

«Российский газ в континентальной Европе, СНГ, Евразии: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования»

**А.А.Конопляник, д.э.н., профессор,
Профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес»
РГУ нефти и газа им.Губкина
(andrey@konoplyanik.ru , www.konoplyanik.ru)**

**Выступление на «Академических чтениях» РГУ нефти и газа им.Губкина,
Москва, 15 ноября 2012 г.**

Оглавление (1/2)

- 1. Эволюция энергетических рынков: от монополии к многовекторной конкуренции**
- 2. Рынок газа континентальной Европы/Евразии: пойдет ли он по нефтяному пути? Будет ли он таким же, как в США и/или Великобритании?**
- 3. Рынок газа – принципы ценообразования (экономическая теория: рента Рикардо и рента Хотеллинга)**
- 4. Рынок газа – принципы ценообразования (инвестиционная и торговая цена)**
- 5. ДСЭГК Гронингенского типа (Нидерланды) - «становой хребет» развития Европейского рынка газа**
- 6. Советские/российские ДСЭГК в ЕС: адаптация ДСЭГК Гронингенского типа для реалий политически разделенной Европы**
- 7. Путь советского / российского газа в Европу: цепь последовательных ДСК – и новые риски на этом пути в связи с политическими преобразованиями в Европе на рубеже 1980-х/1990-х годов**

Оглавление (2/2)

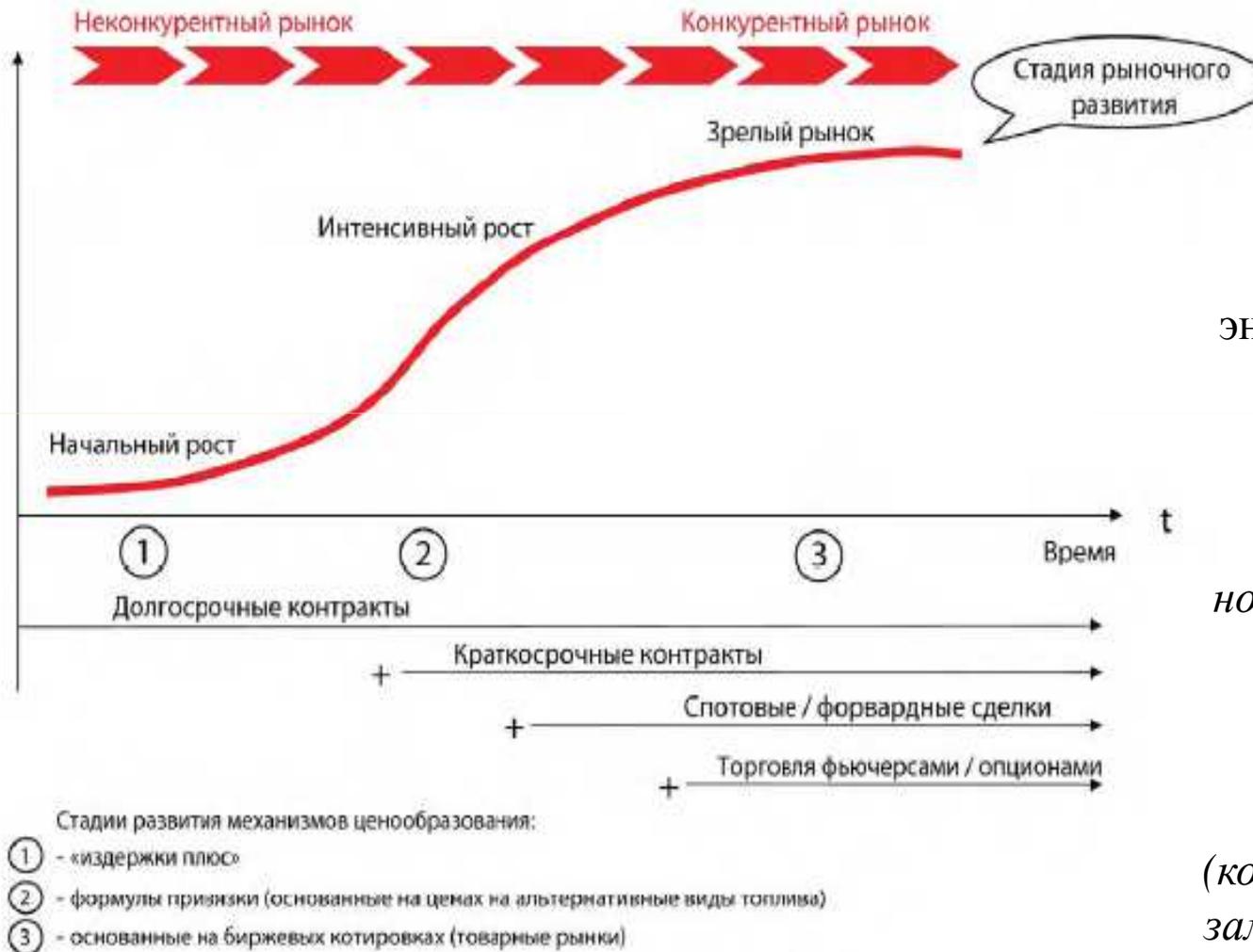
- 8. «Экспансия на Восток» Гронингенской модели ценообразования на рынке газа Европы/Евразии: 1962-2012 (экономика и политика)**
- 9. Европейский рынок газа: характер ценовой индексации и закономерности ее изменения**
- 10. Что сегодня является конкурентом газа в Европе?**
- 11. Третий энергетический пакет ЕС (газ)**
- 12. Третий энергетический пакет ЕС (газ) и Россия: новые риски в рамках старой структуры поставок - и новые возможности в рамках новой архитектуры рынка газа ЕС**
- 13. Рынок газа: развитие ликвидных рыночных площадок (хабов) в Европе – и мире**
- 14. Рынок газа в Европе: какова оптимальная модель рынка и механизмы ценообразования?**

1. Эволюция энергетических рынков: от монополии к многовекторной конкуренции

Эволюция рынков нефти и газа: от менее к более конкурентной среде (экономическая интерпретация «кривых Хабберта»)



Эволюция рынков нефти и газа: соотношение стадий развития, контрактных структур и механизмов ценообразования на восходящей ветви «кривой Хабберта»



Нарастающая диверсификация инфраструктуры и доступность альтернативных возможностей для энергоснабжения, как для **производителя** (альтернативные пути доставки и рынки, как географические, так и новые отрасли), так и для **потребителя** (альтернативные поставщики данного энергоресурса (конкуренция газ-газ) и его заменителей (конкуренция газ-не газ))

Рыночные стадии и механизмы ценообразования

Стадии развития энергетических рынков	Рынок физической энергии	Рынок бумажной энергии
Стадия начального роста => неконкурентные рынки физической энергии, рынки бумажной энергии невозможны	Кост-плюс (ДСК)	нет
Стадия интенсивного роста => конкурентные рынки физической энергии, рынки бумажной энергии неразвиты	+ нэт-бэк от стоимости замещения (НБСЗ) (ДСК)	нет
Стадия насыщения => конкурентные рынки физической и бумажной энергии	+ Спот (внебиржевой рынок)	+ Фьючерсы-опционы (биржа и внебиржевой рынок)

**2. Рынок газа
континентальной
Европы/Евразии: пойдет ли
он по нефтяному пути? Будет
ли он таким же, как в США
и/или Великобритании?**

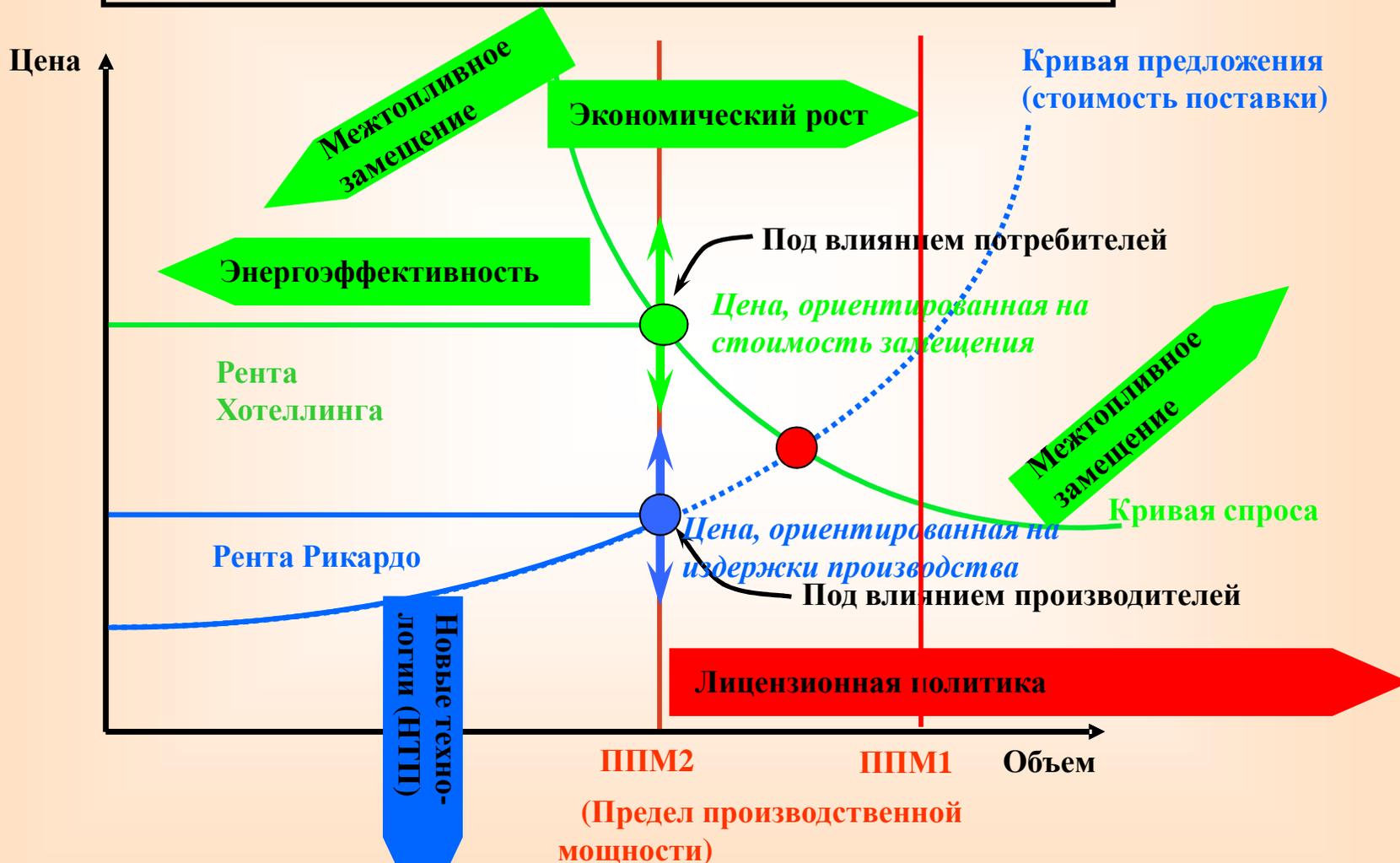
Станет ли газ, как и нефть, (иновым) биржевым товаром?						
Северная Америка и Великобритания				Континентальная Европа и Япония / Корея		
➢ развитие на базе собственных ресурсов, изначально нет зависимости от импорта				➢ с самого начала высокая зависимость от импорта		
➢ поставки на основе малых и средних газовых месторождений				➢ поставки на основе импорта с гигантских и сверх-гигантских месторождений		
➢ стандартизованное владение ренты, решения по развитию принимает частный сектор				➢ максимизация ренты странами-экспортёрами, решения о развитии принимают страны-экспортёры		
➢ эластичность спроса благодаря электроэнергетике				➢ ограниченная эластичность спроса		
➢ конкуренция между поставщиками газа, но цены на газ всё ещё следуют ценам на нефть				➢ ценовые формулы привязаны к ценам на нефть		
			<i>Связи</i>			
реструктуризация рынка с 1980-х годов			□ модель для реформ		реструктуризация рынка с конца 1990-х годов	
Северная Америка		Великобритания	Торговля СПГ	ЕС (конт. страны)		Япония / Корея
узлы (спотовой торговли) созданы промышленностью, чётки TCO, много участников, потенциал поглощения больших объёмов СПГ	⇔	НBP создано механизм регулирования, чётки T5-10, много игроков, потенциал поглощения ограниченных объёмов СПГ	нет узлов (спотовой торговли) СПГ, но СПГ передаёт ценовые сигналы	мало узлов, созданных промышленностью, чётки <10, мало сильных участников, доминируют долгосрочные контракты	⇔	пока нет узлов (спотовой торговли), несколько сильных участников, доминируют долгосрочные контракты

Источник: «Цена энергии: формирование международных механизмов ценообразования на нефть и газ», Секретариат Энергетической Хартии, 2007, с.113

3. Рынок газа – принципы ценообразования (экономическая теория: рента Рикардо и рента Хотеллинга)

Ценообразование на невозобновляемые энергетические ресурсы: рента Рикардо и рента Хотеллинга

Рента Рикардо + рента Хотеллинга = ресурсная рента



Три ключевых механизма формирования цены на газ и извлечение ренты

- **Кост-плюс (издержки-плюс, нэт-форвард):**

Рента **Рикардо** (долгосрочная разница между издержками и предельными издержками) => используется на рынке *физического* товара (газа)

- **(Нэт-бэк) от стоимости замещения у конечного потребителя :**

Рента **Рикардо**

+ рента **Хотеллинга** (долгосрочная разница между предельными издержками и стоимостью замещения конкурирующими видами топлива у конечного потребителя) => используется на рынке *физического* товара (газа)

- **Спот и Биржевая цена (фьючерсы/опционы):**

Рента **Рикардо** + рента **Хотеллинга**

+/- **Непредвиденная** прибыль / убытки (для покрытия краткосрочных дисбалансов спроса/предложения; разница между равновесной ценой спроса/предложения и стоимостью замещения) => используется на рынке *физического* (спот/форвард) и *бумажного* товара (газовых контрактов/деривативов)

4. Рынок газа – принципы ценообразования (инвестиционная и торговая цена)

Три основных механизма ценообразования в международном нефтегазовом бизнесе (терминология)

- **«Кост-плюс»/«издержки-плюс» (нет-форвард):** привязка к издержкам добычи и доставки нефти/газа потребителю (плюс приемлемая норма прибыли) => применяется на неконкурентных рынках «физической» нефти/газа/энергии => **нижний** предел цены (приемлемая, «справедливая» цена) для **производителя** => **«инвестиционная»** цена
- **«Стоимость замещения у потребителя» (плюс «нет-бэк», если пункт сдачи-приемки не у потребителя):** привязка (минус дисконт) к ценам конкурирующих с нефтепродуктами / газом энергоресурсов у конечного потребителя => применяется на конкурентных рынках «физической» нефти/газа/энергии => **верхний** предел цены (приемлемая, «справедливая» цена) для **потребителя** => **«инвестиционная»** цена
- **Спотовое/биржевое ценообразование:** цена балансирующая спрос/предложение на конкурентных рынках «физической» (спот/форвард) и/или «бумажной» (финансовые деривативы, привязанные к фьючерсным контрактам) нефти/газа/энергии => приемлемая («справедливая») цена для **спекулянтов** => **«торговая»** цена

Экономические предпосылки для применения различных механизмов ценообразования на разных стадиях жизненного цикла инвестиционного проекта



Энергоресурс входит на рынок; упреждающая оценка CAPEX и OPEX (с учетом рисков) для обоснования приемлемой ВНР; потребность в более высокой цене отсечения

Энергоресурс закрепился на рынке; CAPEX окупился; технологическая возможность у конечных потребителей по переключению между замещающими (конкурирующими) энергоресурсами; только OPEX определяют уровень цены отсечения; риски ниже (learning curve); допустима более низкая цена отсечения для сохранения приемлемой ВНР

Механизм «S-curve» (текущих колебаний цен в пределах цен отсечения) для механизма индексации в рамках ДСЭГК в Европе (предложение автора)



**5. ДСЭГК Гронингенского
типа (Нидерланды) -
«становой хребет» развития
Европейского рынка газа**

Формирование цены НБСЗ на невозобновляемые энергоресурсы: экономическая и законодательная база

Государство-владелец ресурсов: **максимизация долгосрочной природной ренты** => **суверенное право** экспортера / государства-владельца ресурсов продавать газ на экспортном рынке с максимальной стоимостью замещения (СССР/Россия => ЕС):

- **Экономическая база:** groningenская модель ДСЭГК (Нидерланды, 1962 г.) = долгосрочный контракт + формула ценообразования, привязанная к стоимости замещения газа (к ценам замещающих газ видов топлива на конкурентном энергетическом рынке) + механизм пересмотра цен (+ «нэт-бэк» до точки доставки) => сбыт газа на развивающемся рынке в конкурентной ценовой среде с обоюдной выгодой для производителя и потребителя
- **Законодательная база:** Резолюция Генеральной Ассамблеи ООН №1803 (1962 г.) + Статья 18 ДЭХ (1994/98 г.) = (постоянный) суверенитет государства в отношении природных / энергетических ресурсов

Основные элементы голландской модели ДСЭГК

Голландская (Гронингенская) концепция долгосрочного экспортного газового контракта (ДСЭГК)=

- = долгосрочный контракт,
- + цена газа привязана к стоимости его замещения (стоимости альтернативных газу энергоносителей у потребителя – на горелке),
- + регулярный пересмотр цены в рамках контрактной формулы, возможность адаптации формулы цены,
- + минимальные обязательства по оплате (бери и/или плати),
- + нет-бэк к пункту сдачи-приемки (стоимость замещения газа у конечного потребителя минус стоимость транспортировки до него от пункта сдачи/приемки),
- + оговорки о пунктах конечного назначения.

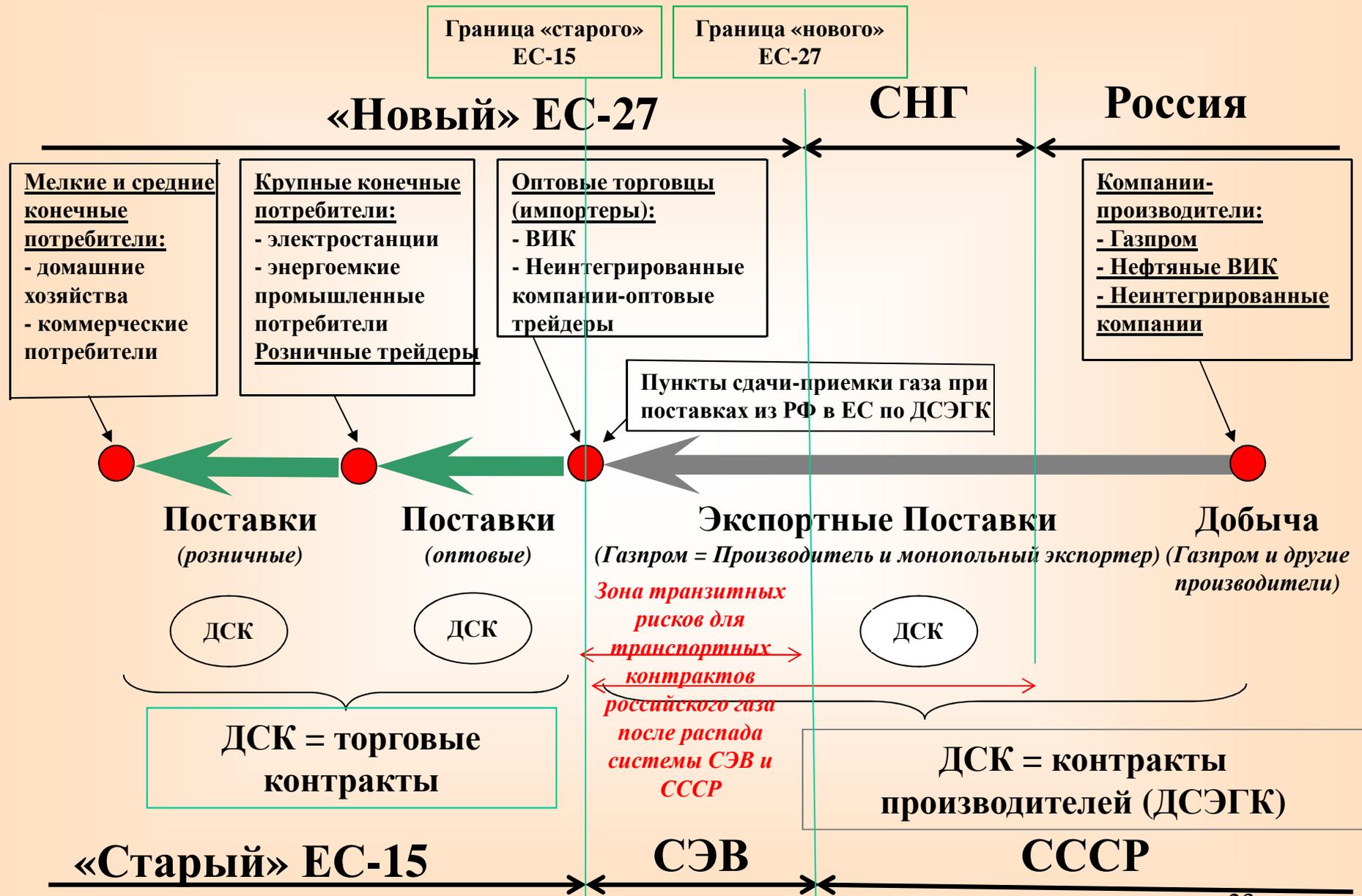
**6. Советские/российские
ДСЭГК в ЕС: адаптация
ДСЭГК Гронингенского типа
для реалий политически
разделенной Европы**

Гронингенская (голландская) и российская/советская модели ДСЭГК: общее и отличное

	Гронингенская модель ДСЭГК (с 1962)	Российская/советская модель ДСЭГК (с 1968)	Российская/советская специфика (почему российские/советские ДСЭГК отличаются от Гронингенской модели ДСЭГК)
Продолжительность контрактов	Долгосрочный	Еще более долгосрочный	Более крупные западносибирские месторождения и удельные капиталовложения в их освоение, более протяженные дальности транспортировки и периоды окупаемости инвестиций
Пункты сдачи-приемки	На полпути к конечному потребителю	На полпути к конечному потребителю – на внешней границе ЕС-15; один пункт сдачи-приемки обслуживает несколько конечных потребителей	Исторически – на политической границе между «Востоком» и «Западом»
Ценообразование	Стоимость замещения (мазут + газойль / дизтопливо) + нет-бэк к пунктам сдачи-приемки + регулярный пересмотр цен и формулы цены + минимальные обязательства по оплате (бери и/или плати)		На Западе: для экспортных и внутренних поставок На Востоке: только для экспортных поставок
Защита от ценового арбитража	Оговорки о пунктах конечного назначения		Имеют большую важность, поскольку один пункт сдачи-приемки обслуживает несколько экспортных контрактов с различными контрактными ценами предназначенными для разных рынков
Роль транзита	Отсутствует (незначительная)	Значительная – особенно после распада СЭВ и СССР и после расширения ЕС	Новые суверенные государства появились вверх по производственно-сбытовой газовой цепи от пунктов сдачи-приемки газа + новые правовые нормы, дискриминирующие транзит (ЕС)

**7. Путь советского /
российского газа в Европу:
цепь последовательных ДСК
– и новые риски на этом пути
в связи с политическими
преобразованиями в Европе
на рубеже 1980-х/1990-х годов**

Исторически сложившаяся контрактная структура сегодняшней трансграничной производственно-сбытовой цепи газоснабжения Россия - ЕС



**8. «Экспансия на Восток»
Гронингенской модели
ценообразования на рынке
газа Европы/Евразии: 1962-
2012 (экономика и политика)**

ЦЕНЫ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ НА РОССИЙСКИЙ ГАЗ ДЛЯ ЕС И СТРАН ПО ТРАССЕ ЭКСПОРТНОГО ТРУБОПРОВОДА – И РЕНТА ХОТЕЛЛИНГА

ЦЕНА РОССИЙСКОГО ГАЗА ДЛЯ ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И СНГ



- Прим.: 1- Показатели представлены исключительно в иллюстративных целях и, таким образом, отражают примерно текущие уровни и изменения цен
 2- График "Рыночная цена нет-бэк в ЕС" построен по данным публикации МЭА "World Energy Outlook 2006"
 3- Динамика цен после 2007 - исключительно иллюстративна.
 4- Цены для Украины и Беларуси, по информации открытых источников, в последние годы:
 Украина - цена российского газа: 230 \$/млн.м³ (2006) ; Средняя цена газа (для смеси российского/среднеазиатского газа): 95 and 135 \$/млн.м³ (2006 и 2007, соотв.)
 Беларусь - цена российского газа : 100 \$/млн.м³ (2007). Цена достигла рыночного уровня к 2011 в соотв. со след. установленными шагами (67, 80, 90 и 100% с 2008 по 2011)
 5- Условная цена российского газа - для определения объемов газа в качестве компенсации за транзитные услуги.
 Украина: 80 \$/млн.м³ до 1998; 50 \$/млн.м³ с 1998 по 2006

PX

Рента Хотеллинга (PX) или ее часть, передаваемая от страны-экспортера стране-импортеру

Издержки-плюс ?

Источник: «Цена энергии: Международные механизмы формирования цен на нефть и газ», СЭХ, 2007, с.194; <www.encharter.org>

Россия и страны бывшего СССР/СЭВ: экономические причины различной чувствительности перехода к рыночно ориентированной системе ценообразования на газ

	Чехия и Словакия	Украина	Беларусь
Внутренние мотивации / внешние обязательства по переходе к рыночному ценообразованию \ ценам	(Нет) / Да (вступление в ЕС)	Нет / Нет	Нет / Нет
Разрыв между «рыночной» и «политической» ценой, долл. / 1000 куб.м, и динамика цен перед переходом	10- (1998); снижение	15 (1998), 160 (2005); рост	25 (1998), 170+ (2006); рост
Относительная экономическая важность / политическая чувствительность	Низкая	Высокая	Самая высокая (Союзное гос-во)(*)

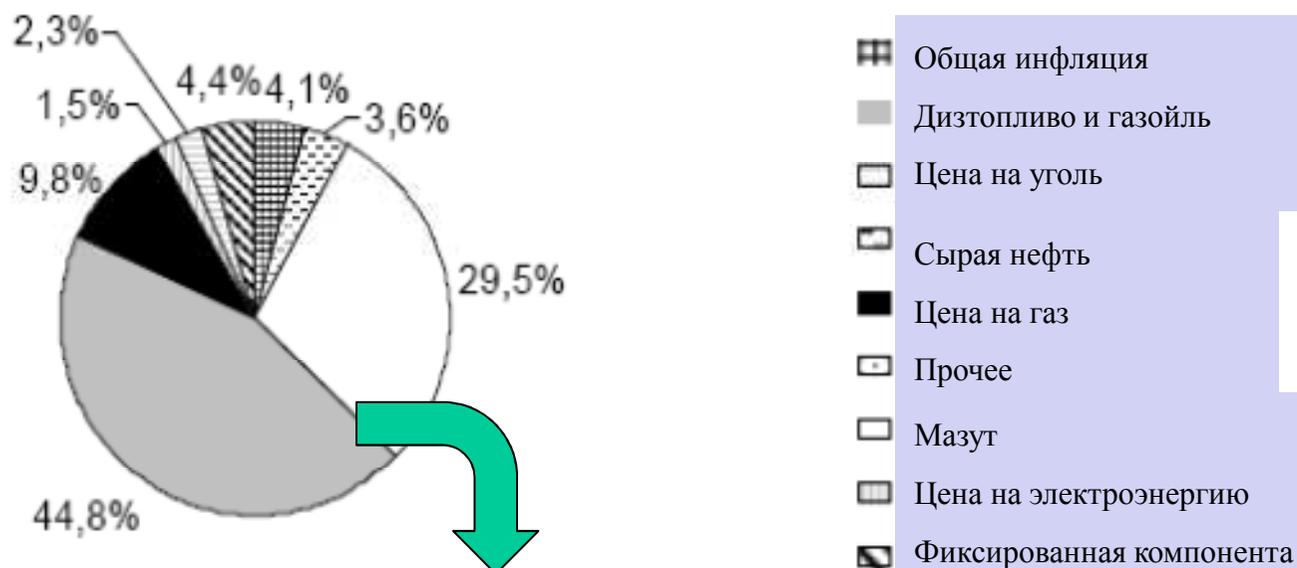
(*) С 2012 г. экспортная контрактная цена российского газа для Беларуси рассчитывается снова как КОСТ-ПЛЮС

9. Европейский рынок газа: характер ценовой индексации и закономерности ее изменения

Структура индексации цен газа в ЕС

Стоимость нефтепродуктов оказывает решающее влияние на индексацию цен газа в ЕС

Европейский Союз



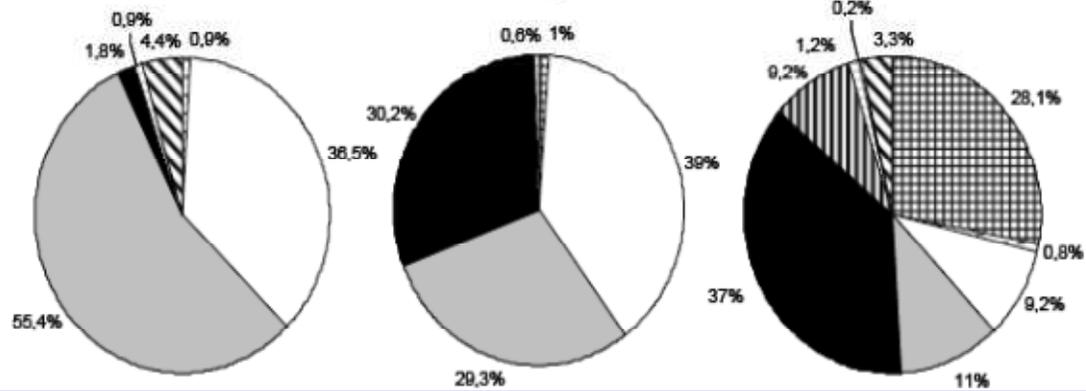
Мазут +
дизтопливо и
газойль
= 75%

Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006

ДСЭГК в ЕС: Индексация производителем

Индексация отличается в зависимости от страны-экспортера

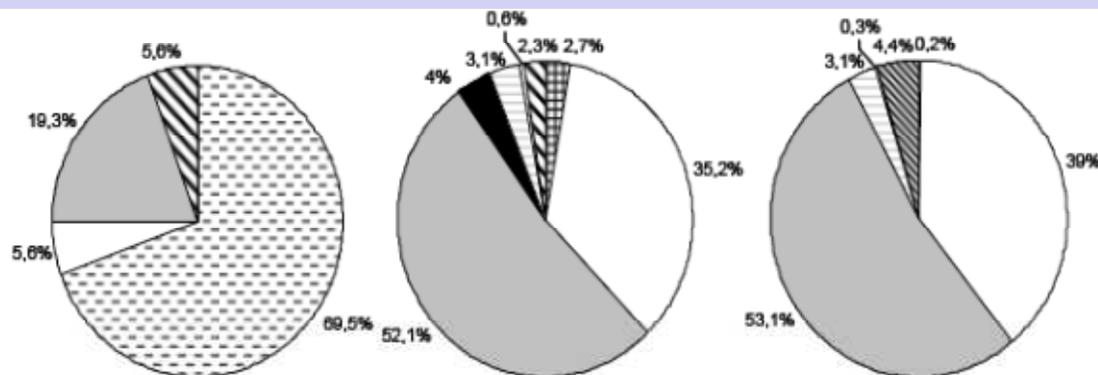
Нидерланды Остальное производство в ЕС Великобритания



Алжир

Норвегия

Россия



Общая инфляция
Дизтопливо/газойль
Цена на уголь

Сырая нефть
Цена на газ
Прочее

Мазут
Цена на электроэнергию
Фиксированная

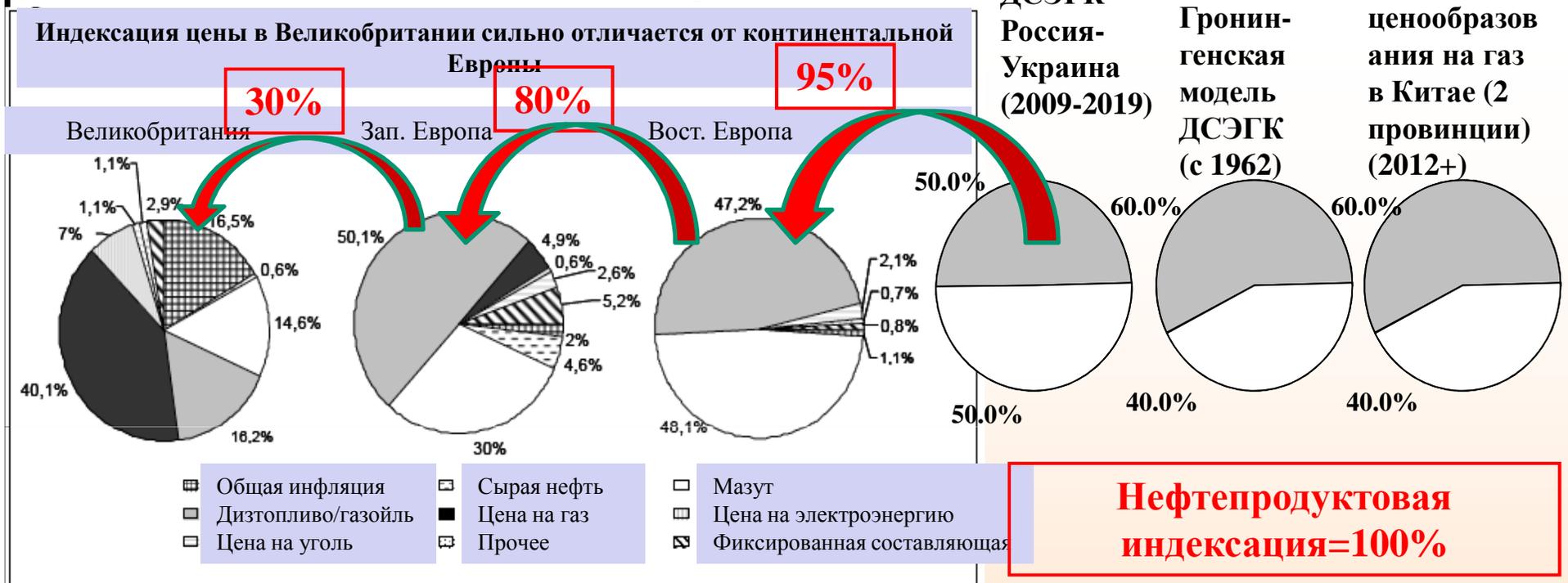
Нидерланды, Норвегия, Россия:
мазут = 35-39%;
дизтопливо и газойль = 52-55%;
В сумме М+ДТ/Г:
Нидерланды = 92%,
Норвегия = 87%,
Россия = 92%



Основные экспортеры газа в ЕС:
преимущественно нефтяная индексация

Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006

Эволюция структуры ценовой индексации европейских ДСЭГК при движении от менее к более либерализованным рынкам



Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006

Эволюция структуры ценовой формулы ДСЭГК: от простого к более сложному

Обоснование структуры ДСЭГК Россия-Украина (2009) и Китай (2012): практичнее (понятнее и надежнее) начинать с менее сложной формулы ценообразования, схожей с отработанной на практике базовой гронингенской формулой

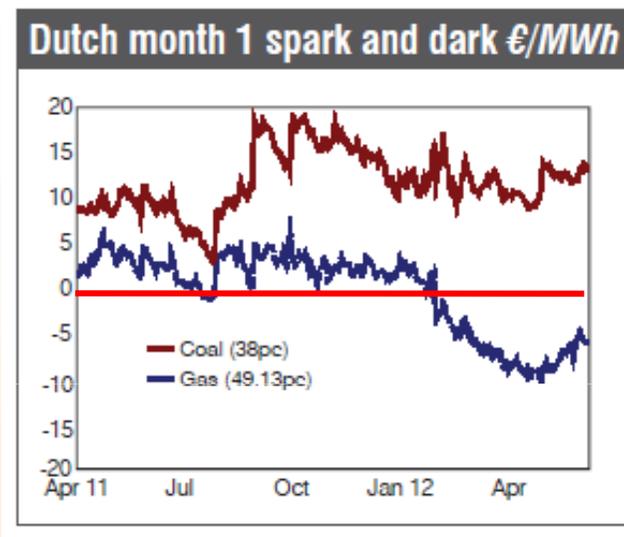
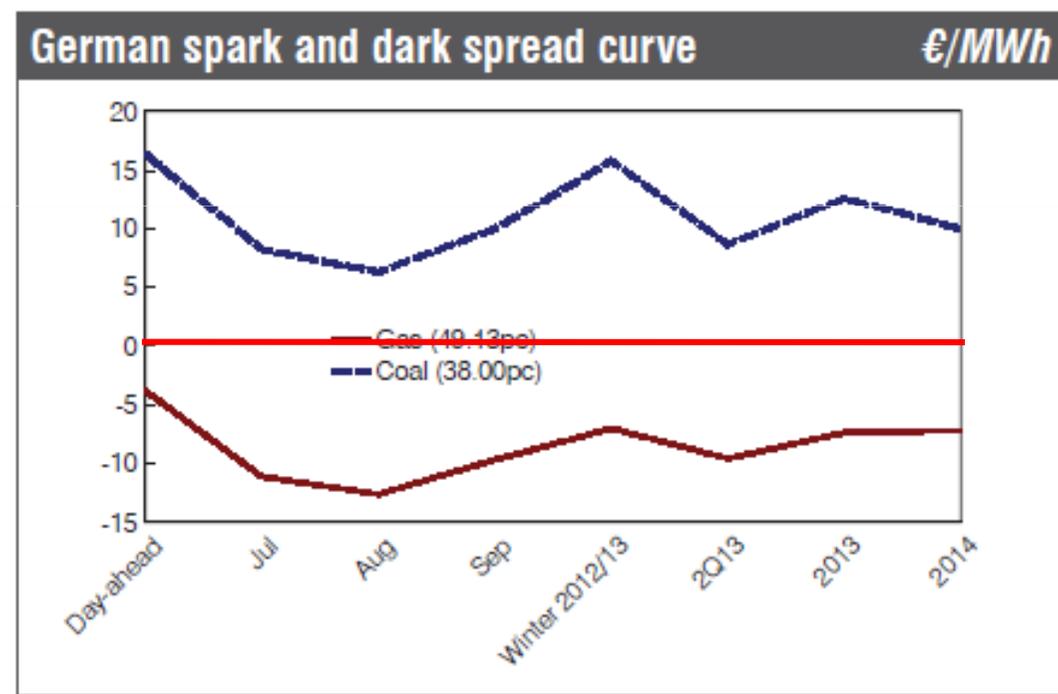
Вероятная дальнейшая эволюция структуры формулы: в сторону «диверсификации» индексации цены по траектории Вост. Европа => Зап. Европа => Великобритания =>

=> УХОД ОТ НЕФТЯНОЙ ПРИВЯЗКИ ???!!!

10. Что сегодня является конкурентом газа в Европе?

Газ в электроэнергетике в Европе

Газ с нефтепродуктовой индексацией цены стимулирует угольный Ренессанс в Европе



Based on: Walter Boltz. Presentation on “Gas Pricing” at the 11th round of informal Russia-EU expert consultations on the Third EU Energy package issues/4th meeting Work Stream on Internal Markets, Russia-EU Gas Advisory Council, Moscow, Gazprom / Gazprom export, 26-27.06.2012

Source of the two figures: Argus Media, Power in Europe, 13 June 2012

Нефтепродуктовая индексация цены газа и новые реалии в электроэнергетике ЕС (1)

- **Конкурирующие/замещающие энергоресурсы** (основа для индексации цены газа):
 - **В структуре ДСЭГК:** в течение всего периода – мазут и газойль/дизтопливо (континентальная Европа)
 - **В реальной действительности:** исторически – мазут (1960-е/1970-е), сегодня - уголь и ВИЭ
- **Газ vs ВИЭ:** *новые* газовые ТЭЦ vs *новые* ВИЭ-электростанции (ветровые, солнечные):
 - **Новые ВИЭ-электростанции:** “обязательная” (приоритетная) генерация => субсидирование CAPEX + нулевая топливная составляющая OPEX (даже после прекращения субсидирования по окончании срока окупаемости)
 - **Новые газовые ТЭЦ:** только как резервные мощности для ВИЭ-электростанций (высокие контрактные цены газа препятствуют его использованию в качестве топлива для базы графика нагрузки) => низкий КИУМ + несубсидированные CAPEX + высокая топливная составляющая OPEX => запретительно высокие сроки окупаемости/низкие уровни ВНР

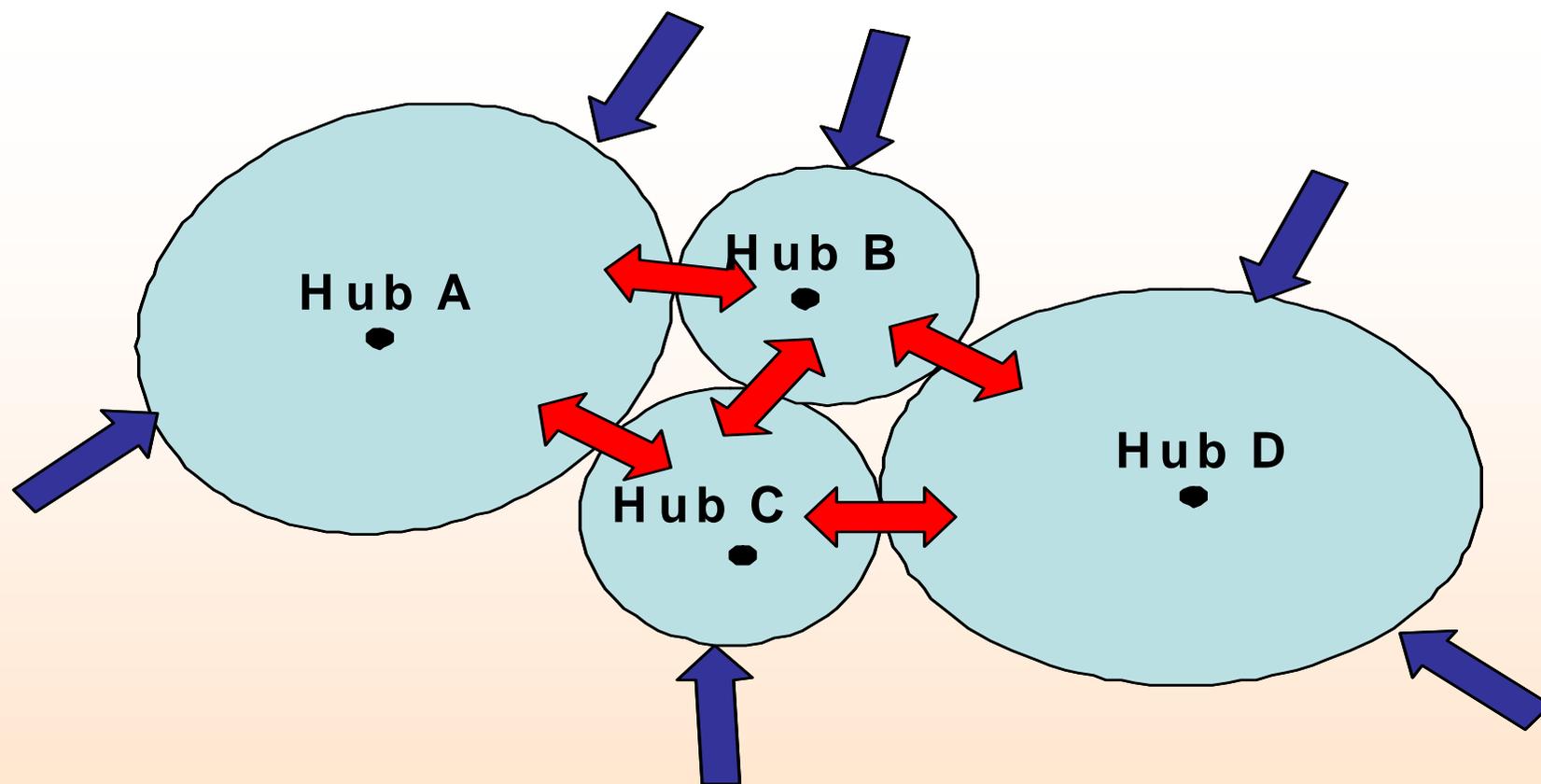
Нефтепродуктовая индексация цены газа и новые реалии в электроэнергетике ЕС (2)

- **Газ vs Уголь: новые газовые ТЭЦ vs старые угольные ТЭС:**

- **Новые газовые ТЭЦ:** окупить новые CAPEX + высокая топливная составляющая OPEX (если нефтепродуктовая индексация цены газа) => «spark spread» (эл.эн - газ) *отрицательный* в ЕС
- **Старые угольные ТЭС:** CAPEX уже окупились + низкая топливная составляющая OPEX (цены угля в ЕС ниже контрактных газовых в результате сланцевой революции в США: дешевый газ вытеснил уголь из электроэнергетики США => экспорт дешевого угля из США в Европу) => «dark spread» (эл.эн. - уголь) *положительный* в ЕС
- **+ экология: нетто-спрэды** (с учетом низких текущих спотовых цен на выбросы CO₂: с 30 до менее 10 долл./tCO₂ за 2008-2012) изменились в пользу угля: до середины 2010 г. разница «нетто-дарк-спрэд (NDS) минус нетто-спарк-спрэд (NSS)» была отрицательной и уменьшалась, с середины 2010 г. она стала положительной и растет => низкие цены на выбросы CO₂ работают в пользу угля и против газа

11. Третий энергетический пакет ЕС (газ)

Будущая организация единого внутреннего рынка газа ЕС в соответствии с Третьим Энергетическим пакетом (1)



Трубопроводы-интерконнекторы между региональными зонами внутри ЕС

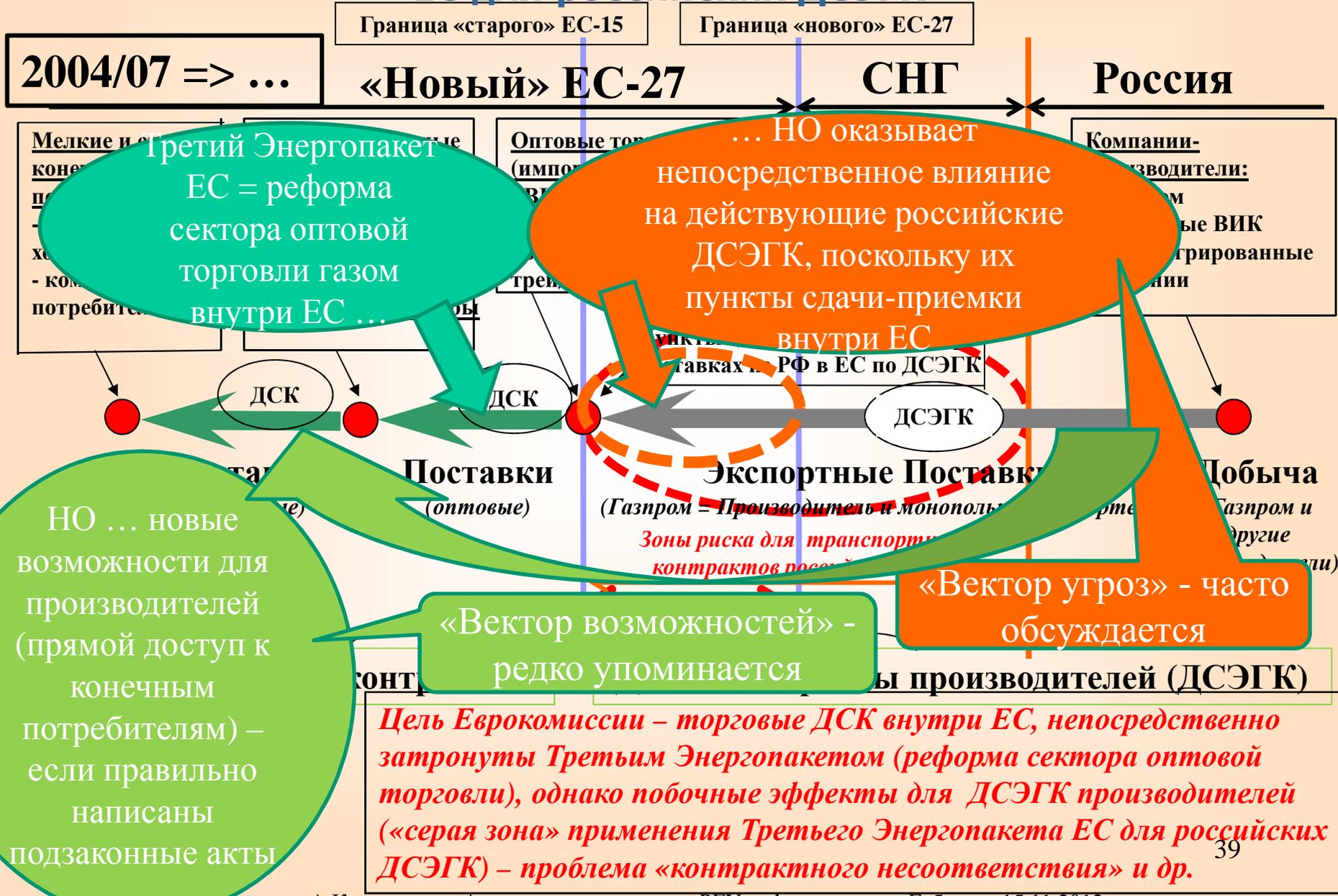


Поставки в ЕС извне ЕС

Источник: 17-й Мадридский Форум (январь 2010), энергетические регуляторы стран-членов ЕС

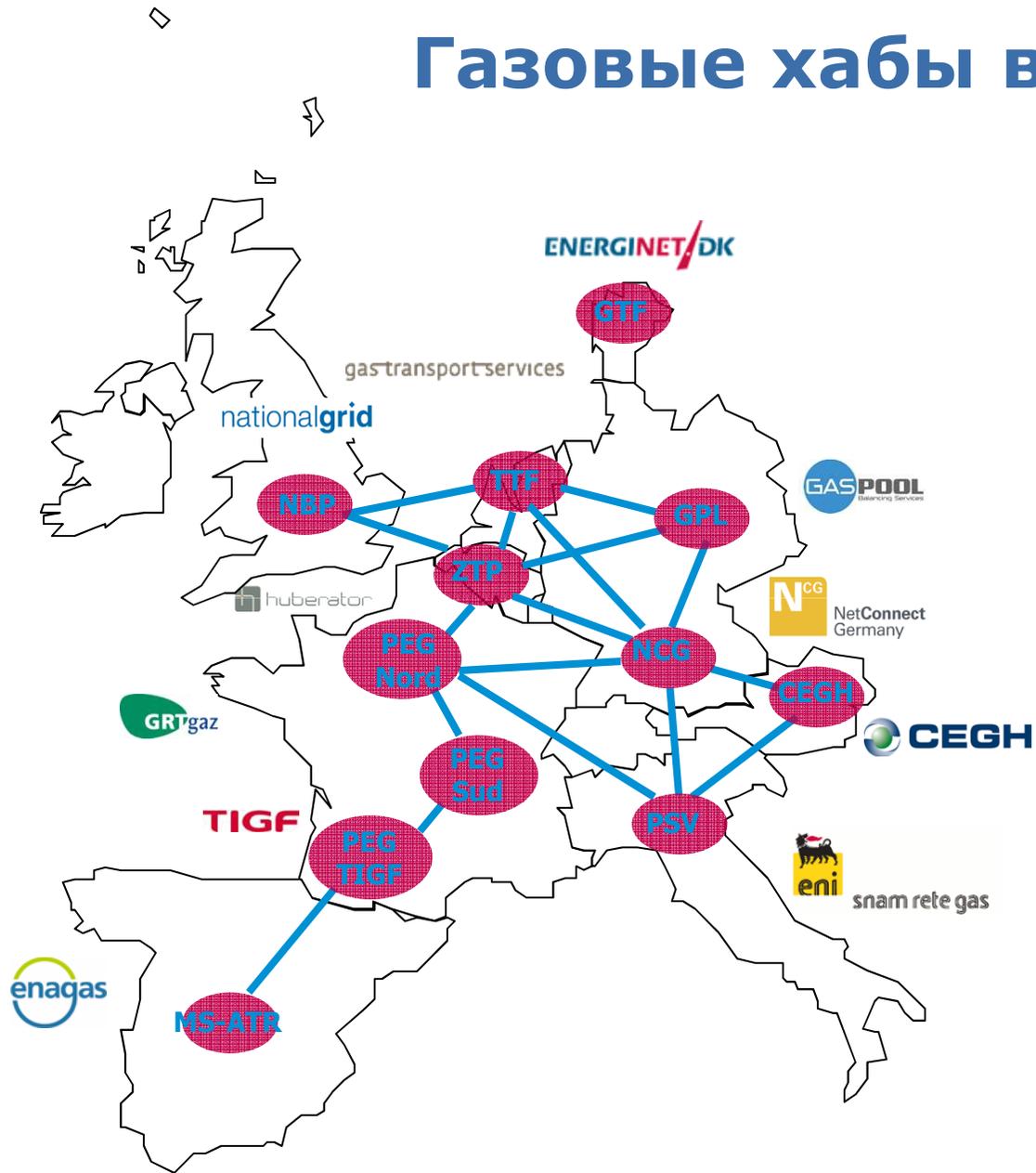
**12. Третий энергетический
пакет ЕС (газ) и Россия:
новые риски в рамках старой
структуры поставок - и
новые возможности в рамках
новой архитектуры рынка
газа ЕС**

Контрактная структура трансграничной цепи газоснабжения Россия-ЕС – и «серая зона» применения Третьего Энергопакета ЕС для российских ДСЭГК



13. Рынок газа: развитие ликвидных рыночных площадок (хабов) в Европе – и мире

Газовые хабы в ЕС



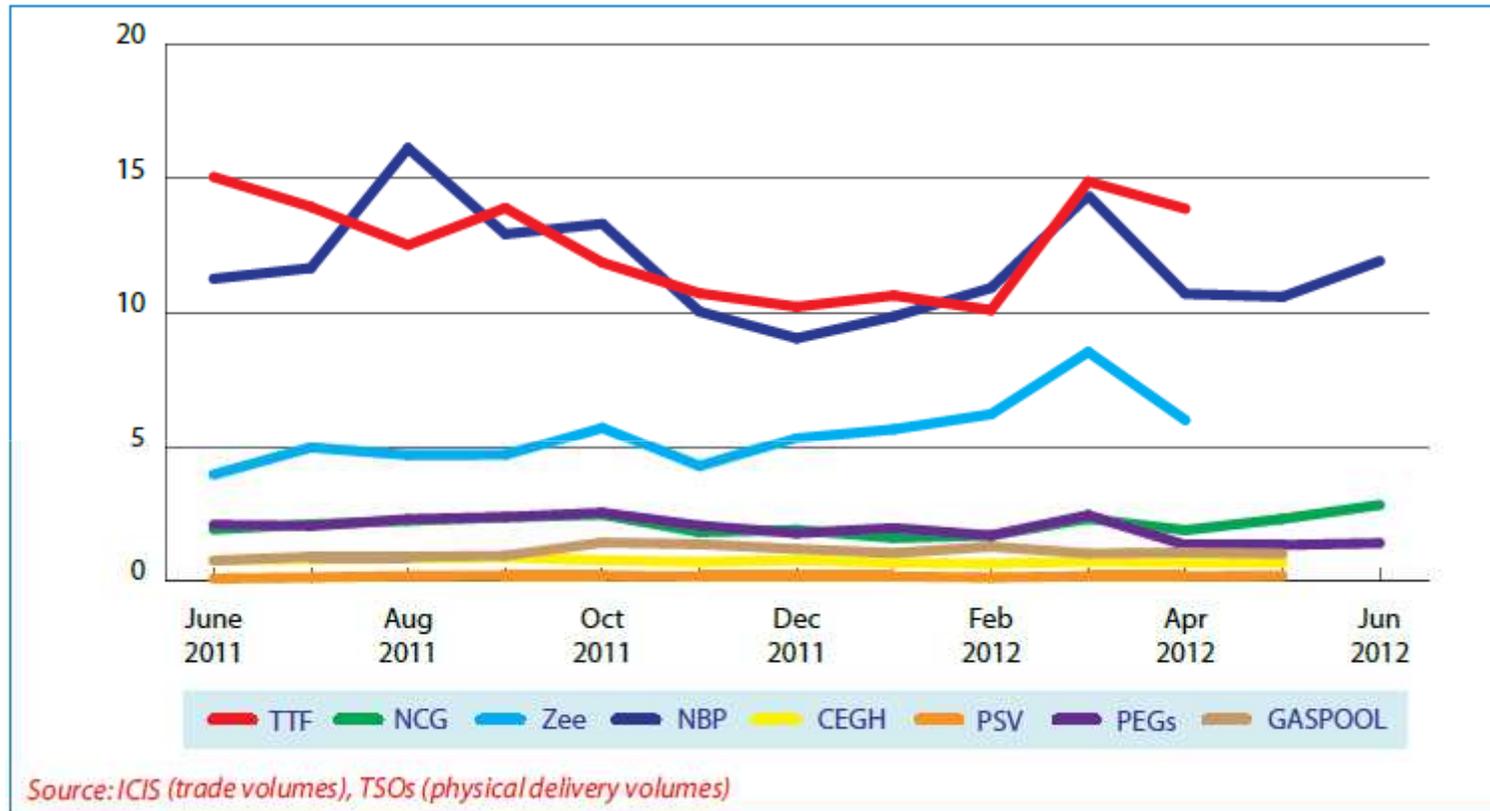
European Hubs :

- NBP : National Balancing Point
- TTF : Title Transfer Facility
- ZTP : Zeebrugge Trading Point
- PEG : Point d'Echange de Gaz
- NCG : NetConnect Germany
- GPL : GASPOOL
- CEGH : Central European Gas Hub
- GTF : Gas Transfer Facility
- PSV : Punto di Scambio Virtuale
- MS-ATR : Mercado Secundario - Acceso de Terceros a la Red

Источник: Warner ten Kate, GasTerra B.V. "A changing NW-European natural gas market", 5th International conference 'ENERGETIKA-XXI', Saint-Petersburg, 17-18 October 2012



Уровни ликвидности торговых газовых площадок в ЕС (черн)



Источник:
Warner ten
Kate, GasTerra
B.V. "A
changing NW-
European
natural gas
market", 5th
International
conference
'ENERGETIKA-
XXI', Saint-
Petersburg, 17-
18 October
2012

По мнению GasTerra: «Уровни черна на NBP и TTF достаточно высоки, чтобы отнести эти площадки к категории ликвидных», однако...

42



Сравнительная ликвидность европейских газовых хабов

Газовые хабы Европы:

NBP (Соед.Королевство) и TTF (Нидерланды)	10-15
Zee (Бельгия)	5
Остальные хабы континентальной Европы	3 и менее

Для сравнения:

США (нефть): NYMEX (WTI) (Feb.2010)	1680-2240
Соед. Королевство (нефть): ICE (Brent) (Feb.2010)	2014
США (газ): NYMEX Henry Hub (av.2009)	377

Пороговое значение «чёрн» для ликвидных рыночных площадок **15**

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

Источник: “Gas Matters”, IHS-CERA, IEA, M.Kanai (СЭХ) , GasTerra

А.Конопляник, Академические чтения, РГУ нефти и газа им.Губкина, 15.11.2012

14. Рынок газа в Европе: какова оптимальная модель рынка и механизмы ценообразования?

«Гибридная» (двухсекторная) модель газового рынка ЕС (обсуждается с ЕС в рамках неформальных Консультаций)

➤ Долгосрочные поставки (основная / базисная нагрузка) :

более гибкие ДСЭГК (по отбору контрактных объемов, ценовой формуле и механизмам ее адаптации)

+ долгосрочный доступ к трубе (открытая подписка / open season) на весь срок и весь объем ДСЭГК

+ модифицированные формулы стоимости замещения газа (индексация цены газа в привязке не только к нефтяным котировкам)

Учет рисков и неопределенностей для этого сегмента рынка поначалу отсутствовал в ЦМРГ ЕС => эти вопросы добавляются пошагово в ЦМРГ по итогам консультаций и «технических» дискуссий с российской стороной

➤ Краткосрочные поставки (дополнительная / пиковая и полупиковая нагрузка) :

спотовые контракты

+ фьючерсные котировки (биржевые ценовые индексы)

Первоначальные варианты ЦМРГ ЕС охватывали только этот сегмент рынка, долгосрочные поставки и связанные с ними риски и неопределенности оставались вне зоны учета обоснованных интересов участников рынка

Эволюция/адаптация механизмов формирования цен на газ в Европе: основные направления и их сторонники



Благодарю за внимание!

www.konoplyanik.ru

andrey@konoplyanik.ru

Резервные слайды (дополнительные разделы)

15. Россия – Украина: смена газовой парадигмы

16. Роль США для рынка газа Азии

17. Перспективы России на рынке газа Северо-Восточной Азии

15. Россия – Украина: смена газовой парадигмы



Расчет выполнен М.Афанасьевой, магистром кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» Российского Государственного Университета нефти и газа им.Губкина

Россия-Украина: эффект домино

- Ющенко (2004): «Евроинтеграция» => разъединить экспортный и транзитный контракт (переход на «Европейские формулы» и транзитные ставки) =>
- События янв.2006/янв.2009 =>
- Россия: отказ от украинского транзита (обходные газопроводы) + жесткое требование соблюдать условия контракта от 19.01.2019 => уменьшение транзитных доходов Украины + высокие расходы на обслуживание импортного контракта
- Трубопроводный консорциум (разные взгляды)
- Украина: путь на отказ от российского газа для уменьшения импортных расходов => текущее кризисное снижение спроса (ниже контрактных обязательств) + поиск альтернатив российскому газу => каковы альтернативы?
- Выбор Украины: уход от российского газа или смягчение позиции России/Газпрома и сохранение России в качестве поставщика?
- Ющенко vs Янукович: возможен ли в сегодняшней Украине обмен курса на Евроинтеграцию (без скидок с цены российского газа) на членство в Таможенном Союзе (с дополнительными обещанными скидками на российский газ)?

Россия-Украина: ценовая привязка к рынку ЕС – до и после 2009 г.

- РФ как страна-экспортер стремится получить максимальную ресурсную ренту от экспорта
- **До 2009 г.:**
 - **Избыток спроса** на газ в ЕС => привязка цены газа к стоимости замещения на рынке ЕС, ибо в случае отказа Украины от закупок газа РФ по цене ЕС, весь этот газ взяли бы в ЕС по цене ЕС, а у Украины нет альтернативных поставок/поставщиков газа
- **После 2009 г.:**
 - **Избыток предложения** газа в ЕС => но у Украины все еще нет альтернативных поставок/поставщиков газа => нет избытка его предложения на ее рынке, нет конкурентного давления на цены вниз => Газпром как монопольный поставщик использует привязку экспортной цены газа к стоимости его замещения (исторически существующий в Европе механизм ценообразования, который еще не пересмотрен в ДСЭГК) => Газпром применяет те самые «европейские формулы», к которым Украина стремилась с 2004 г.,
 - **ОДНАКО** это – **ВРЕМЕННАЯ** ситуация, до появления у Украины альтернативных поставок в районе перезаключения российско-украинского контракта в 2019 г.

Россия-Украина: смена «газовой парадигмы»

- Выбор Украины: Россия из монопольного поставщика – в замыкающего экспортера?
- Каковы альтернативы российскому газу ?
 - Прямые поставки среднеазиатского газа? (Нет)
 - Собственная добыча на Украине:
 - На суше
 - На шельфе
 - Сланцевый газ
 - Угольный метан
 - Импорт СПГ
 - Реверс мощностей (импорт из Европы)
 - Замещение газа углем (Китайский кредит)
 - Повышение энергоэффективности экономики (ЕС, ЕБРР, ВБ, ...)
- Членство Украины в Договоре об Энергетическом Сообществе с ЕС/ЮВЕ (с 2010 г.) – юридическая обязанность применять Энергетические Директивы ЕС (в т.ч. по диверсификации)
- Основной эффект от проектов - после 2019 г. => жесткие переговоры по перезаключению экспортного контракта в 2018 г.?
- **Точка невозврата пройдена?**

16. Роль США для рынка газа Азии

Традиционная модель ценообразования на СПГ в Азии vs ценовая модель СПГ Cheniere Sabine Pass США

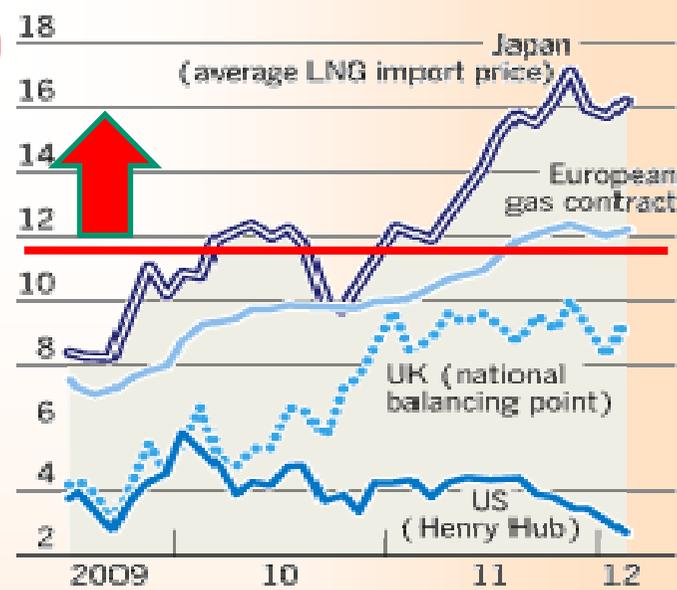
- Традиционная модель азиатских ДСЭГК (Япония как price-maker на импортный СПГ):
 - TOP & JCC ценовая индексация (сегодня **16-17 USD/mmBtu**)
- Модель ценообразования Cheniere Sabine Pass (2016+):
 - Отбор газа: отказ от TOP – покупатели могут отбирать меньше законтрактованных объемов СПГ (20-летний контракт с BG)
 - Ценообразование: отпускная цена СПГ будет индексироваться по Henry Hub (НН: май 1012 = менее **2 USD/mmBtu** (исторический минимум), август 2012 = **3 USD/mmBtu**)
 - После сжижения, транспортировки и других расходов, импортная цена СПГ в Азии может быть **11-13 USD/mmBtu** (?) (“после доставки из Мексиканского залива в Японию цена составит 11-12 USD/mmBtu в 2016” – Wood Mackenzie)
 - Продажа и покупка газа на основе единого механизма ценообразования (привязка к Henry Hub) => от кост-плюс (производители) к «НН-плюс» (покупатели) ценообразованию

Схема ценообразования на СПГ Cheniere Sabine Pass США и азиатские цены



Burning difference

Regional natural gas prices, \$ per million British thermal units



Source: Cheniere

Natural gas spot prices (Henry Hub)



Последствия экспорта СПГ США в АТР для ценообразования на газ на рынке СВА

- СВА: Роль «price-maker» на СПГ в регионе переходит от Японии к США?
- СВА: от ценообразования на основе JCS (нефтяная индексация) к ценообразованию на основе НН (привязка к спотовым котировкам)?
- СВА: привязка к НН – только для СПГ или как механизм ценообразования на весь газ в СВА?
- С началом экспорта СПГ из США (2015+) и открытием новой очереди Панамского канала (2014+) – принципиально новая возможность арбитражных сделок для покупателей: от отдельных арбитражных операций в Атлантическом бассейне и АТР – к глобальным арбитражным операциям => ускорение формирования глобального рынка газа на основе экспорта СПГ США из американского сланцевого газа?
- Даже при привязке к НН поставки СПГ в СВА более привлекательны чем в ЕС? => рост арбитражных сделок ЕС-СВА? => *расширение рыночной ниши в ЕС для поставок российского трубопроводного газа ?*

17. Перспективы России на рынке газа Северо-Восточной Азии

СВА: газовые поставки и модели ценообразования (1)

- **СВА = Япония, Корея, Китай** => все три рынка разные:
 - **Япония и Корея:** только импорт СПГ (газопровод в Корею?), нет собственного газа
 - **Китай:** импорт СПГ + по трубопроводам, добыча собственного природного газа + сланцевого газа в перспективе
- **Собственный газ (Китай):**
 - **Сегодня – природный газ (i)** регулируемые цены на внутреннем рынке ниже рыночных цен импортного СПГ и (льготных цен => связанные кредиты) трубопроводного среднеазиатского газа; **(ii)** реформа ценообразования на газ в двух провинциях – по образцу стандартной Гронингенской модели (ценовая формула: мазут/сжиж.нефт.газ = 60/40, $k = 0.9$)
 - **Сегодня – сланцевый газ:** переговорный инструмент для оказания понижающего давления на переговорную цену российского газа/формулу ценообразования

СВА: газовые поставки и модели ценообразования (2)

- **Импорт СПГ:**

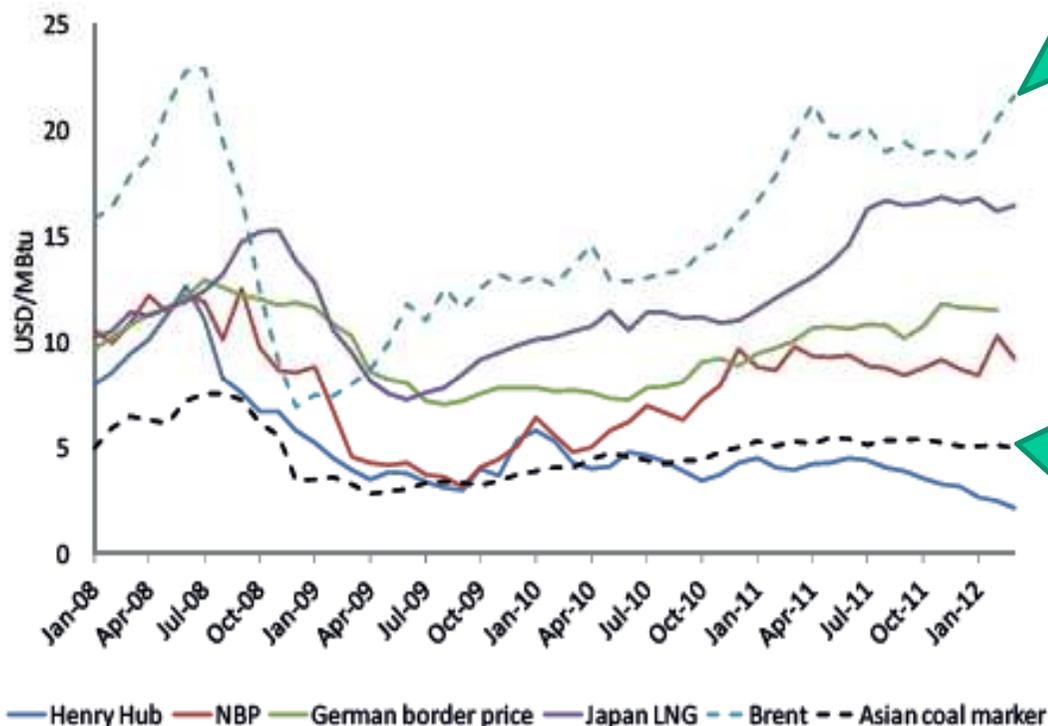
- **Сегодня** (Катар, Малайзия, Австралия, Россия, ...): Япония = азиатский СПГ «price maker» => ДСЭГК + индексация к JCS (S-curves)
- **Завтра** (с началом экспорта из США 2015+): индексация по HH – ДСЭГК и спот? Станет ли США новым азиатским СПГ «price maker»?

- **Импорт трубопроводного газа:**

- **Сегодня (Средняя Азия):** льготное ценообразование: ДСЭГК + кост-плюс (?) *в связке со связанными кредитами* (пониженные цены среднеазиатского газа для Китая в обмен на льготные китайские связанные кредиты)? => продолжение долгосрочной внешней энергетической политики Китая «нефть/газ в обмен на CAPEX/связанные кредиты и/или инфраструктуру»
- **Завтра (+ Россия?):** ДСЭГК + (разные мнения): нефтепродуктовая индексация (Россия) vs угольная индексация или привязка к СПГ индексируемому по Henry Hub (Китай?) – если сохраняется принцип ценообразования по «стоимости замещения»

Возможно ли обеспечение равнодоходности российского экспорта газа в ЕС и Китай при сохранении принципа ценовой привязки газа к стоимости замещения в ДСЭГК?

Figure 54 International gas prices, Asian coal and Brent, 2008-12



Source: ICE, Japanese Customs, and the German customs.

Россия-ЕС (факт):
нефтепродуктовая привязка
= историческая контрактная
стоимость замещения =
предпочтение Газпрома и
для поставок в Китай

Россия-Китай (план):
реальная стоимость
замещения = угольная
привязка =
предпочтительная для
Китая контрактная
стоимость замещения в
российских поставках

Цены в легенде (слева направо): газ (торговые площадки) – (1) Генри Хаб (США), (2) Национальная точка балансирования (Соединенное Королевство); газ (срочные контракты, пункты сдачи-приемки) – (3) граница Германии, (4) СПГ в Японию; (5) нефть Brent; (6) азиатский уголь

Источник: IEA, Gas Medium-Term Market Report 2012, Figure 54, p. 137

А.Конопляник, Академические чтения, РГУ нефти и газа им.Губкина, 15.11.2012

Российско-китайские разногласия по ценообразованию на газ – и китайский сланцевый газ

- Причины разногласий:
 - Политика Газпрома – равнодоходность по всем направлениям поставок (в т.ч. при экспорте на Восток и на Запад) =>
 - Это делает «затруднительным» (если вообще возможным) обосновать, что, основываясь на принципе «стоимость замещения», цена ДСЭГК для Китая должна обеспечить такой же уровень доходности, что и при поставках в Европу
 - Почему так?
 - Фактическим замещающим топливом для трубопроводного газа в Китае является местный уголь с пониженными экологическими требованиями к его сжиганию – или импортный СПГ;
 - Контрактным замещающим топливом в российских ДСЭГК для Европы являются мазут и газойль/дизтопливо;
 - Фактическим замещающим топливом для газа в Европе являются уголь и ВИЭ (электроэнергетика)
- => Растет осознание Китаем масштаба своих ресурсов сланцевого газа (1/5 мировых, крупнейшие технически извлекаемые/US EIA), которые потенциально могут снизить его потребность в импорте газа => сланцевый газ как переговорный инструмент для понижения импортной цены российского газа

Выводы для ценообразования на газ в США

- Слабые перспективы для нефтяной/нефтепродуктовой индексации? Китай: нефтепродуктовая индексация – стартовая точка движения по уходу от нее в рамках реформы газового ценообразования?
- Индексация с расширенным числом ингредиентов? Китай: от нефтяной индексации – к угольной, а не к индексации по ВИЭ?
- Экономика vs экология: экологические соображения пока менее значимы в Китае => цена CO2 несущественный фактор ценообразования на газ?
- Спотовое ценообразование в США маловероятно, потому что преждевременно? (Рынок Китая не вышел на стадию насыщения)
- Все импортеры предпочтут привязку к Henry Hub в ДСЭГК (+ снижение стоимости транспортировки и сжижения => НТП)
- Роль СПГ price-maker переходит/перейдет (?) от Японии (JCS) к США (НН) ? Станет ли СПГ США price-maker для всего АТР (СПГ + трубопроводные поставки)?
- Россия не станет price maker для трубопроводных поставок в США?

Благодарю за внимание!

www.konoplyanik.ru

andrey@konoplyanik.ru