

Лекция 11-12: 20 апреля 2016
г.

Плотность газотранспортной инфраструктуры в ЕС (только магистральные трубопроводы, км/100 кв.км)

(предварительные результаты – только в целях сопоставления)

Сколько будет стоить и сколько потребуется времени, чтобы сократить этот разрыв в плотности инфраструктуры между ЦВЕ и СЗЕ, дабы сделать диверсификацию в ЦВЕ возможной?



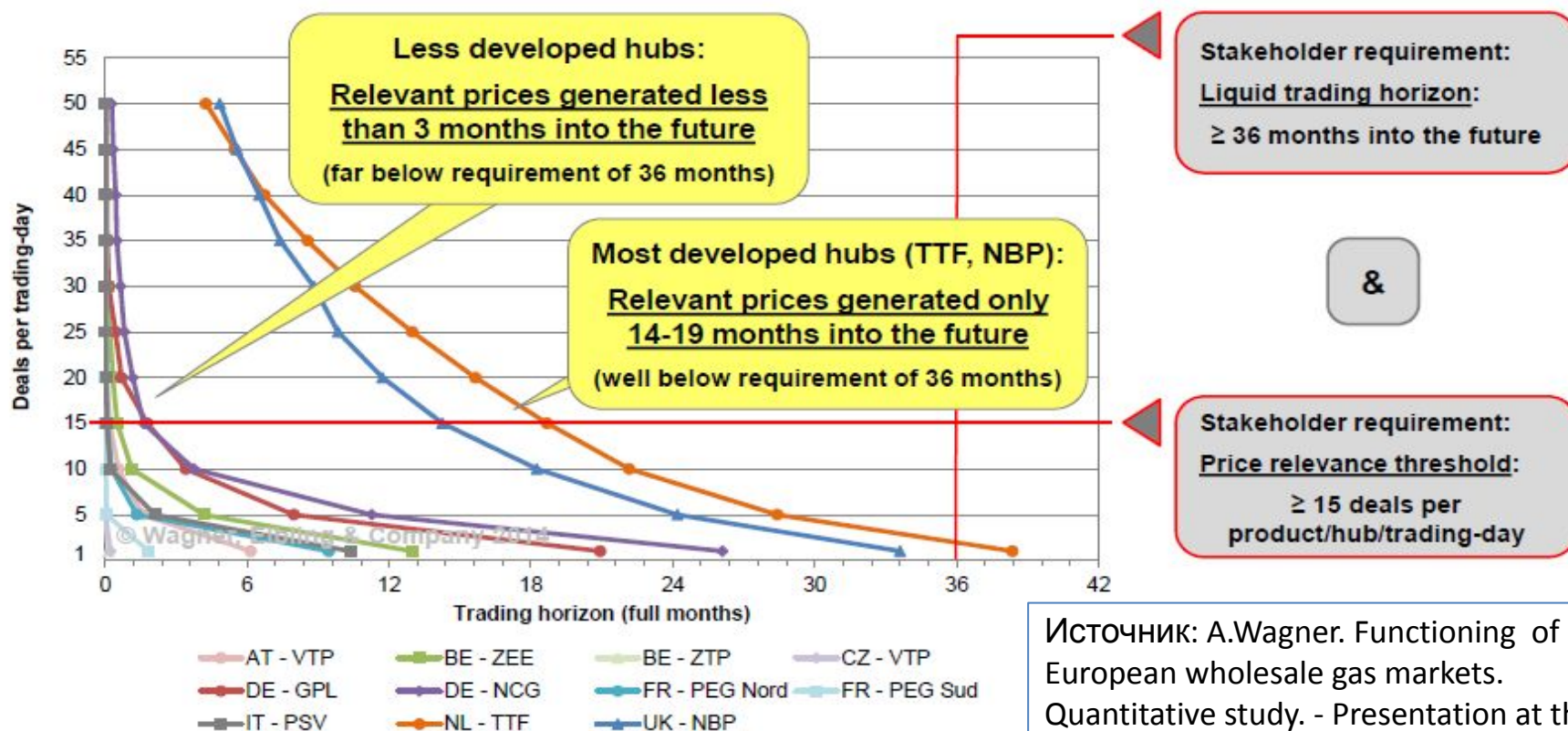
Цифры по Великобритании и Дании будут выше, если учесть также и морские трубопроводы (предполагается сделать на следующих этапах анализа)

Расчет Е.Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им.Губкина, кафедра МНГБ, на основе данных за 2011/2012, любезно предоставленных ENTSOГ

Насколько сегодняшние хабы в ЕС соответствуют критериям ликвидности оптовой торговли, по мнению участников рынка (результаты опроса) (1)

Wagner, Eibling & Company © Wagner, Eibling & Company 2014
Management Advisors

Price discovery: Deal count per day vs. trading horizon 2013



Источник: A.Wagner. Functioning of European wholesale gas markets. Quantitative study. - Presentation at the 3rd ACER Workshop on Gas Target Model review and update, Brussels, 15.05.2014

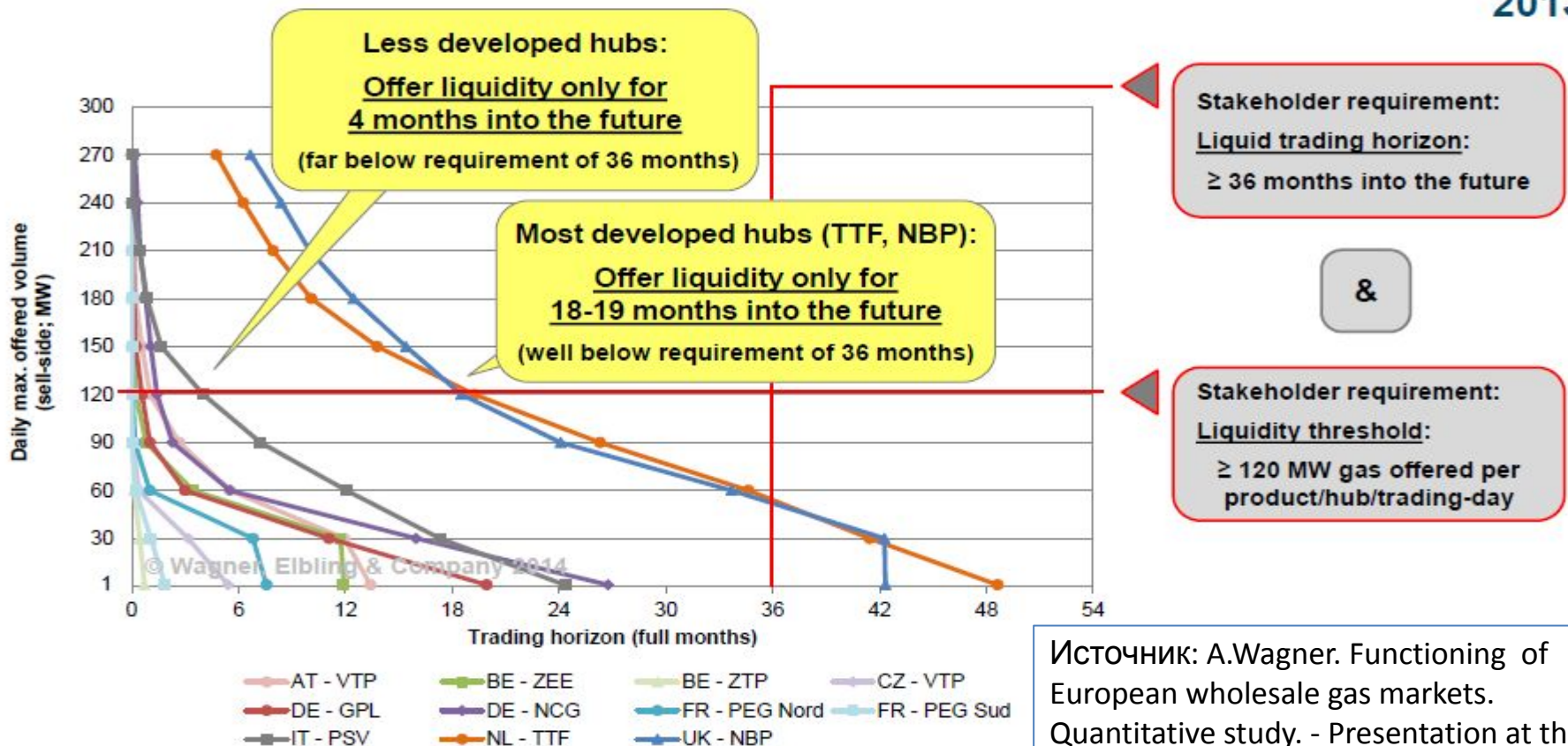
Насколько сегодняшние хабы в ЕС соответствуют критериям ликвидности оптовой торговли, по мнению участников рынка (результаты опроса) (2)

Wagner, Elbling & Company Management Advisors © Wagner, Elbling & Company 2014

Availability of gas:

Sell-side (offered) volumes vs. trading horizon

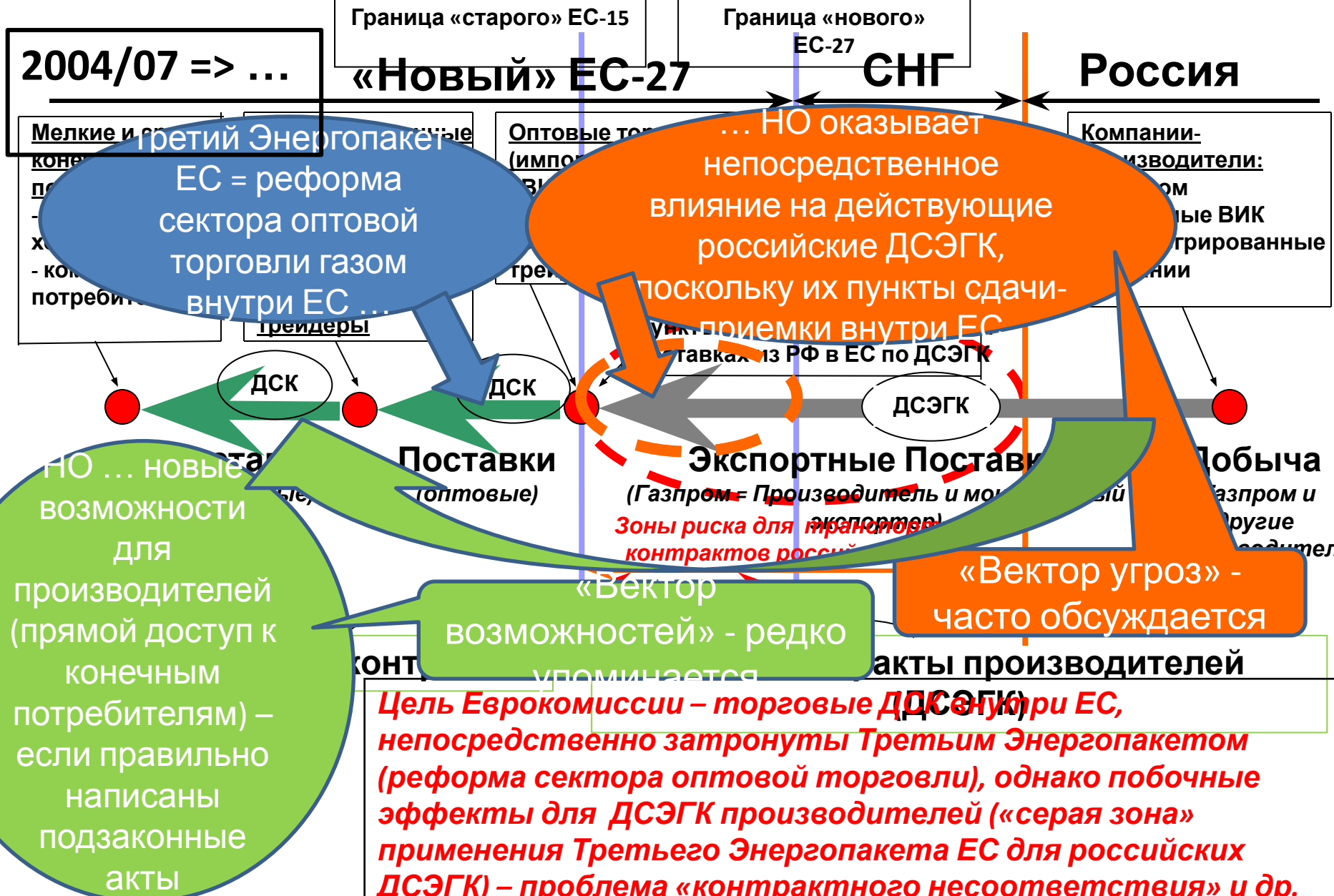
2013



Источник: A.Wagner. Functioning of European wholesale gas markets. Quantitative study. - Presentation at the 3rd ACER Workshop on Gas Target Model review and update, Brussels, 15.05.2014

16. Третий энергетический пакет ЕС (газ) - и Россия

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



Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (1)



Газпром принимает цену с рынка нефти

**В прошлом (до 2009) –
растущий рынок ЕС**

Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (2)

В настоящем (после 2009) – избыток предложения в секторе СЗЕ на рынке ЕС с неясными перспективами стагнирующего рынка ЕС

Газпром принимает цену с рынка нефти

Запрос на ценовую привязку к хамам там, где они считаются ликвидными

Ценовая привязка к нефти

Газпром

Оптовые покупатели ЕС / перепродавцы

Ценовая привязка к хамам

Конечные потребители и ЕС

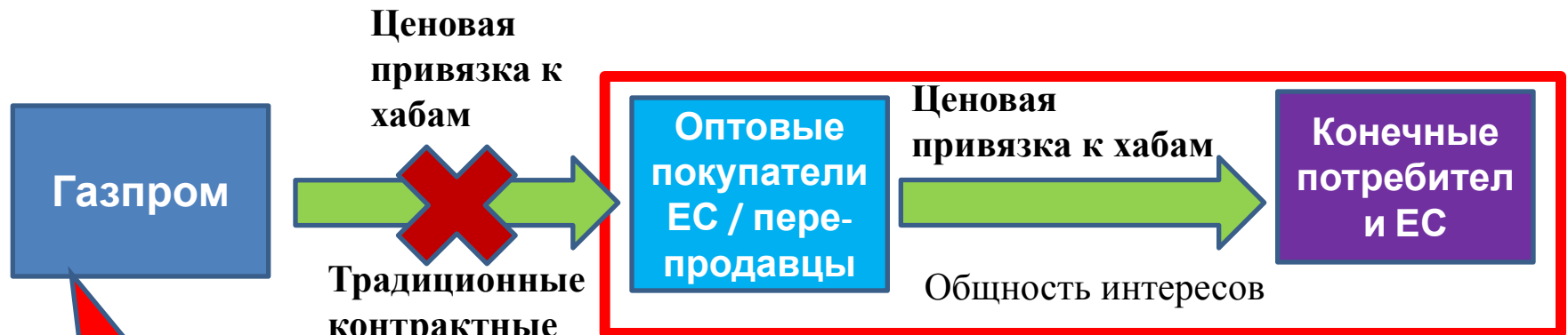
Хабы ЕС

Покупатели вне-ЕС (напр. реверсные поставки в СНГ)

Запрос на ценовую привязку к хамам и там, где они считаются ликвидными, и (под угрозой арбитража) там, где их еще нет

Общность интересов

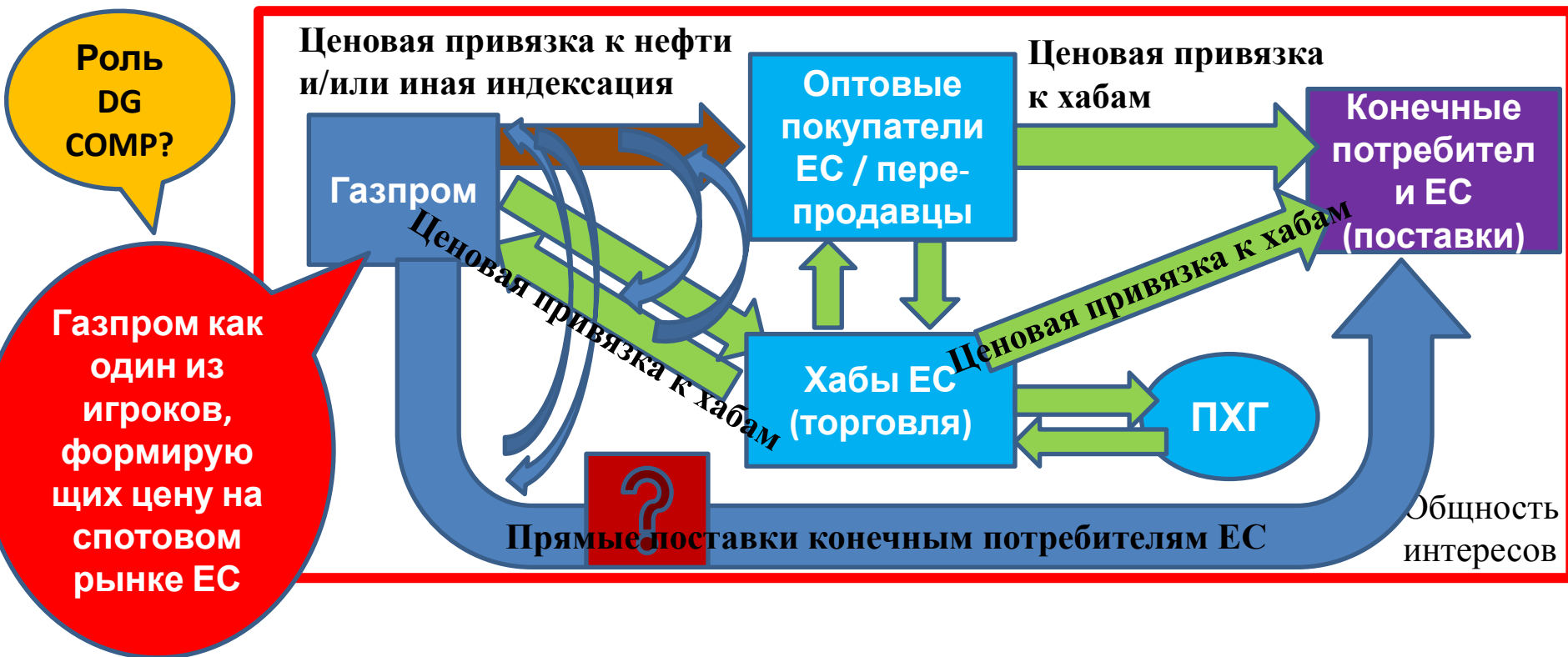
Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (3)



Газпром принимает цену, устанавливаемую покупателями газа на рынке с избытком предложения, не допущенный до участия на рынке и до формирования цены=> кошмар для экспортера => неприемлемый сценарий

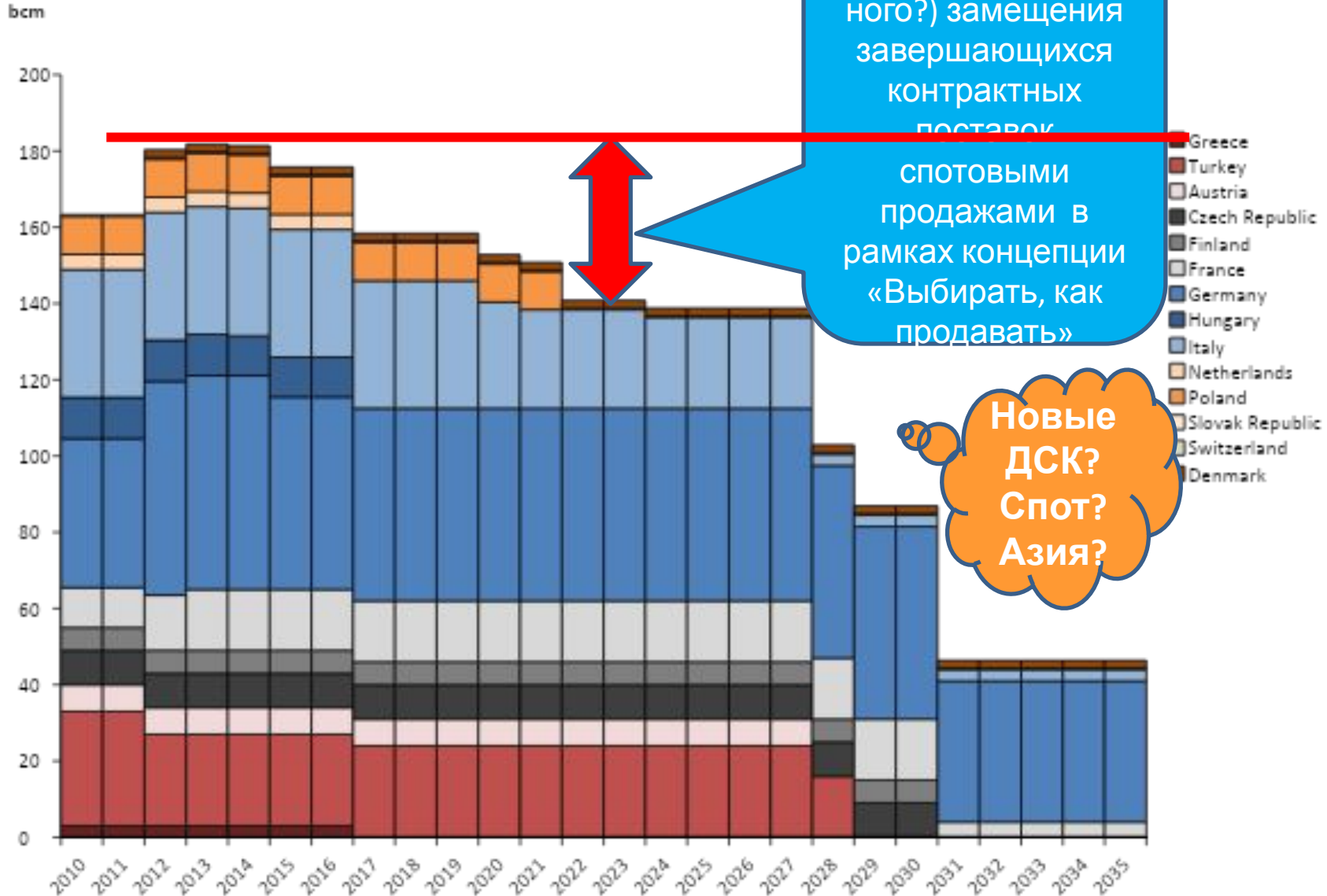
В будущем - неприемлемая контрактная схема при любом сценарии спроса-предложения

Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (4)



Предлагаемая гибкая и адаптивная контрактная структура экспорта российского газа (управление портфелем поставок в рамках концепции «Выбирать, как продавать»)

Законтрактованные объемы российских газовых поставок в страны



Расширяющаяся зона для (частичного?) замещения завершающихся контрактных поставок спотовыми продажами в рамках концепции «Выбирать, как продавать»

Новые ДСК? Spot? Азия?

Источник (исходный график): ИНЭИ РАН (Т.Митрова), воспроизведено, в частности, в «The Russian Gas Matrix: How Markets Are Driving Change», Ed. by J.Henderson & S.Pirani, Oxford University Press, 2014, рис.3.1/стр.53.

17. Россия и Украина (газ)

Новые риски, новые вызовы, новые ответные меры, «точки невозврата»: Украина (1)

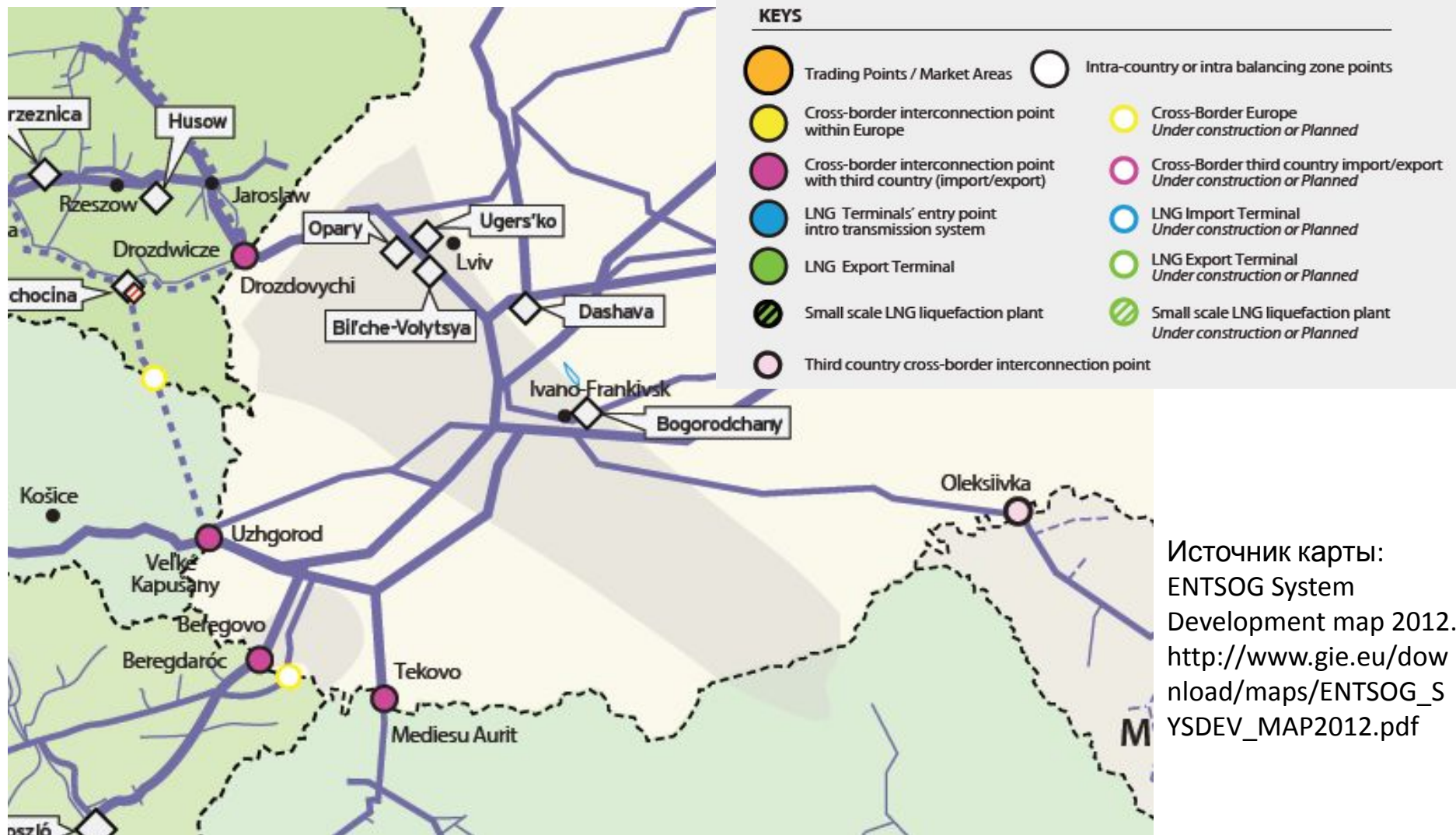
- **Украина: Евро-интеграция** или **СНГ-интеграция** => эта «точка невозврата» была пройдена в 2004 г. => Евро-интеграция – фактический вектор развития Украины в сфере энергетики с тех пор =>
- С весны 2004 г. => Призывы Украины разделить контракты на поставку (экспорт на Украину) и на транзит через Украину и перейти на «Европейские формулы» в российско-украинской газовой торговле:
 - Ожидания Украины: получить более высокие транзитные тарифы
 - Фактические приобретения Украины: более высокие импортные цены на газ
- С 2006/2009: несогласие Украины с формулой ценообразования и уровнем цены на ее основе в результате перехода к «Европейским формулам» => транзитные кризисы янв.'2006 и янв.'2009 явились результатом, помимо прочего, несогласия Украины с «Европейскими формулами» в контракте
- Ожидание дальнейших рисков, связанных с поставками из России => поиск множественных поставщиков => **избежать монополии России как единственного поставщика** =>

Новые риски, новые вызовы, новые ответные меры, «точки невозврата»:

Украина (2)

- Украина: экономические и правовые предпосылки для уменьшения зависимости от поставок газа из России:
 - **Экономические:** Высокая импортная цена и нежелание Газпрома/России смягчить ценовую политику (сохранение/отказ от пересмотра модели ценообразования (нефтяная индексация) – но односторонние скидки с цены) стимулируют Украину к поиску:
 - **альтернативы российскому газу (на стороне предложения):** внутренняя добыча – на суше/на море, сланцевый газ, импорт СПГ, реверс мощностей, ПХГ и
 - **уйти от российского газа (на стороне спроса):** замена газа углем, ядерной эл. эн., экономия энергии, повышение энергоэффективности
 - **Правовые:** политика Евро-интеграции, членство в Договоре об Энергетическом Сообществе => применение на территории Украины европейского энергетического законодательства (Второго => Третьего энергопакетов ЕС) => **юридическая обязанность Украины** обеспечи(ва)ть альтернативные поставки, интерконнекторы, физический реверс мощностей, ОДТС, раздел НАК Нафтогаз Украины => **НО: новые и дополнительные риски для транзита через Украину (как для РФ, так и для ЕС), в т.ч.: попытка смены модели транзитных поставок через Украину (закон 1416-а + «О санкциях») => переходный период (контрактное vs публичное право)**
 - **Неправовые:** нарушение контрактных обязательств: (i) неплатежи за фактически поставленный газ, (ii) невыборка контрактных объемов
- **«Точка невозврата» почти достигнута? Или еще нет (?)** – это только фактор времени, поскольку тенденция к уходу от российского газа носит на Украине необратимый характер?

Украина: пункты пограничных переходов с обязанностью иметь физические реверсные мощности ГТС (в соотв. с ДЭС)



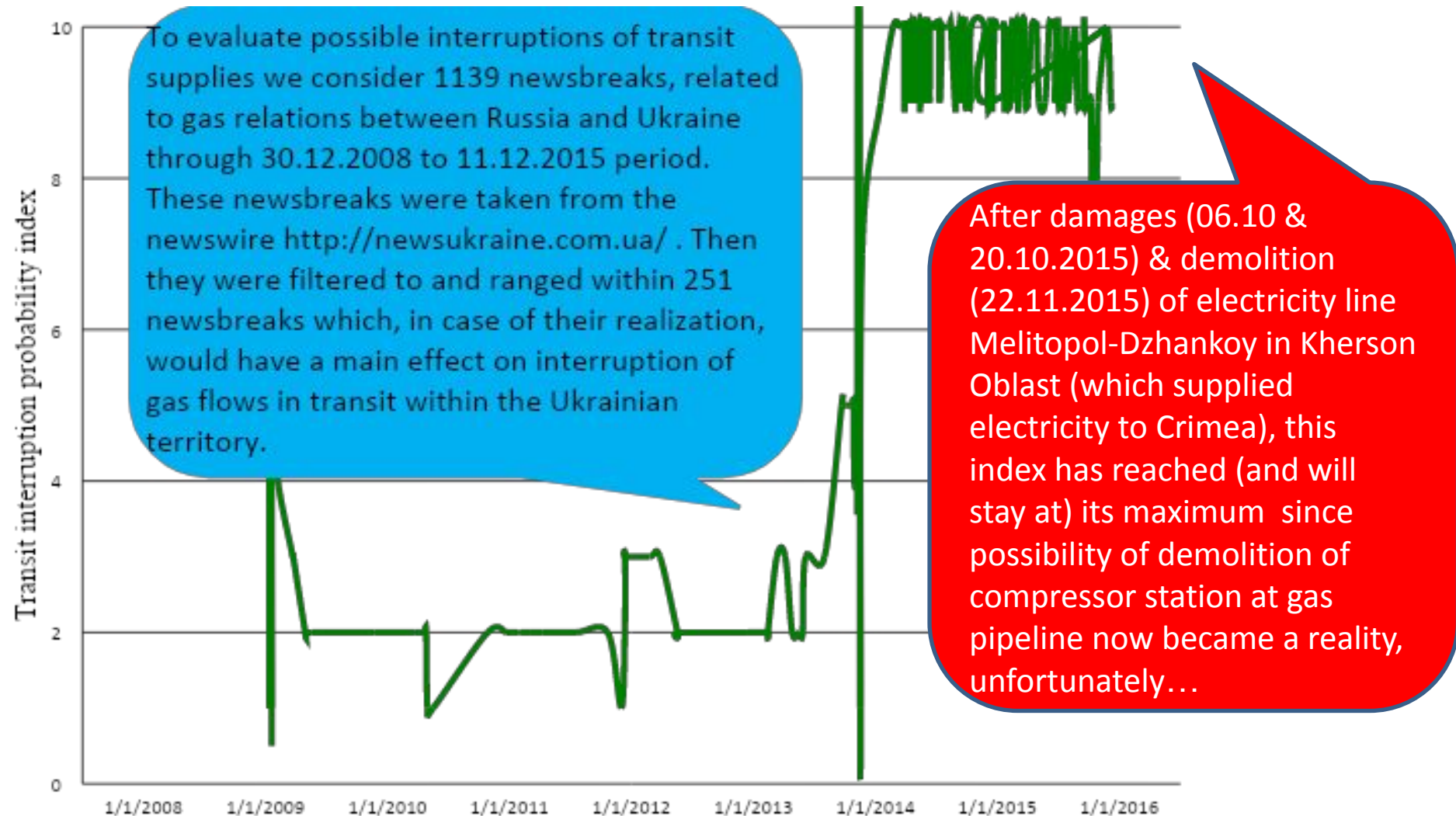
Источник карты:
ENTSO System
Development map 2012.
http://www.gie.eu/download/maps/ENTSOG_SYSDEV_MAP2012.pdf

Реверсные поставки газа на Украину: конфликт контрактного и публичного права

- Контрактно-правовые обязательства Украины в рамках контракта на поставку 2009-2019 (с 01.01.2009):
 - Встречные об-ва «бери-и/или-плати (ТОР)» (52 млрд.куб.м/год => 80%ТОР => 41.6 млрд.куб.м/год)
- Публично-правовые обязательства Украины (с 03.12.2013):
 - Украина присоединилась к Договору об Энергетическом Сообществе с 01.02.2011 => обязательство применять энергетическое зак-во ЕС на территории Украины (с 2015), вкл. Регулирование 994/2010 (в т.ч. Ст.6.5 о реверсных мощностях на пунктах перехода границы – “не позже 03.12.2013”)
- Конфликт между двумя правовыми обязательствами для Украины с разными датами их вступления в силу => в результате прямые экономические потери для суверенного собственника невозобн. энергоресурса (РФ) и его экономич.агента (Газпрома):
 - Реверсные поставки с Запада для замещения контрактных объемов поставок с Востока; но оба потока поставок де факто одного и того же (российского) происхождения,
 - Более низкий, чем контрактный (ТОР), уровень отбора российского газа Украиной препятствует окупаемости совершенных ранее инвестиций Газпрома в добычу для обеспечения гарантированных поставок контрактных объемов на Украину (об-во ТОР имеет обоюдный характер)
- Доминируют более ранние обязательства (Pacta sunt servanda)

**18. Россия:
диверсификация
маршрутов поставок в ЕС
(«один рынок – две
трубы»)**

Ukraine: "transit interruption probability" index (2009–2015)



Calculated by M.Larionova, Russian Gubkin State Oil & Gas University, Chair "International Oil & Gas Business", Master's programme 2013-2015, on methodology, jointly developed with A.Konoplyanik, based on principles of credit ratings evaluation by major international credit agencies

Украинские и обходные трубопроводы в рамках концепции «две трубы на каждый рынок»

- Северный поток-OPAL-Gazelle
- Ямал-Европа
- Украинская ГТС и связ. с ней
- трубопроводы Южный поток



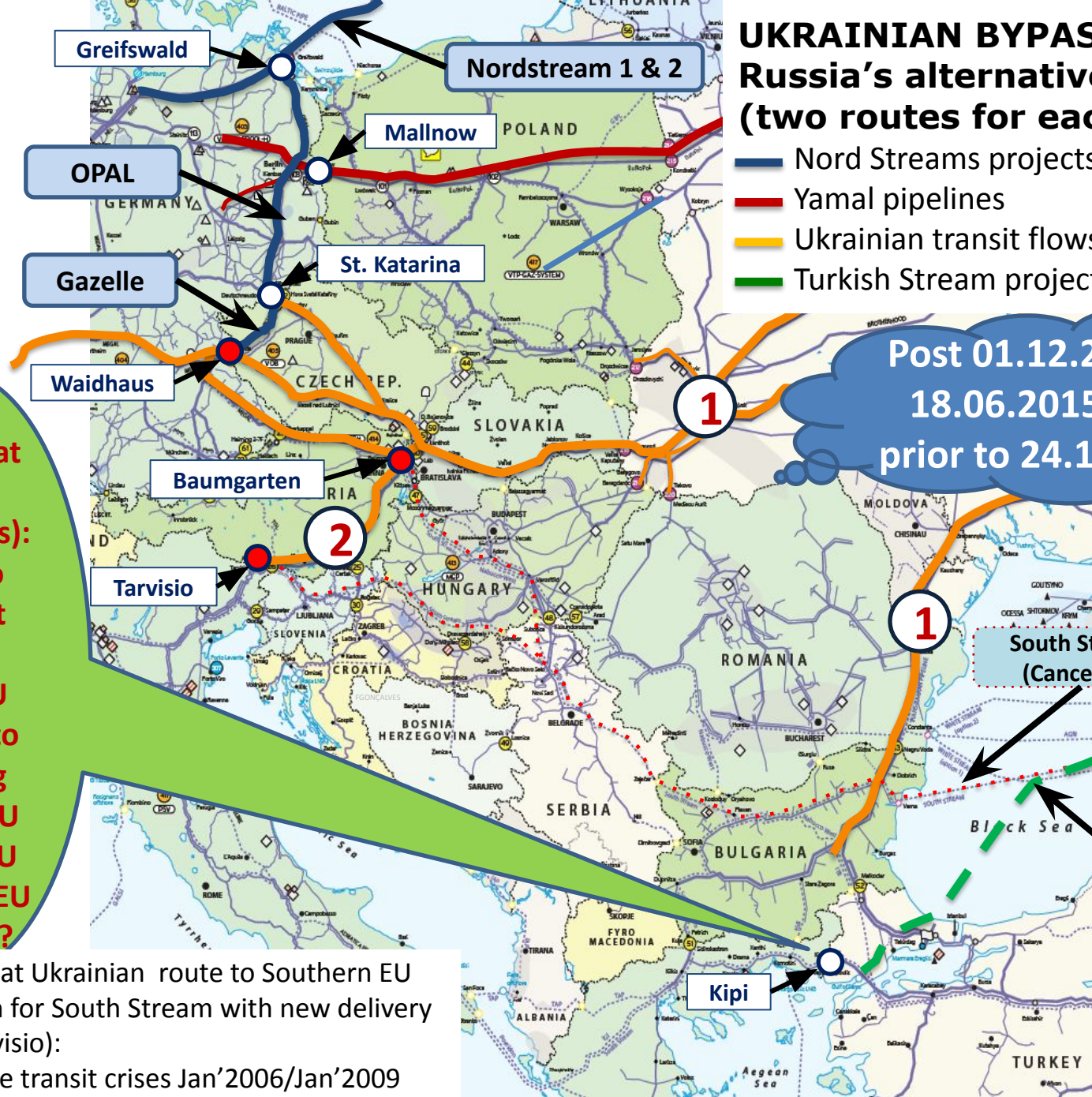
До
01.12.2014

Узкие места на украинском маршруте в Южную Европу (обоснование, в том числе, для смены пункта сдачи-приемки газа для «Южного потока»):

- 1 Транзитные кризисы в Украине (янв.2006/2009)
- 2 Аукционы на трубопр. ТАГ (дек.2005/май 2008)

UKRAINIAN BYPASSES: Russia's alternative pipelines (two routes for each market-2)

- Nord Streams projects pipelines
- Yamal pipelines
- Ukrainian transit flows
- Turkish Stream project (to EU border)



First 47BCM at 2019 (then less): How to move it from Turk-EU border to existing DPs in EU acc.to EU rules by EU entities?

Post 01.12.2014 & 18.06.2015, but prior to 24.11.2015

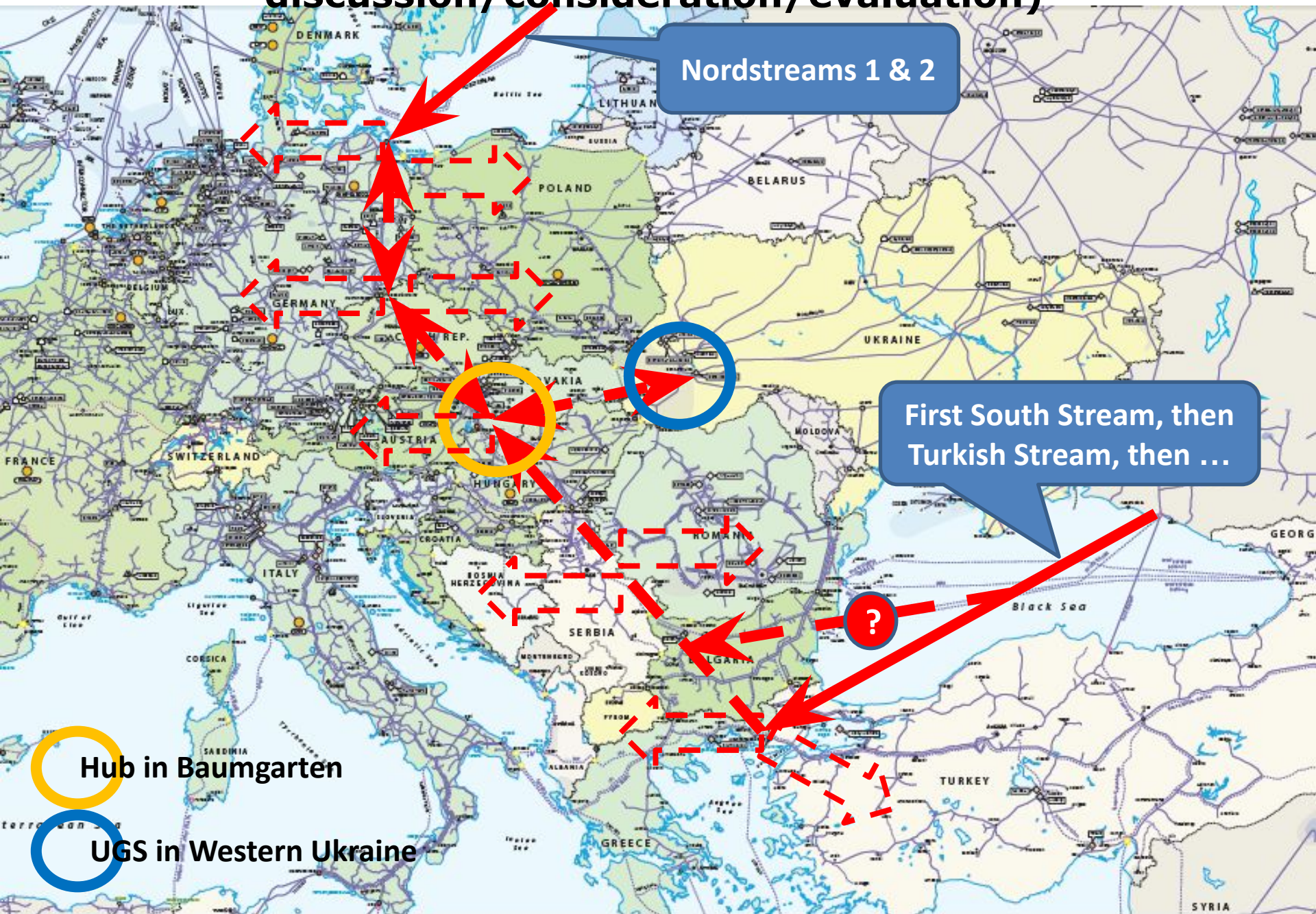
South Stream (Cancelled)

Turkish Stream

Bottlenecks at Ukrainian route to Southern EU (justification for South Stream with new delivery point at Tarvisio):

Ukraine transit crises Jan'2006/Jan'2009
TAG auctions Dec'2005/May'2008

Russian gas supply ring for Europe? (proposal for discussion/consideration/evaluation)



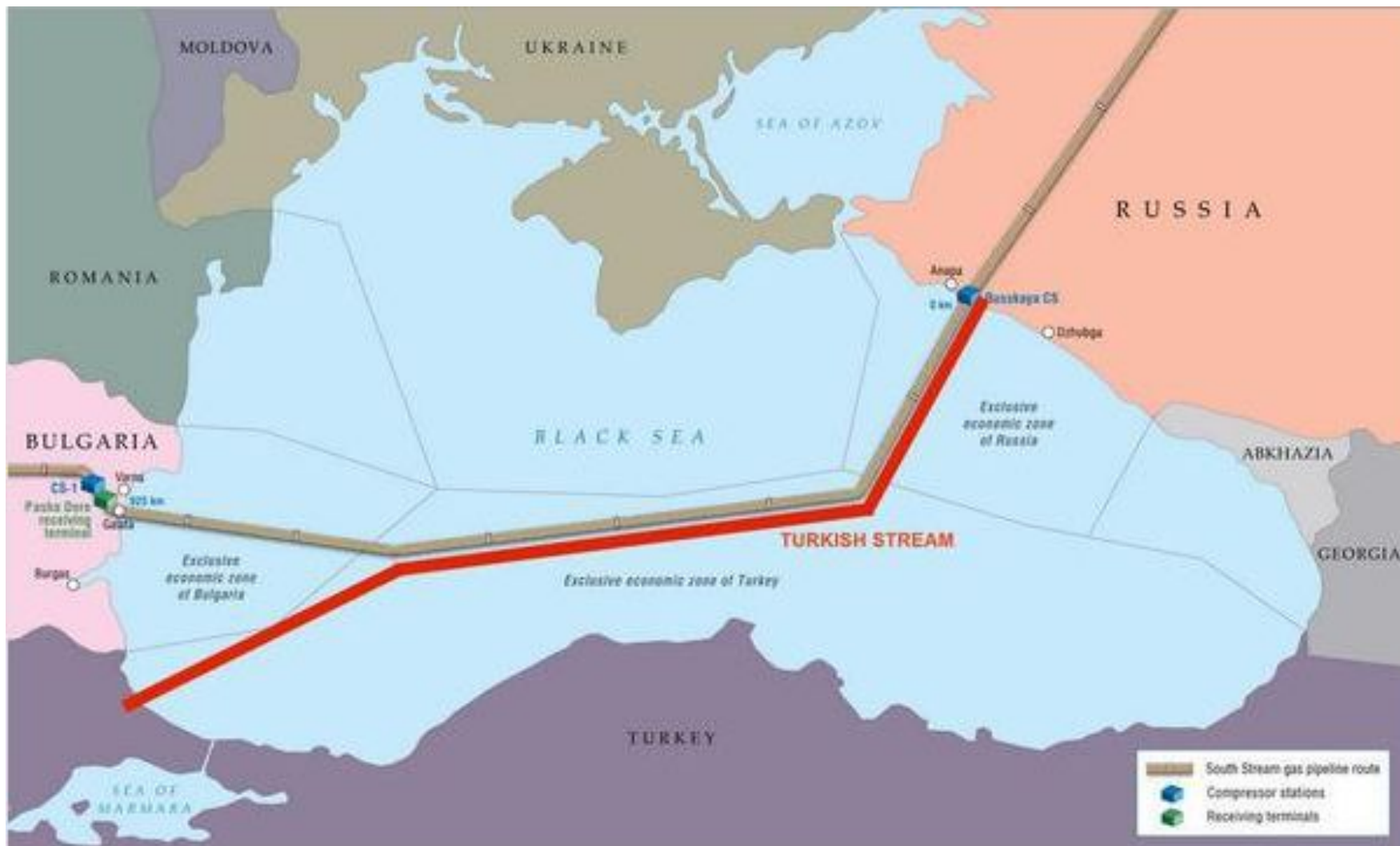
Nordstreams 1 & 2

First South Stream, then Turkish Stream, then ...

Hub in Baumgarten

UGS in Western Ukraine

TurkStream: why such complicated route? To by-pass (former) Ukrainian EEZ...



Source: <http://middleeastnewsservice.com/tag/turkish-stream/>

Black Sea delimitation prior to and after reunification of Crimea with Russia






The new reality:
Turkish &
Ukrainian EEZs
do *not* interlock
anymore

Map source:
http://img1.liveinternet.ru/images/attach/c/0/113/415/113415843_large_16012_102020_54593033675_5644072863940384821_n.jpg

Source: Lamont-Doherty Earth Observatory of Columbia University

<http://www.liveinternet.ru/users/3616936/>

Black Sea delimitation prior to and after reunification of Crimea with Russia: consequences for risk-avoidance offshore pipelines

-  South Stream (via Turkish EEZ)
-  Turkish Stream
-  Possible "New" Stream (?) (via new / expanded Russian EEZ)

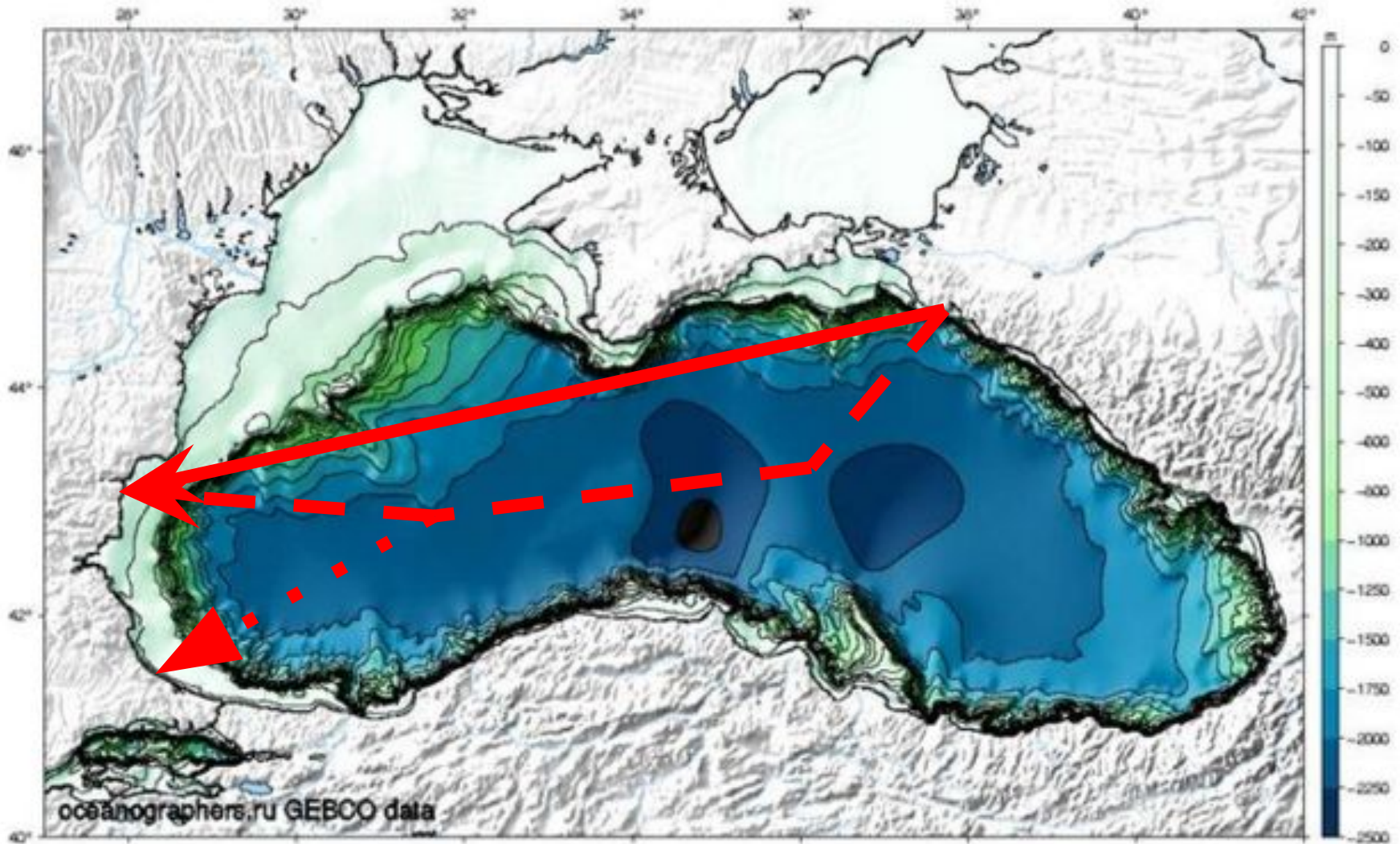
Reunification of Crimea with RF opens opportunity (& 24.11.2015 incident & event afterwards votes for its use) to avoid Turkish transit => My proposal: offshore pipeline route to Bulgaria/Varna directly via new (expanded) RF EEZ in Black Sea, now by-passing both Ukrainian & Turkish EEZs, with all its positives: shorter line via shallower waters => benefits to both RF & EU

Map source:




http://img1.liveinternet.ru/images/attach/c/0/113/415/113415843_large_16012_102020_54593033675_5644072863940384821_n.jpg



Black Sea: map of water depths & offshore routes



Map source:
<http://www.perekop.info/black-sea-history/>

-  South Stream (via Turkish EEZ)
-  Turkish Stream
-  Possible "New" Stream (?) (via new/expanded Russian EEZ)

ITGI Pipeline at website of Edison

ITGI pipeline



- IGI Poseidon
 - IGI Onshore
 - IGB (under development)
 - ITG (in operation)
 - Turkish Grid (in operation) and/or TANAP (under development)
 - Existing interconnections
 - Under evaluation
- IGI (under development)

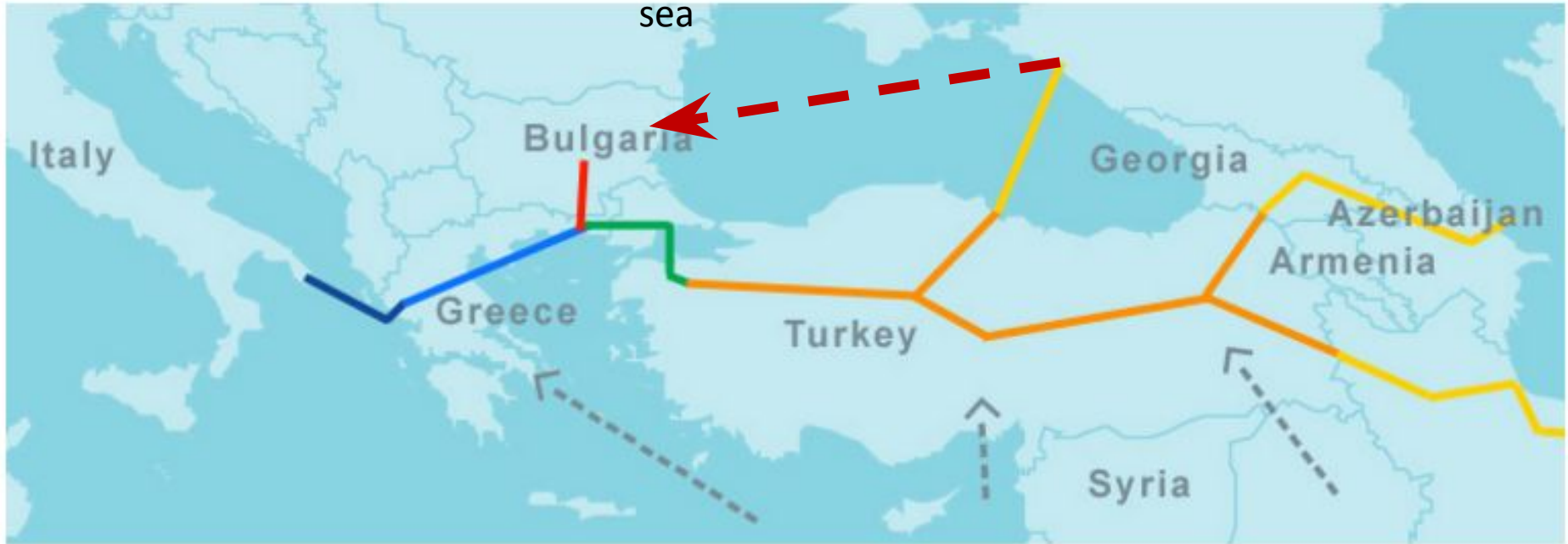
Source: <http://www.edison.it/en/itgi-pipeline> (as of 27.02.2016)

ITGI Pipeline at website of Edison - & what can go further

30 July 2015

ITGI pipeline

← - My proposal of new offshore route directly to Varna by-passing (between) Ukrainian & Turkey EEZs in Black sea



- IGI Poseidon
 - IGI Onshore
 - IGB (under development)
 - ITG (in operation)
 - Turkish Grid (in operation) and/or TANAP (under development)
 - Existing interconnections
 - Under evaluation
- IGI (under development)

Source of original map: <http://www.edison.it/en/itgi-pipeline> (as of 27.02.2016)

19. Россия: диверсификация как общая концепция в Евразии

Рынки для российского газа: европейский и внутрироссийский (в прошлом/настоящем), те же плюс азиатский (в будущем) (*)

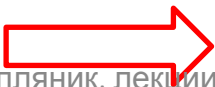


Источник оригинальной карты:

<http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/yky/>

(*) со сменой модели выхода на экспортные рынки: от госплановской «один рынок – одна труба» к современной «один рынок – две трубы/способа доставки»

○ Ресурсные базы



Трубопроводные поставки

○ поставки в АТР: СПГ

поставки в АТР: СПГ

20. Рынок газа: влияние падения цен на нефть в 2014 г.

Как формируется цена на СПГ на рынке в АТР

Системы формирования цен на газ/СПГ в международной торговле

(1) Европа

- Индексация к ценам нефтепродуктов (мазут/газойль) с дисконтом (*Гронингенская формула = нет-бэк от стоимости замещения у конечного потребителя/«на горелке», с 1962 г. по настоящее время*)

- Индексация к ценам газовых хабов в Европе (*с 2009 г. по настоящее время*)

(2) АТР

- Индексация к цене сырой нефти в АТР (*ИСС, с 1970-х гг. по настоящее время*)

- Индексация к цене на Генри Хаб США (*с 2016 г., поставки СПГ из США*)

Источник : Цена Энергии (Секретариат Энергетической Хартии, 2007); The Pricing of Internationally Traded Gas (OIES, 2012)

Формула СПГ контрактов для международной торговли в АТР

$$\bullet \quad P(\text{СПГ/СИФ}) = A(\%) * JCC(\text{СИФ}) + B$$

- Коэффициент “В” = константа

- Коэффициент “А” для СПГ контрактов (“slope” = наклон контрактной кривой):

- 17.2% (Нефтяной паритет СПГ по калорийности)

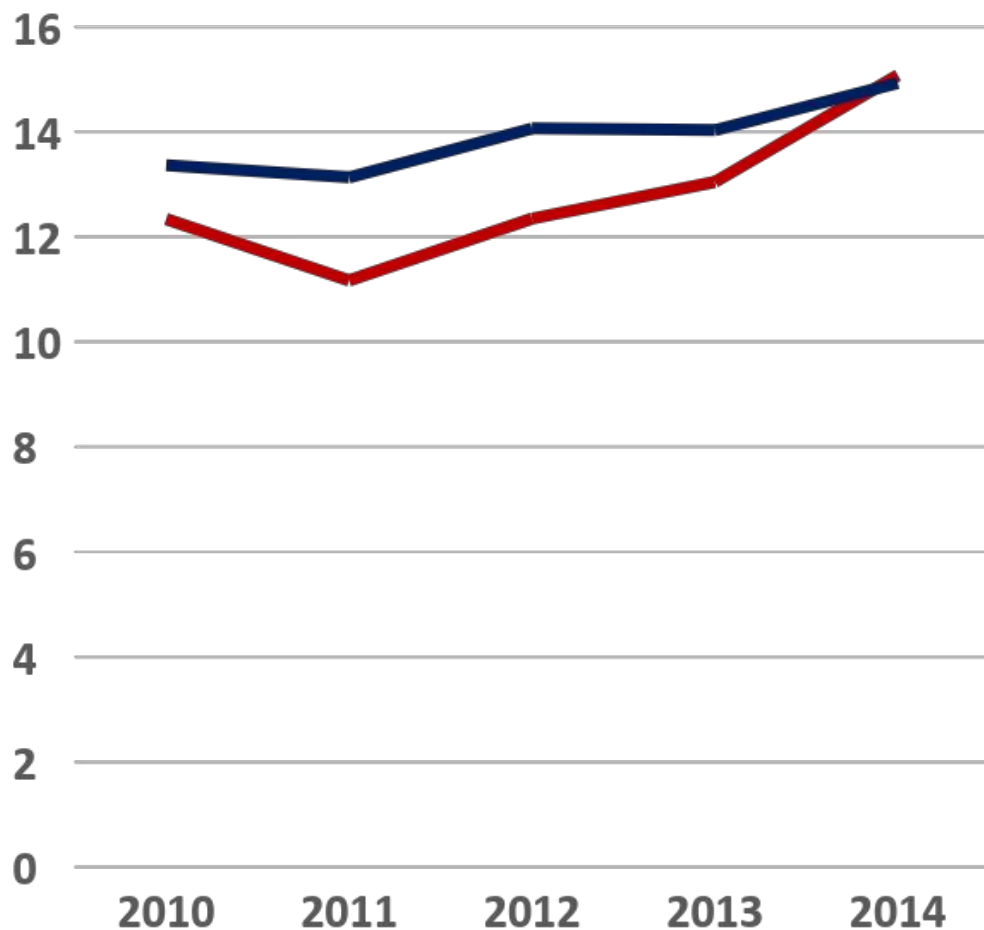
- Привязка к нефтяному паритету по калорийности с дисконтом => “А” меньше 17.2%, чтобы СПГ был конкурентоспособным против ИСС

Почему ИСС?

Япония = первый импортер СПГ в Азии (с 1969 г.): сырая нефть БСВ (тяжелая высокосернистая арабийская нефть) как основное топливо для производства электроэнергии в Японии в 70-х годах => прямая конкуренция СПГ и сырой нефти в Японии в секторе производства

электроэнергии => привязка к ИСС,

Коэффициент "А" для СПГ контрактов в Японии и Корее – в целом по среднегодовым объемам импорта в 2010 – 2014 гг. (цена СИФ)



— Коэффициент "А" в Корее (%)
— Коэффициент "А" в Японии (%)

Коэффициент "А" в 2010-2014 гг. колеблется в пределах:

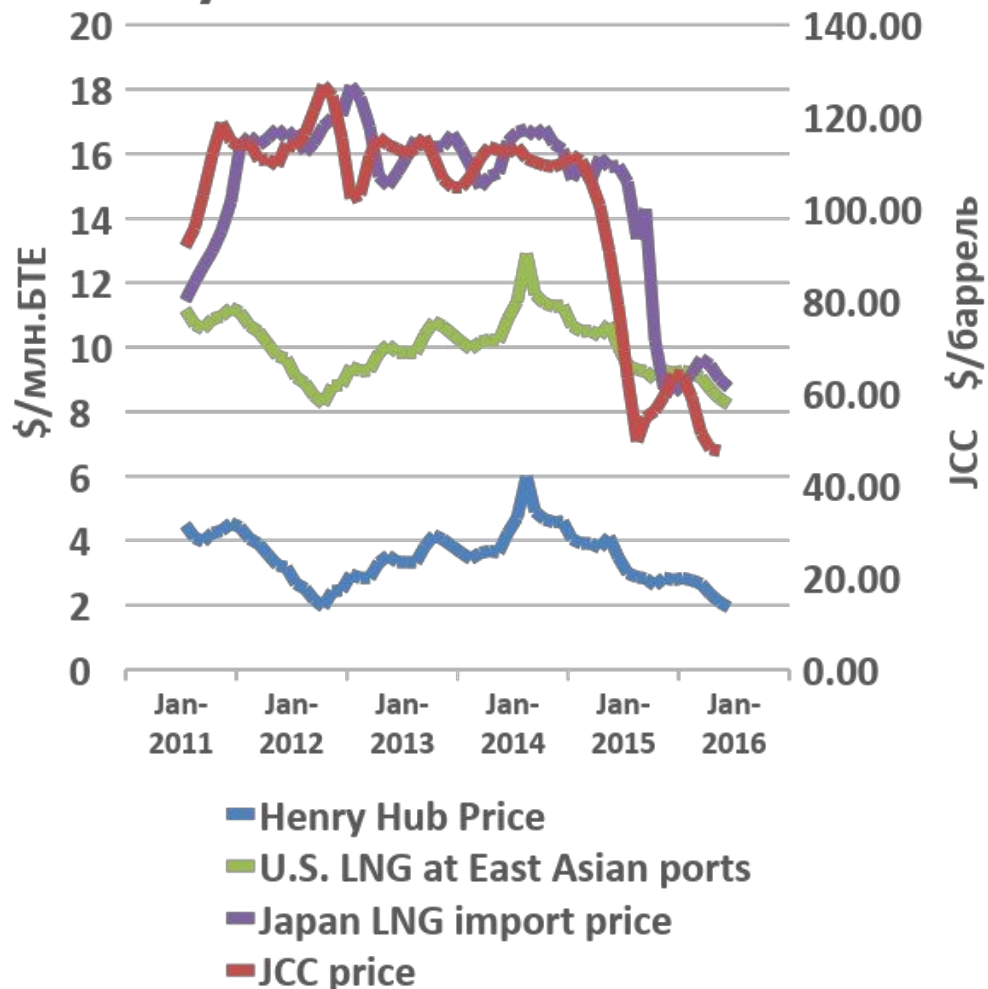
- Япония – **13%-15%**
- Корея – **11%-15%**

Источник: Авторы по данным Таможенной статистики Японии и Кореи

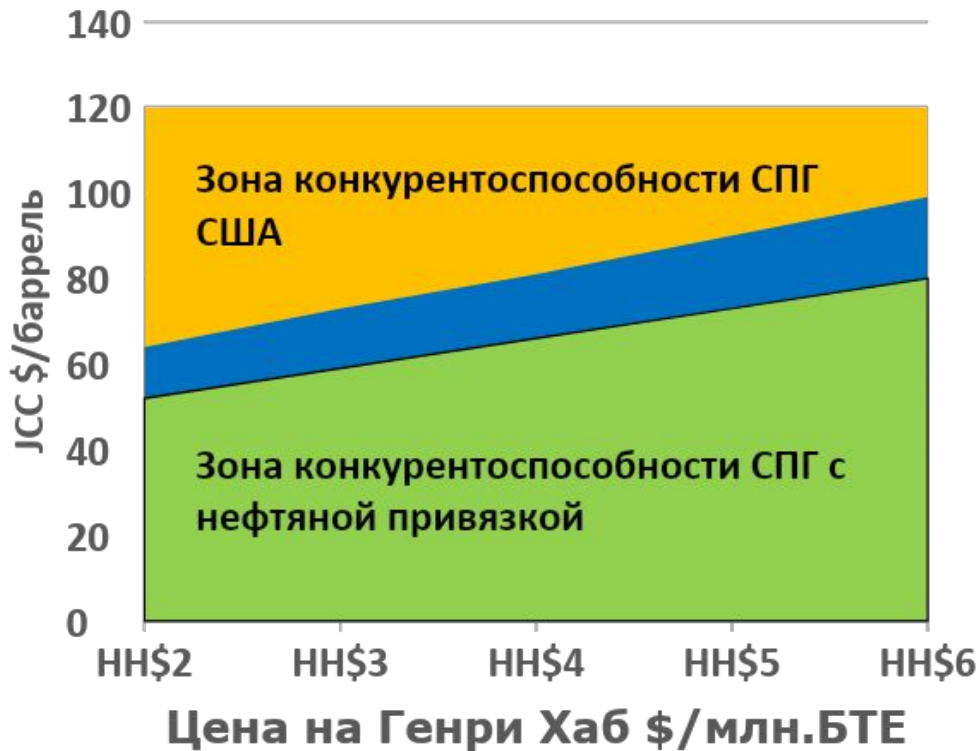
Динамика цен ЖСС и Генри Хаба

- (1) 2011-2014 гг.: разнонаправленная динамика цен на СПГ с нефтяной (ЖСС) и газовой (Генри Хаб) привязкой в АТР:
- высокая цена на нефть,
 - снижение цены на Генри Хаб вследствие роста добычи сланцевого газа в США и отсутствия возможности для его экспорта (переполнение рынка)
- (2) 2014 г. по настоящее время: снижение цен на СПГ с нефтяной привязкой (в результате падения мировых цен на нефть) и сохранение цен на Генри Хаб на низком уровне (\$2-\$4/млн.БТЕ в 2015 г.)
- Будет ли цена на Генри Хаб держаться на низком уровне после:
- *начала экспорта СПГ из США?
 - *экспорта трубопроводного газа в Мексику?

Цена "СИФ" на СПГ с привязкой к ЖСС и Генри Хабу в Восточной Азии



Зоны конкурентоспособности СПГ с привязкой к JCC и к Генри Хабу в Азии



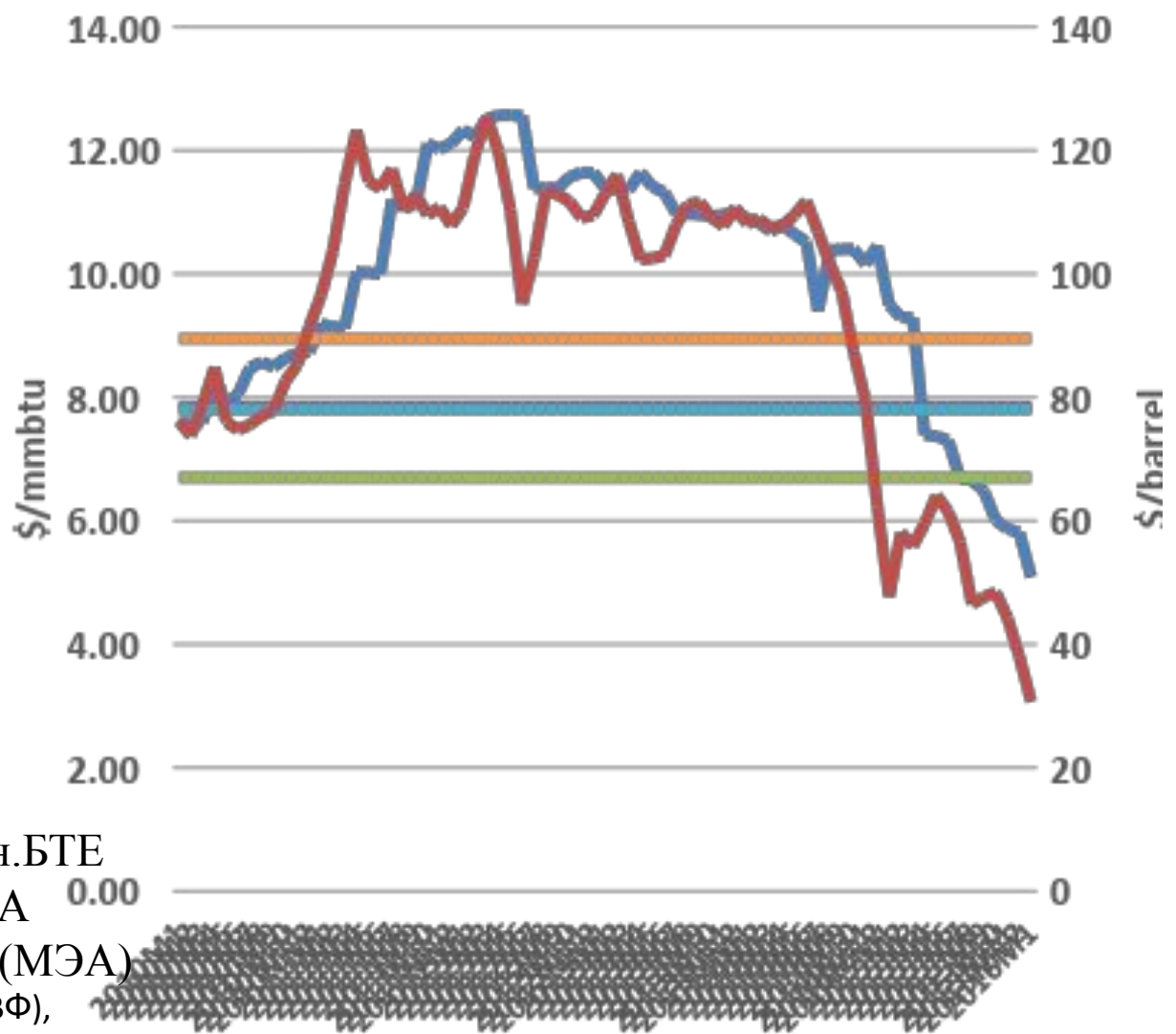
При цене газа на Генри Хаб \$2/млн. БТЕ (минимальное значение: апрель 2012, начало 2016 г.), СПГ с нефтяной привязкой конкурентоспособен в Азии при цене JCC < \$50/баррель (сегодня)

- При цене газа на Генри Хаб \$6/млн. БТЕ (максимальное значение: начало 2014 г.), СПГ с нефтяной привязкой был бы конкурентоспособен в Азии при цене JCC < \$80/баррель (середина 2010-конец 2014 гг.)
- При цене JCC выше \$100/баррель, СПГ США становится конкурентоспособен, если цена на Генри Хаб превышает \$6/млн.БТЕ, но вернутся ли цены на нефть на уровень \$100/баррель и выше?

- Зона конкурентоспособности СПГ индексируемого к Генри Хабу
- Цена на нефть при которой цены на СПГ с привязкой к JCC и Генри Хаб равны (Коэффициент контрактов СПГ 13%-16%)
- Зона конкурентоспособности СПГ, индексируемого к JCC

Сравнение цены американского СПГ и российского трубопроводного газа в Европе

- Natural Gas, Russian Natural Gas
- border price in Germany, US\$/MMBTU (МВФ)
- Цена на СПГ США в Европе при HH\$2/mmbtu(Фрахтовые ставки \$0.5/mmbtu, Platts)
- Цена на СПГ США в Европе при HH\$3/mmbtu(Фрахтовые ставки \$0.5/mmbtu, Platts)
- Цена на СПГ США в Европе при HH\$2/mmbtu(Фрахтовые ставки \$1.6/mmbtu, МЭА)
- Цена на СПГ США в Европе при HH\$3/mmbtu(Фрахтовые ставки \$1.6/mmbtu, МЭА)
- Brent (EIA)



- При стоимости
 (1) сжижения в США \$3/млн.БТЕ
 (2) регазификации СПГ США
 в Европе \$0.9/млн.БТЕ (МЭА)

Источник: МЭА, Commodity price(МВФ),
 ЕИА, Авторы