по добыче и развитию инфраструктуры), а недоинвестирование приведёт (как и в случае с нефтью в 1990–2000-е годы) сначала к избытку спроса, потом к росту издержек, а затем к взлёту

Ликвидность европейских газовых хабов (коэффициент «чёрн»)

	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Соед. Королевство: National Balancing Point (NBP)	13,5	14,4	14,5
Бельгия: Zeebrugge (ZEE)	5,1	5,0	5,0
Австрия: Central European Gas Hub (CEGH)	2,6	2,9	3,0
Нидерланды: Title Transfer Facility (TTF)	3,7	3,2	3,0
Италия: Punto di Scambio Virtuale (PSV)	1,7	2,0	2,1
Германия: NetConnect Germany (NCG, до 2009 г. – EGT)	1,6	1,8	2,1
Германия: GASPOOL (GEB)	–	–	2,2
Франция: Point d'Echange de Gaz (PEG)	–	–	1,2

Для сравнения:

США (нефть): NYMEX (нефть WTI) (февраль 2010)	1680–2240
Соед. Корол-во (нефть): ICE (нефть Brent) (февраль 2010)	2014
США (газ): NYMEX Henry Hub (средняя за 2009)	377
Пороговое значение «чёрна» для ликвидных рыночных площадок	15

«Чёрн» – параметр, обычно применяемый для оценки уровня ликвидности рыночных площадок; соотношение между объёмами, выставленными на торги, и фактически поставленными с данной торговой площадки.

Источники: «Gas Matters», IHS-CERA, IEA, M. Kanai (Секретариат Энергетической Хартии).

² См., например: Конопляник А. Кто определяет цену нефти? Ответ на этот вопрос позволяет прогнозировать будущее рынка «чёрного золота» // Нефть России. 2009. № 3. С. 7–12; № 4. С. 7–11; Он же. Эволюция механизмов ценообразования на мировом рынке нефти: проблемы и риски движения от рынка физической к рынку бумажной энергии: Выступление с обзорным докладом на Пленарном заседании 3 «Новые явления на мировом рынке нефти. Инвестиции в нефтегазовом секторе» // I Российский нефтяной конгресс. Москва. Центр международной торговли. 2011. 14–16 марта; Konoplyanik A. Energy markets, financial & monetary systems: Presentation at the workshop organized by Norwegian Centre for Strategic Studies (SEFOSS). Norway, Narvik, 24 June 2011 (www.konoplyanik.ru).

³ Там же.

цен, что прямо противоречит цели, закладываемой в основу философии либерализации европейского рынка газа, – обеспечить снижение цен для конечных потребителей в Европе.

Отсюда вывод: сектор спотовой/биржевой торговли с присущим ему ценообразованием должен иметь ограниченное место (свою конкурентную нишу) на рынке газа континентальной Европы (например, в пиковой и полупиковой зонах графика нагрузки). Наряду с этим должна сохраниться конкурентная ниша долгосрочных контрактных поставок, в чём российская команда экспертов продолжает настойчиво убеждать наших европейских коллег (энергетических регуляторов стран-членов ЕС и представителей Еврокомиссии) в ходе продолжающихся неформальных консультаций по проблемным вопросам Третьего энергетического пакета ЕС.

СОХРАНЕНИЕ СТАТУС-КВО?

Сегодня преобладающим методом формирования цены на газ в Европе является её привязка к ценам на нефтепродукты в рамках ДСЭГК Гронингенского типа. Исследование ЕС⁴ показало, что три четверти цены поставляемого в Евросоюз газа привязаны к двум нефтепродуктам: лёгкому дистиллятному топливу (газойлю и дизтопливу – LFO) и тяжёлому дизельному (топочному мазуту – RFO) (см. рис. 2). Для крупных экспортёров газа (Россия, Норвегия, Нидерланды) это соотношение ещё больше – около 90% – с преобладанием тех же двух нефтепродуктов (см. рис. 3).

Такая нефтепродуктовая привязка была введена в Нидерландах в 1962 г. в рамках первоначального контракта по месторождению Гронинген (см. рис. 4). Она отражала концепцию «стоимости замещения газа у конечного потребителя». Эти нефтепродукты тогда действительно были альтернативой «голубому топливу» в домашних хозяйствах (газойль/дизтопливо), в промышленности и электроэнергетике (мазут). С тех пор перечень энергетических альтернатив газу в различных секторах существенно вырос и продолжает расти, хотя контрактные формулы по-прежнему привязаны к газойлю, дизтопливу и мазуту. Это свидетельствует об увеличении разрыва между экономической сутью формулы «нефтепродуктовой индексации», построенной на концепции «стоимости заме-

Рис. 2. Структура индексации цен газа в ЕС



Источники: Energy Sector Inquiry 2005/2006.

Стоимость нефтепродуктов оказывает решающее влияние на индексацию цен газа в ЕС

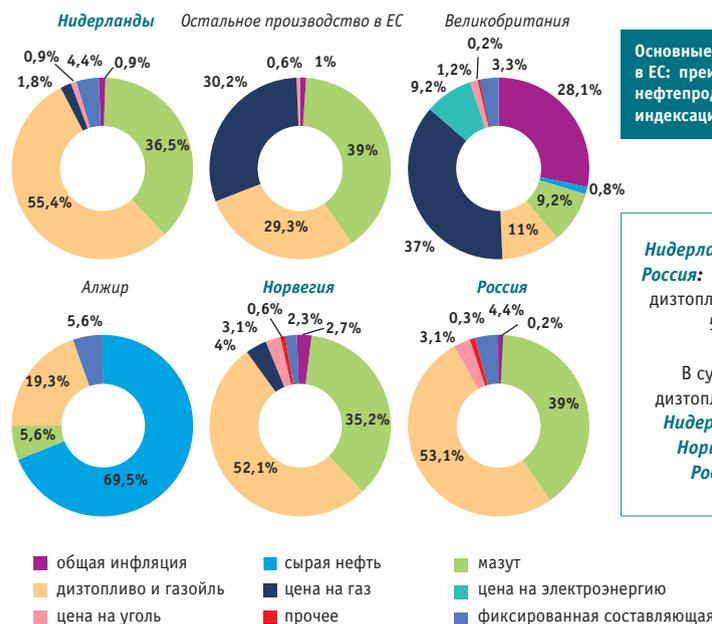
Европейский союз

начале 1960-х годов, этапе развития газовых рынков основной контрактной практики принцип «стоимости замещения»? Или же в основе сохранения «нефтяной» (нефтепродуктовой) индексации лежат уже другие факторы?

Приведу только один аргумент для такого обсуждения. Нефтепродуктовая индексация была впервые примене-

Рис. 3. ДСЭГК в ЕС: индексация производителем

Индексация отличается в зависимости от страны-экспортёра



Источники: Energy Sector Inquiry 2005/2006.

Основные экспортёры газа в ЕС: преимущественно нефтепродуктовая индексация

Нидерланды, Норвегия, Россия: мазут = 35–39%; дизтопливо и газойль = 52–55%;
В сумме мазут + дизтопливо и газойль: Нидерланды ≈ 92%, Норвегия ≈ 87%, Россия ≈ 92%

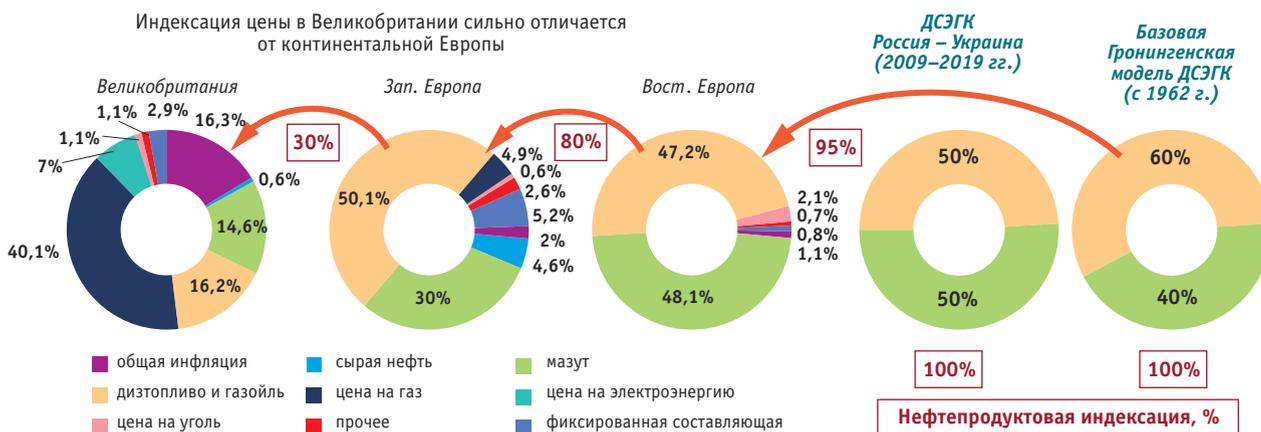
нения», и ее воплощением в контрактной практике, особенно после 1970-х годов. Тогда, после нефтяных кризисов, газойль, дизтопливо и мазут стали терять свои конкурентные ниши в соответствующих секторах (особенно последний, который перестал быть доминирующим видом топлива в промышленности и электроэнергетике). Сохранение статус-кво в сложившихся обстоятельствах, по моему мнению, означает дальнейшее отклонение от концепции «стоимости замещения», представленной в ДСЭГК Гронингенского типа.

Однако возникает вопрос: остаётся ли сегодня на качественно ином, нежели в

на на этапе вхождения газа в энергетический баланс Западной Европы на базе освоения крупнейшего в то время Гронингенского месторождения. Тогда нужно было обеспечить на долгий срок (на период максимально эффективного отбора его запасов) сохранение конкурентоспособности нового энергоресурса по сравнению с нефтепродуктами, являвшимися в то время традиционными энергоносителями в сферах намечаемой «газовой экспансии». Поэтому привязка к ним была необходимым условием завоевания и сохранения газом своей рыночной ниши. Ибо, как известно, в формулы привязки

⁴ Energy Sector Inquiry 2005–2006. DG COMP [SEC(2006)1724. 10 January 2007] (<http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>)

Рис. 4. ДСЭГК в Европе: индексация по регионам – историческая эволюция от менее к более «либеральным» рынкам



Эволюция структуры ценовой формулы ДСЭГК: от простого к более сложному

Обоснование структуры ДСЭГК Россия – Украина 2009 г.: практичнее (понятнее и надёжнее) начинать с менее сложной формулы ценообразования => схожа с базовой Гронингенской формулой. Дальнейшая (вероятная) эволюция структуры формулы: в сторону «диверсификации» индексации цены по типу Вост. Европы => Зап. Европы => Великобритании => **УХОД ОТ НЕФТЕПРОДУКТОВОЙ ИНДЕКСАЦИИ И НЕФТЯНОГО ПАРИТЕТА!**

Источники: Energy Sector Inquiry 2005/2006.

вводятся специальные понижающие коэффициенты, чтобы обеспечить конкурентоспособную цену «голубого топлива» по сравнению с энергоресурсами, которые оно было намерено вытеснить из сфер конечного потребления⁵.

Сторонники сохранения нефтяной (нефтепродуктовой) индексации говорят, что ныне, когда газ завоевал свою рыночную нишу в энергобалансах, потребность установления в контрактной формуле стартовой цены (PO), исходя из принципа «стоимости замещения», отпала (по аналогии с рынком нефти). Однако продолжение подобной практики, по их мнению, определяется совсем другими факторами, диктуемыми финансово-банковским сообществом.

Этот вопрос требует дальнейшего обсуждения, выходящего за рамки настоящей статьи.

Однако пока я прихожу к выводу о том, что необходимо не сохранять статус-кво, а постепенно адаптировать к новым реалиям сложившиеся структуры ценообразования, основывающиеся на экономическом принципе «стоимости замещения», в соответствии с их исторической эволюцией, о чём и пойдёт речь ниже.

Достигнем ли «НЕФТЯНОГО ПАРИТЕТА»?

Переход от текущего соотношения между ценой на газ и на нефть, колеблющегося в районе 0,6–0,8 для российских газовых контрактов⁶, к нефтяному паритету – это предпочтительный вариант, о чём заявляли «Газпром», Минэнерго России, Форум стран-экспортёров газа (ФСЭГ).

Как отмечалось выше, в период возникновения европейских ДСЭГК (в начале 1960-х годов) стоимость замещения газа на 100% основывалась на нефтепродуктовой индексации и была ниже нефтяного паритета. После 1970-х годов формулы такой индексации в европейских ДСЭГК сохранились, но роль нефтепродуктов в них ослабевала (см. рис. 4). Поэтому стоимость замещения газа двигалась вниз от нефтяного паритета. Тем не менее вышеупомянутые организации продолжают высказываться в поддержку нефтяной / нефтепродуктовой индексации (как предполагаемого фактора стабилизации цен на «голубое топливо») и за достижение «нефтяного паритета» (в долларах за британскую тепловую единицу). По этому поводу было сделано два заявления на министерских встречах ФСЭГ (от 19

апреля и 2 декабря 2010 г.). Так, генеральный секретарь этой организации Л. Бохановский отметил: «Существует единое мнение, что газ сейчас недооценён, что цены не соответствуют инвестиционным затратам на его добычу. В США газ на спотовом рынке стоит четыре доллара за 1 млн БТЕ, в Великобритании – в среднем шесть долларов, в то время как нефть марки Brent в переводе на БТЕ – порядка 14 долларов. Так что при сравнении с нефтью газ должен стоить дороже как минимум в два – три раза»⁷.

Я вижу только один способ, благодаря которому технически возможно и сохранить ценообразование на газ с нефтепродуктовой индексацией, и достичь нефтяного паритета. Обычно стоимость мазута примерно на треть ниже, чем у сырой нефти, а цена на газойль и дизтопливо примерно на 15% выше. Поэтому достижение паритета арифметически возможно почти при полном отказе от использования мазута в формулах индексации и при привязке цены на газ практически только к газойлю и дизтопливу. Но, хотя такая теоретическая возможность действительно существует, это, во-первых, нарушает концепцию формирования цены на газ по принципу «стоимости замещения», выработанную в 1962 г. и за последние 50 лет распространяющуюся по всей «энергетической Европе»⁸. Во-вторых, будет более чем слож-

⁶ Фейгин В., Ревенков В. Природный газ в международной торговле: совершенствование традиционных методов ценообразования и новые подходы // Выступление на Международном научном семинаре «Современные рынки природного газа: барьеры и стимулы развития». Москва. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2009. 24 ноября.

⁵ См. Например: Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ // Секретариат Энергетической Хартии. Брюссель, 2007. 277 с. (глава 4.4).

⁷ «Известия». 2010. 3 декабря.

но убедить покупателей российского газа перейти на новую формулу, которая ведёт к повышению цены. Особенно в настоящее время, когда они борются с «Газпромом» и другими экспортёрами за скидки с контрактных цен. Поэтому в практическом смысле такой вариант, на мой взгляд, вряд ли является реализуемым, по крайней мере, в условиях сохраняющегося пока избытка предложения газа в Европе.

Можно ли превзойти «НЕФТЯНОЙ ПАРИТЕТ»?

Отход от нефтепродуктовой индексации и превышение нефтяного паритета – вполне реальная цель. Для её достижения нужно радикально изменить механизм ценообразования на энергоресурсы путём, например, введения в цену экологического компонента по принципу «загрязнитель платит». Так как газ – это самое чистое ископаемое топливо, цена на него до уплаты налогов может быть самой низкой по сравнению с конкурирующими энергоносителями. В этом случае количество составляющих формулы ценообразования увеличивается, а роль нефтяной (нефтепродуктовой) привязки, наоборот, уменьшается. При этом конечный результат как раз и будет соответствовать ожиданиям производителей и экспортёров газа (таких как «Газпром» и ФСЭГ). На мой взгляд, вероятность подобного развития событий сейчас достаточно мала из-за фактического провала Конференции ООН по изменению климата в декабре 2009 г. в Копенгагене. Поэтому на какое-то время «вариант 4» (см. рис. 1) остаётся для меня теоретическим.

Адаптировать формулы индексации?

Можно выделить несколько срезов в эволюционном развитии структуры формулы ценообразования ДСЭГК в Европе (см. рис. 4):

- от более простой к более сложной (независимо от того, когда началась реализация контрактных отношений в соответствующих странах⁹);
- чем дольше история контрактных отношений между экспортёрами и импортё-

рами и чем либеральнее рынок последних, тем сложнее корзина ценообразования в рамках ДСЭГК и ниже коэффициент нефтепродуктовой индексации в формулах цены – начиная со 100-процентной в самых первых контрактных структурах (Гронинген, 1962 г.; Россия и Украина, 2009 г.) с уменьшением до 95% в Восточной Европе, дальнейшим снижением до 80% в Западной Европе и, наконец, доведением до 30% в Соединённом Королевстве.

Из данных на рис. 4 для меня становится очевидной следующая общая тенденция: в последние 50 лет в континентальной Европе происходит отход от нефтяного паритета путём уменьшения доли нефтепродуктовой индексации. При этом, подчеркну, не революционным, а эволюционным образом. При сохранении «стоимости замещения» в качестве основополагающего принципа формирования цены газа посредством механизма индексации (формулы привязки), с точки зрения автора, наиболее предпочтительный и, быть может, наиболее вероятный сценарий изменений в формулах цены ДСЭГК в континентальной Европе и расширенной «энергетической Европе» – это адаптация данных договоров в соответствии с исторической эволюцией концепции «приведённая к пунктам сдачи-приёмки (нетбэк) стоимость замещения альтернативных газу энергоносителей у конечного потребителя» (см. вариант 5 на рис. 1).

Так, например, в самой конкурентной сфере применения газа – в электроэнергетике – он конкурирует в базе графика нагрузки с первичной электроэнергией (ядерная, гидроэнергия), в полупике – с углём, в пике – с возобновляемыми источниками (ВИЭ). Поэтому в данной сфере ценовая формула для газа может оказаться наиболее сложной. В то же время в этой области существует много нерешённых, остающихся дискуссионными проблем, например:

- как могут соотноситься в формуле два типа цен: на биржевые товары (формируемые в результате открытых торгов) и на дотируемые (такие как электроэнергия для некоторых групп потребителей и особенно активно субсидируемые государством возобновляемые источники энергии);
- в случае независимого использования в электроэнергетике газа и ВИЭ последние будут являться для «голубого топлива» не замещаемыми, а замещающими, поскольку цель государственных субсидий – обеспечить их конкурентоспособность (то есть фактически применение принципа «стоимости замещения» уже к ВИЭ против газа).

На мой взгляд, адаптацию формул индексации цены на газ в ДСЭГК целесообразно осуществлять посредством введения в них широкого спектра параметров, в том числе стоимостей замещения газа «нефтефтными» энергоресурсами. В то же время необходимо обеспечить долгосрочное резервирование транспортных мощностей во избежание проблем «контрактного несоответствия» между контрактами на поставку и на транспортировку в части как их объёмов, так и сроков действия. То есть требуется согласованное развитие рынка энергоресурса (газа) и мощностей по его доставке потребителю.

Структура поставок может быть двухсекторной. Это отражается в предложениях, обсуждаемых в настоящее время в рамках неформальных консультаций между российскими экспертами и энергетическими регуляторами стран-членов ЕС с участием представителей Еврокомиссии.

Первый сектор – долгосрочные поставки газа (основная/базисная нагрузка). Он предусматривает использование более гибких ДСЭГК, в том числе с более коротким сроком действия, плюс доступ к транспортным мощностям, соответствующим объёму и сроку действия ДСЭГК, плюс «модифицированные» формулы стоимости замещения газа с привязкой не только к нефтепродуктовым котировкам.

Второй сектор – краткосрочные поставки (в период дополнительной/пиковой и полупиковой нагрузки). Здесь предполагается использование краткосрочных договоров (менее одного года¹⁰), а также спотовых контрактов и фьючерсных котировок, устанавливаемых в региональных европейских «ликвидных хабах».

Данные вопросы требуют дальнейшего обсуждения в рамках неформального консультационного процесса с участием европейских экспертов и представителей поставщиков энергоресурсов в Евросоюз. Это позволит разъяснить и усовершенствовать положения Третьего энергетического пакета ЕС, уже вступившие в силу, посредством разработки связанных с ними документов (модель рынка газа, рамочные руководящие указания, сетевые кодексы/техрегламенты) с целью минимизации рисков и затрат для всех взаимозависимых участников трансграничных производственно-сбытовых цепей энергоносителей в расширяющейся «энергетической Европе». ■

⁸ См.: Конопляник А. Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования: ИНП РАН. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». 99-е заседание. 2009. 25 марта. – Москва: Изд-во ИНП РАН, 2010. 102 с.

⁹ Это, на мой взгляд, объясняет логику структуры ДСЭГК 2009 г. между Россией и Украиной: практичнее (понятнее и надёжнее) было начинать историю долгосрочных контрактных отношений между двумя странами с менее сложной формулы ценообразования, принципиально схожей с Гронингенской формулой 1962 г.

¹⁰ Согласно определению, приведённому в Регламенте 715/2009, ст. 2.1.15.