

– Які проекти можуть спільно здійснювати Росія, Україна та ЄС (можливо, в кооперації з іншими країнами, або у двосторонньому форматі) у сфері ядерної енергетики та атомної промисловості в коротко- та середньостроковій перспективі?

Навряд чи масштабні проекти за участі трьох сторін виглядають можливими. І в кращі часи така співпраця в ядерній галузі не спостерігалася. РФ завжди віддає перевагу двостороннім форматам, де вона апіорі виступає в максимальній ваговій категорії. Саме приклад України є наочним тому підтвердженням. Росія вже отримала всі можливі преференції від України – контракти на постачання паливних збірок для 4 енергоблоку Рівненської АЕС та 2 енергоблоку Хмельницької АЕС, укладені до 2034р., два нових енергоблоки Хмельницької АЕС будуть споруджуватися російським підрядником, створення підприємства з виробництва ядерного палива буде здійснювати (якщо буде) також російська сторона. Пропозиції РФ в ядерній сфері спрямовані на збереження статус-кво – монополізму російських компаній та недопущення створення в Україні АЕС та виробництва ядерного палива на неросійській технологічній базі. Якщо пропозиції японсько-американської компанії *Westinghouse* щодо будівництва заводу з фабрикації ядерного палива не були спрямовані на повне витиснення кооперації України з Росією, то російські пропозиції чітко зорієнтовані на ізоляцію України від співробітництва зі США і ЄС у цій сфері.

Напевне, єдиний проект, який може бути актуальним для всіх сторін – це спільний моніторинг стану безпеки атомних реакторів російського виробництва на території РФ, України та ЄС, спільні екологічні та технічні експертизи у випадках, коли йдеться про подовження терміну експлуатації енергоблоків.

– Які перспективи об'єднання нафтогазової та ядерної галузей України та Росії, в т.ч. в контексті розвитку співробітництва Росії, України та ЄС в цих сферах?

Сценарії об'єднання навряд чи доцільні з моменту, коли Україна приєдналася до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, тобто з 24 вересня 2010р. Щоправда, ще необхідна процедура ратифікації в Парламенті. З позиції державних інтересів, об'єднання НАК “Нафтогаз України” та ВАТ “Газпрому” не може відбутися, оскільки воно фактично буде поглинанням НАК “Газпром”. Т.зв. зустрічна українська пропозиція паритетного об'єднання (50:50) не є прийнятною для російського монополіста, оскільки він має на порядок більшу капіталізацію, аніж “Нафтогаз”. Варіант обміну активами чи створення спільного підприємства за принципом “Нафтогазу – родовища в Росії, “Газпрому” – українська ГТС” є асиметричним у своїй основі, оскільки сибірські родовища – річ у собі, яка невідомо коли принесе (і чи принесе) прибуток, а українська ГТС – річ конкретна, функціонуюча та з першого дня здатна генерувати дохід “Газпрому”.

Таким чином, найкращим виходом є збереження статус-кво. Співробітництво замість інтеграції. Традиційна кооперація у транспортуванні природного газу до Європи замість поглинання. Реалізація спільних проектів розширення транзитних потужностей, якщо в Європі зросте попит саме на російський газ. Це може

бути реанімація проекту газопроводу Богородчани – Ужгород. І приклад успішності подібних проектів є – це розширення на території України Балканського коридору системи магістральних газопроводів, реалізований спільними зусиллями української, російської та турецької сторін, що були об'єднані в рамках СП “Газ-Транзит” в 1997р. Чому б не повторити позитивний досвід минулого? Але знову ж таки, будівництво не заради будівництва, а у випадку наявності попиту з європейського боку.

Для цього потрібен постійний діалог трьох. Тому сьогодні найбільш логічним проектом стало б створення тристороннього Східного енергетичного діалогу “постачальники – транзитери – споживачі”, один із форматів якого може бути РФ – Україна – ЄС. Цей формат надалі міг би бути розширений за рахунок країн Центральної Азії та Азербайджану як постачальників, за рахунок Білорусії, Грузії та Туреччини як транзитерів. ■



Андрей КОНОПЛЯНИК,
консультант правління
“Газпромбанк” (Росія)

– Якими являються перспективи об'єднання НАК “Нафтогаз України” и ОАО “Газпром” после присоединения Украины к Договору об Энергетическом Сообществе?

Перспективы такого объединения представляются мне более ограниченными и затрудненными в случае присоединения Украины к этому Соглашению. Как известно, членство в этом соглашении означает распространение на страну Энергетических Директив ЕС (как минимум – Вторых (2003г.), не могу с уверенностью утверждать, что также и Третьих (2009г.)).

В соответствии с этими требованиями в Украине летом 2010г. принят Закон “О принципах функционирования рынка природного газа”, разработанный с целью привести украинское энергетическое законодательство в соответствие с требованиями Энергетических Директив ЕС. Одним из требований Вторых Директив (отраженных в указанном Законе Украины) является требование о сегментации вертикально интегрированных компаний, что означает разделение НАК “Нафтогаз Украины” на транспортную и добывающую/производящую составляющие. Следовательно: неизбежно понизится капитализация выделенных частей (новых компаний, образованных на месте НАК “Нафтогаз Украины”), по сравнению с неразделенной компанией. Это сузит возможности для адекватного обмена/объединения активами. Потребуется долгое время для проверки юридической чистоты новых компаний, образованных на месте НАК “Нафтогаз Украины” и их правовых обязательств, перешедших на них по правопреемственности.

Если Договор (Соглашение) об Энергетическом Сообществе предполагает распространение на страну,



ставшую его членом, также и Третьих Директив ЕС, то это (через положения о компаниях третьих стран Третьих Директив) может если не заблокировать, то еще более затруднить объединение двух компаний, поскольку будет требовать сегментации ОАО "Газпром" (политически невозможного в обозримой перспективе) в случае предполагаемой уставной деятельности объединенной компании на территории Украины.

– Какова будет роль спотовых контрактов на газ в Европе в период до 2020г., и сможет ли Украина получать значительные объемы российского газа по спотовым ценам?

Кратко: роль спотовых контрактов (если в координатах "срочность-ценообразование", то: разовые поставки плюс биржевое ценообразование) на газ в континентальной Европе будет возрастать, но не станет ни доминирующей контрактной практикой, ни доминирующим механизмом ценообразования (исключение – Великобритания, которая представляет собой, наряду с США, особый, отличный от Евразии, случай доминирующей контрактной практики и механизмов ценообразования в международном газовом бизнесе). **Украина не сможет и не будет получать российский газ по спотовым ценам даже в рамках долгосрочных контрактов.** Думаю, в обоих случаях (в европейской и в российско-украинской торговле газом) этого не произойдет не только до, но и после 2020г. Доминирующим на европейском рынке и в российско-украинской газовой торговле останется долгосрочный газовый экспортный контракт с адаптируемой (в сторону ухода от нефтяной привязки) формулой ценообразования и сокращаемой продолжительностью в качестве общей тенденции. Споты рынок в Европе будет продолжать играть подчиненную роль, меньшую, чем сейчас, после выхода Европы из экономического кризиса.

Более подробно

О Европе. Сегодня доминирующей контрактной практикой международной торговли газом в континентальной Европе остаются долгосрочные экспортные газовые контракты (ДСЭГК) т.н. Гронингского типа. Они начали впервые применяться в Нидерландах в 1962г в связи с началом освоения месторождения Гронинген. Основными характеристиками этих ДСЭГК являются их высокая продолжительность (в настоящее время, в среднем по Европе, 20-30 лет) и регулярно адаптируемый механизм формульного ценообразования, привязывающий цену газа к стоимости замещающих его энергоресурсов.

ДСЭГК, в отличие от спотового контракта, не является исключительно инструментом торговли, но представляет собой инструмент торгово-инвестиционный, ибо является неотъемлемым элементом структуры финансирования инвестиционных газовых проектов по добыче и транспортировке. ДСЭГК составляют основу современного европейского газоснабжения. По оценке П.Возера (Шелл), сейчас (с учетом кризиса перепроизводства, когда возрастает доля разовых и краткосрочных сделок) на долю ДСЭГК приходится 70% против 30% спотовых сделок. По оценке Секретариата Энергетической Хартии, в середине десятилетия на долю различных типов ДСЭГК (с нефтяной индексацией и не только) приходилось 95% международной торговли газом.

Соотношение долгосрочных и спотовых контрактов носит циклический характер и в периоды кризисов

перепроизводства (таких как нынешний избыток предложения газа в Европе) доля спотовых сделок растет (начинается демпинг поставщиков в борьбе за долю рынка). В итоге спотовые цены падают ниже контрактных. Однако сегодняшний избыток предложения газа в Европе является временным результатом наложения нескольких несистемных факторов: снижение спроса на газ в результате мирового экономического кризиса, роста добычи сланцевого газа в США (снизившего в этой стране спрос на импортный СПГ и перенаправившего в Европу предназначавшиеся для США его потоки в Атлантическом бассейне), продолжения роста поставок в Европу ранее законтрактованных поставок трубопроводного газа и СПГ. На пике кризиса цены спот были в два раза ниже контрактных, что естественно, поскольку ДСЭГК предполагают механизм замедленной адаптации и отложенного сглаживания текущих ценовых колебаний. Ключевые поставщики газа в Европу, такие как Газпром и ЕОН-Рургаз оценивают, что избыток спроса снизится в ближайшие 2-3 года и спотовые цены вернуться к уровню контрактных.

Суверенным правом страны-владельца невозобновляемого природного энергоресурса является экономически обоснованное стремление получить максимальную ресурсную ренту от его освоения, т.е. получить максимальную долгосрочную экспортную цену от его реализации. Последнее означает – за полный срок разработки месторождения, который (в случае крупных и уникальных месторождений, составляющих основу, например, российской газовой отрасли) может измеряться несколькими десятилетиями. Этот экономически обоснованный интерес страны-производителя защищен современным международным правом – Резолюцией Генеральной Ассамблеи ООН №1803 от декабря 1962г и статьей 18 Договора к Энергетической Хартии, вступившего в силу в апреле 1998г, о (неотъемлемом) суверенитете государств над своими природными ресурсами.

Действующий в рамках ДСЭГК Гронингского типа механизм ценообразования, позволяющий реализовать такое право, предполагает продажу газа по наивысшей цене, которую возможно обеспечить в долгосрочной перспективе в рамках конкурентного рынка, т.е. при наличии у потребителя возможности использования альтернативных газу энергоресурсов и возможности поставок газа из нескольких источников (от нескольких поставщиков). Для этого контрактная цена на газ должна быть несколько ниже (т.е. предлагать потребителю ценовую премию за использование газа), чем долгосрочные предельные издержки производства будь-то альтернативных газу энергоресурсов, будь-то газа других поставщиков (т.е. ниже, чем стоимость замещения газа в рамках данного контракта). В 1960-е годы основными замещающими газ энергоресурсами были мазут (промышленность и электроэнергетика) и газойль/дизтопливо (коммунально-бытовой сектор). Они и стали основными ингредиентами ценовой формулы ДСЭГК Гронингского типа. Таковыми они остаются по сей день, несмотря на то, что спектр замещающих газ энергоресурсов в различных сферах его потребления существенно расширился.

Цена газа в европейских ДСЭГК и сегодня в основном остается привязанной к цене нефтепродуктов: по материалам исследования Еврокомиссии, в середине десятилетия 75% средней импортной цены газа

ЄС привязані к мазуту і газойлю/дизтопливу. По основним країнам-експортерам газу в Європу це показувач вище: Норвегія – 87%, Нідерланди і Росія – 92%. Однак удільний вага нафтопродуктів в ценовій кошику газу зменшується по мірі розвитку енергетичних ринків. В базисному Гронінгенському контракті 1962г. на частку цих нафтопродуктів приходить 100% з вагами 40:60 відповідно. В середині нинішнього десятиліття в східно-європейських країнах-членах ЄС – 95%, в західно-європейських (без Сполученого Королівства) – 80%, в Сполученому Королівстві – 30%. **Наличчя тенденція дрейфу формули ціноутворення ДСЭГК в напрямку уходу від переважно нафтяної прив'язки (нафтяної індексації) за рахунок розширення кошику ценових інгредієнтів, в частині – шляхом включення в неї інших конкуруючих з газом енергоресурсів (угля, первинної електроенергії), неенергетичних компонентів (інфляція), а також спотової компоненти і біржових індексів (елемента, що відображає конкуренцію “газ-газ”).**

Іменно цей шлях є, на мій погляд, взаємоприйнятним і економічно обґрунтованим шляхом адаптації сучасних контрактних структур і механізмів ціноутворення на газ в Європі к новим реаліям розвитку енергетичних ринків, а не прагнення утримати або підвищити нафтяну прив'язку (індексацію) ДСЭГК, з однієї сторони, або форсовано перевести газовий ціноутворення в Європі на спотові/біржові котировки, з другої.

Зона застосування ДСЭГК Гронінгенського типу послідовно розширюється вздовж основних орієнтованих на ЄС газових артерій з заходу на схід, досягнувши країн-експортерів Середньої Азії лише в 2009-2010гг. (коли Росія перейшла на закупки середньазійського газу по ціні заміщення газу на ринку ЄС, приведеної к зовнішній межі середньазійської країни-експортера). Таким чином, **на формування єдиного механізму експортного ціноутворення на газ вздовж всієї орієнтованої на ЄС газотранспортної інфраструктури основних держав-постачальників, що входять в склад ЄС (включаючи Алжир, Норвегію, Росію, країни Середньої Азії), ушло майже 50 років.** На шляху цього переходу були періоди визначених ускладнень, викликані (в економічній частині) великими додатковими витратами (резко зростаючими рентними платежами) для імпортерів газу при переході від політично детермінованих механізмів ціноутворення по типу “витрати-плюс” к економічно мотивованому ціноутворенню на основі ціни заміщення альтернативного газу енергоресурсів на пред'являючому найбільш високому платієспроможному запиті на цей газ експортному ринку ЄС. Зрозуміло, що в одночасно руйнувати цей складуючийся в процесі півстоліття на обширному Євразійському просторі контрактно-цінової механізм в такій капіталомікій галузі, як газова, спробувавши перевести його на спотове/ф'ючерсний ціноутворення – як мінімум, контрпродуктивно.

На мій погляд, пропонується Третім Енергетичним пакетом ЄС майбутня архітектура єдиного внутрішнього газового ринку ЄС, що представляє собою набір регіональних зон торгівлі з тарифами “вхід-вихід” і ліквідними віртуальними хабами (центрами спотової торгівлі) всередині кожної зони, не буде спроможною ще в процесі

довільно довгого часу. Сьогоднішні газові хаби континентальної Європи не є ліквідними і таковими, видимо, стануть ще дуже не скоро. Показувач ліквідності “чорн” (відношення обсягу торгівлі на ринковій площадці к обсягу фізических поставок з нею) складає по хабах континентальної Європи 3-5, а на найбільш ліквідному європейському ринку – в Сполученому Королівстві – балансує навколо позначки 15, який є мінімальним критичним рівнем для віднесення до однієї або іншої торгової площадці к категорії умовно ліквідних (для порівняння: “чорн” для Хенрі-Хаб США (газ) дорівнює 400, для нафтяних бірж Нью-Йорка і Лондона, де котируються дві основні маркерні сорти нафти в світовій торгівлі їм, перевищує 2000). Активний же ріст обсягів торгівлі на газових хабах континентальної Європи, що спостерігається в останні часи, пояснюється, *во-перших*, кризовим надлишком пропозиції, коли додаткові невостребовані в межах ДСЭГК і перевищуючі мінімальні зобов'язання по відбору обсягу газу скидаються на ці площадки, і, *во-других*, статистичним ефектом, коли будь-який додатковий обсяг торгівлі в межах незначеских базисних її обсягів показує високі прирости. Тому ціни на європейських газових хабах характеризуються дуже нестійкою динамікою, не вільні від ілюзорного маніпулювання, і не готові слугувати ценовим орієнтиром для довготривалого надійного газопостачання. Однак як додатковий елемент вони будуть все більш широко включатися – і вже включаються – в формули ціноутворення основних постачальників газу (наприклад, Норвегія і Росія ввели в формулу ціни спотового компонента на рівні 25% і 15% відповідно).

Слід, однак, розуміти, що, будучи введеними в формули ціноутворення в якості додаткового елемента, спотові котировки будуть діяти в бік зниження контрактних цін на етапі перепроцесування (надлишку пропозиції) газу, але на етапі надлишку попиту, коли спотові котировки звичайно перевищують контрактні ціни, будуть діяти в бік підвищення останніх.

Об Україні і Росії

В межах створеної в часи СРСР і доставленої в спадщину суверенним державам, що виникли на його території, газотранспортної інфраструктури, націленої на експортні поставки газу з сходу на захід, Європа була і залишається для Росії і інших постачальників газу з колишнього СРСР експортним ринком, що пропонує найвищу експортну ціну на газ, значно вищу, ніж можуть запропонувати країни колишнього СРСР, розташовані по шляху експортних трубопроводів (Україна, Білорусь і др.). Це визначає – в разі формування ціни не на політичній, а на економічній основі – економічну зацікавленість і міжнародно-визнане юридическе право країни-експортера (Росії) прив'язувати експортну ціну поставок газу в країну, розташовану між Росією і ЄС, к ціні заміщення газу на ринку ЄС, оскільки саме цей ринок забезпечує країні-експортеру найвищу – в довготривалій перспективі (краткотермінові кон'юнктурні коливання, типу нинішніх, не в рахунок) – експортну ціну на її невідновлюємый енергоресурс. До цього часу, поки на європейському

направленийи будет существовать долгосрочный избыток спроса на российский газ (не путать с краткосрочным конъюнктурным текущим избытком предложения газа в Европе) – страна-экспортер (собственник энергоресурсов) и ее коммерческие организации не будут заинтересованы в отказе/отходе от этой модели.

Вышеизложенное означает, на мой взгляд, *во-первых*, отсутствие перспектив у Украины получать российский газ по текущим спотовым ценам ЕС. *Во-вторых*, предопределяет неизбежную адаптацию заключенного в январе 2009г. российско-украинского ДСЭГК – в направлении ухода от его чисто нефтяной индексации к более широкой корзине ингредиентов – в рамках предусмотренного в этом контракте традиционного механизма адаптации формулы цены. *В-третьих*, сохранение привязки экспортной цены российского (российского не по месту добычи, а по титлу собственности) газа в Украину к стоимости замещения на рынке ЕС. ■



Сергій САПЕГІН,
директор НТЦ "Псіхея"

– Які проекти можуть спільно здійснювати Росія, Україна та ЄС (можливо, в кооперації з іншими країнами, або у двосторонньому форматі) у нафтогазовій сфері в коротко- та середньостроковій перспективі?

Мабуть, ні в кого не викликає сумнівів той факт, що Україна не в змозі самотужки модернізувати власну нафто- і газотранспортну систему відповідно до сучасних норм безпеки. Тим часом, близько 40% вітчизняних трубопроводів уже відпрацювали понад 30, а п'ята частина – понад 40 років. Якщо найближчими роками не вдасться знайти кошти, то чи не найголовніше джерело валютних надходжень нашої держави висохне без будь-яких зусиль з боку наших опонентів. Зрозуміло, що "за так" у світі ніхто жоден із проєктів не фінансує. Тому Україні вкрай необхідно зацкавити і Москву, і Брюссель привабливими для них пропозиціями. Проте це означає, що двосторонні домовленості автоматично призведуть до економічних або політичних втрат для нашої держави. **Найкращий вихід – нафто- і газотранспортні проекти, в яких останньо інтереси споживачів, транзитерів та експортерів.**

У зв'язку з цим виникає ще одне питання, актуальне для України. Великим недоліком нинішньої політики ЄС є неможливість прямого фінансування енергетики. Традиційно європейський внесок в енергетичну політику був радше нормативним, аніж фінансовим. Але найближчими роками Євросоюзу не обійтися без інфраструктурних інвестицій, насамперед там, де ринкові механізми не є достатніми.

– Які проекти можуть спільно здійснювати Росія, Україна та ЄС (можливо, в кооперації з іншими країнами, або у двосторонньому форматі) у сфері ядерної енергетики та атомної промисловості в коротко- та середньостроковій перспективі?

Зусилля Єврокомісії, спрямовані на зниження викидів парникових газів, відкривають для України широкі можливості в галузі енергозбереження та раціонального використання енергетичних ресурсів. Кіотські механізми дозволяють фінансувати екологічні та економічно ефективні проекти, що сприяють технічному розвитку та підвищують конкурентоспроможність промислових підприємств.

Україна та ЄС мають спільний головний біль у питаннях фінансування енергетичних проєктів – дефіцит коштів. Вихід може бути знайдений в підвищенні ефективності їх використання, одним із шляхів якого може стати гарантування кредитів для заохочення приватних інвестицій і програм, як це робиться в рамках енергетичного фонду Європейського плану відновлення економіки. При цьому, замість традиційних кредитів необхідно ширше використовувати інноваційні фінансові інструменти.

Україні слід було б висунути нові ініціативи у сфері забезпечення колективної енергетичної безпеки Європи, засновані на таких тезах:

- кожен споживач повинен отримати можливість у різний час використовувати різні джерела енергії;
- структура енергоспоживання має визначатися на основі економічної та екологічної доцільності;
- виробництво палива та енергії повинно бути децентралізоване, а енергетичні потоки – розукрупнені;
- у кожному регіоні мають бути створені запаси палива та енергії з урахуванням структури енергоспоживання й різного часу сезонних навантажень із збереженням функцій держави з управління ними в особливий період.

– Які перспективи об'єднання нафтогазової та ядерної галузей України та Росії, в т.ч. в контексті розвитку співробітництва Росії, України та ЄС в цих сферах?

Будь-яке об'єднання нафтогазових чи будь-яких інших галузей різних країн є неможливим. Так, можна спільно планувати, координувати, контролювати їх діяльність, можна навіть спільно керувати об'єднаною енергетичною чи транспортною системою, проте це стосується лише окремих проєктів, спільних підприємств, консорціумів, холдингів. **Основна проблема полягає в тому, що газ, нафта, ядерне паливо не є простими чи навіть інфраструктурними товарами.** Вони є інструментами внутрішньої і зовнішньої політики. У Росії це офіційно закріплено в документах, що визначають стратегію її національної безпеки. А раз так, то за будь-якими пропозиціями об'єднання енергетичних галузей криються, насамперед, не економічні, а політичні цілі, які у різних держав не можуть бути однаковими. Зверніть увагу: за майже 20 років існування ЄС держави, що його утворюють, так і не спромоглися виробити спільної енергетичної політики.