Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Німецька консультативна група

Серія консультативних робіт [PP/01/2014]

Оцінка варіантів диверсифікації постачання газу до України

Георг Захманн, Дмитро Науменко

Берлін/Київ, лютий 2014 року

Про Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Інститут економічних досліджень та політичних консультацій (ІЕД) – провідний український аналітичний центр, що спеціалізується на економічних дослідженнях та консультаціях з питань економічної політики. ІЕД був заснований у жовтні 1999 року провідними українськими політиками та Німецькою консультативною групою з питань економічних реформ.

Місія ІЕД - вироблення альтернативного погляду на ключові проблеми суспільного та економічного розвитку України. В рамках місії ІЕД націлює свою діяльність на надання висококваліфікованої експертної оцінки в галузі економіки й економічної політики, на формування громадської думки шляхом організації відкритого публічного діалогу, на сприяння розвитку економічних та суспільних наук і стимулювання розвитку дослідницької спільноти України.

Інститут економічних досліджень та політичних консультацій
Рейтарська 8/5-А,
01034 Київ, Україна
Тел: +38 044 / 278 63 42
Факс: +38 044 / 278 63 36
institute@ier.kiev.ua
http://www.ier.com.ua

Про Німецьку консультативну групу

Німецька консультативна група з питань економічних реформ працює в Україні з 1994 року, консультуючи український уряд та інші державні органи, такі як Національний банк України, по широкому колу питань економічної політики і розвитку фінансового сектору. Наші аналітичні роботи презентуються і обговорюються під час постійних зустрічей з посадовцями високого рангу. Група фінансується німецьким Федеральним міністерством економіки та енергетикі у рамках програм TRANSFORM та наступних після неї програм технічної допомоги.

Німецька консультативна група
З питань економічних реформ
c/o Berlin Economics
Schillerstr. 59
D-10627 Берлін
Тел: +49 30 / 20 61 34 64 0
Факс: +49 30 / 20 61 34 64 9
info@beratergruppe-ukraine.de
www.beratergruppe-ukraine.de

© 2014 Німецька консультативна група

© 2014 Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Всі права захищені.

Оцінка варіантів диверсифікації постачання газу до України

Резюме

Україна знаходиться в економічній залежності від імпорту природного газу з Росії. Це дозволяє Росії довільно встановлювати ціну чи попит на газ в обмін на економічні (і політичні) поступки. У минулому Україна була в змозі використовувати свою роль провідної транзитної країни євразійського газу до Європи з метою ведення переговорів щодо отримання відносно помірних цін. Але сьогодні ця роль зникає. Після завершення перших двох гілок Північного потоку 64% експорту газу до Європи може здійснюватись в обхід України. Якщо ж Південний потік або наступні дві гілки Північного потоку будуть завершені, Україну буде можливо обійти повністю. Відповідно, Україна може вибирати одну з трьох стратегій:

Стратегія №1: Сплачувати дуже високу ціну за природний газ (у розмірі 400-500 дол. США за тис. кубометрів в поточних ринкових умовах)

Стратегія №2: Отримати нижчі ціни в обмін на політичні та економічні поступки

Стратегія №3: Знижувати ціни на імпортний газ за рахунок скорочення своєї залежності від газу в односторонньому порядку

В цій роботі ми розглянемо основні техніко-економічні варіанти зменшення такої залежності, які, таким чином, є необхідними для імплементації Стратегії №3. Конкретніше, ми будемо розглядати три можливості: і. Диверсифікація поставок газу, іі. Збільшення обсягів внутрішнього видобування, ііі. Скорочення попиту на газ. Ми проведемо кількісну оцінку окремих варіантів з точки зору доступних обсягів газу, потреби в інвестиціях, змінних витрат та часу, необхідного для їх реалізації (див. описову таблицю на наступній сторінці).

Очевидно, що реалізація всіх наявних можливостей незалежно одна від одної не є виваженим рішенням, оскільки сукупний обсяг постачання газу буде істотно перевищувати попит в Україні, і витрати, необхідні для здійснення багатьох з варіантів є досить значними. Це означає, що простий підхід «все вище перелічене» (тобто, що означає імплементацію всіх варіантів одночасно без врахування взаємозалежностей) не є економічно доцільним. Отже, Україна повинна визначити оптимальний портфель варіантів в умовах політичної, технічної і економічної невизначеності. Вибір часового горизонту також важливий, так як деякі з варіантів можуть бути реалізовані швидко, в той час як інші можуть потребувати до десяти років.

Приватний сектор може взяти на себе фінансування (часто) значних інвестиційних вкладень. Проте, приватні інвестори вимагають чіткої визначеності уряду стосовно постачальників і цінової стратегії. Підвищення прозорості ціноутворення на імпортний газ та газ внутрішнього видобутку на основі попиту і пропозиції дозволить істотно зменшити політичні/регуляторні ризики для інвесторів. З іншого боку, мінлива стратегія отримання цінових знижок в обмін на певні поступки змушує приватних інвесторів утримуватися від здійснення інвестицій. І без прозорого та недискримінаційного доступу до інфраструктури інвестиції також будуть неможливими.

У деяких випадках, інвестиції, які є вигідними для України не будуть здійснюватися приватними компаніями. Наприклад, інвестиції в нову інфраструктуру імпорту газу (ЗПГ або трубопроводи) можуть допомогти створити конкуренцію на ринку імпорту газу в Україну і, таким чином, змусити діючого постачальника знизити ціни для того, щоб зберегти свою частку на ринку. Це може бути надзвичайно вигідним для України, але, водночас, інвестиції в нову інфраструктуру для імпорту газу можуть бути невигідними з економічної точки зору. Отже, приватні інвестори будуть в кращому інвестувати в недостатньому обсязі, якщо вони не отримають правильних стимулів (наприклад, у вигляді опціонних контрактів з урядом).

Автори

Д-р Георг Захманн zachmann@berlin-economics.com +49 30 / 20 61 34 64 0

Дмитро Науменко naumenko@ier.kiev.ua +380 44 / 278 63 42

Резюме різних альтернатив [індикативні значення]

	Макс. потужність(млрд м^3/р.)	Фіксовані витрати (млрд дол. США/р.)	Змінні витрати (дол. США/тис. м^3)	Період імплементації (років)	Примітки
Диверсифікація імпорту					
o Фізичні реверсні потоки					
▪ Польща	1,5	0	400	0	
▪ Словаччина	10-30	0	400	0-0,5	Вихід на повну реверсну потужність вимагає будівництва обхідного газопроводу
▪ Угорщина	2-6,5	0	400	0	
▪ Румунія	5	0	400	0	
▪ Молдова	0	0	400	0	Техн.: 27 млрд м^3, проте Молдовагаз = Газпром, і брак газу в Пд.-Сх. Європі
o Віртуальні реверсні потоки	0	0	400	0	Техн.: >80 млрд м^3, але слабке юридич. підґрунтя
o Термінал ЗПГ					Обмеження трафіку через Туреччину
▪ Плавучий	5	0.2	400	2	
▪ Наземний	10	0.2	400	4	Поглиблення морської ділянки порту
o Нові трубопроводи					
▪ Азербайджан-Грузія-Україна	8	>1	300	10	Надзвичайно малоймовірно
▪ Під’єднання до терм. ЗПГ Adria	5	1	400+	3-7	Включає частку витрат у терміналі ЗПГ Adria
Збільшення внутрішнього виробництва					
o Сланцевий газ	0-15	<1	120-282	7-10	Висока невизначеність до проведення розвідувальних бурінь
o Офшорний видобуток	7-9	>1	75-125	7-10	
o Метан вугільних пластів	2-4	0,5-1	290-410	7-10	
o Традиційний газ	18-24	0,5-1	80-115	3-7	
Скорочення споживання					
o Зміна палива: вугілля->газ					
▪ Електроенергія	0-2	1-2	100	3-7	Для стабільності системи необхідні газові блоки
▪ Тепло (вкл. ТЕЦ)	18	1,5-3	100	3-7	
▪ Coal gasification	4	1	140	3-7	
o Енергоефективність	30	0-…	0-1000	0-10	Широкий вибір варіантів
▪ Напр.: житлове будівництво	?	0,45	0	1-3	

Числа в цій таблиці зібрані/вирахувані з різних джерел і пов’язані із значними невизначеностями.

Зміст

1. Вступ 6

2. Україна має ряд альтернатив 11

2.1 Диверсифікація імпорту 11

2.1.1 Фізичні реверсні потоки 11

2.1.2 Віртуальні реверсні потоки 13

2.1.3 Термінал зрідженого природного газу (ЗПГ) 14

2.1.4 Нові газопроводи 16

2.2 Збільшення внутрішнього виробництва 17

2.2.1 Сланцевий газ 19

2.2.2 Видобування газу на морських (офшорних) ділянках 20

2.2.3 Метан вугільних пластів 21

2.2.4 Традиційний газ 21

2.3 Скорочення споживання 22

2.3.1 Перехід на інші види палива 22

2.3.2 Енергоефективність 24

3. Необхідність стратегічного погляду 24

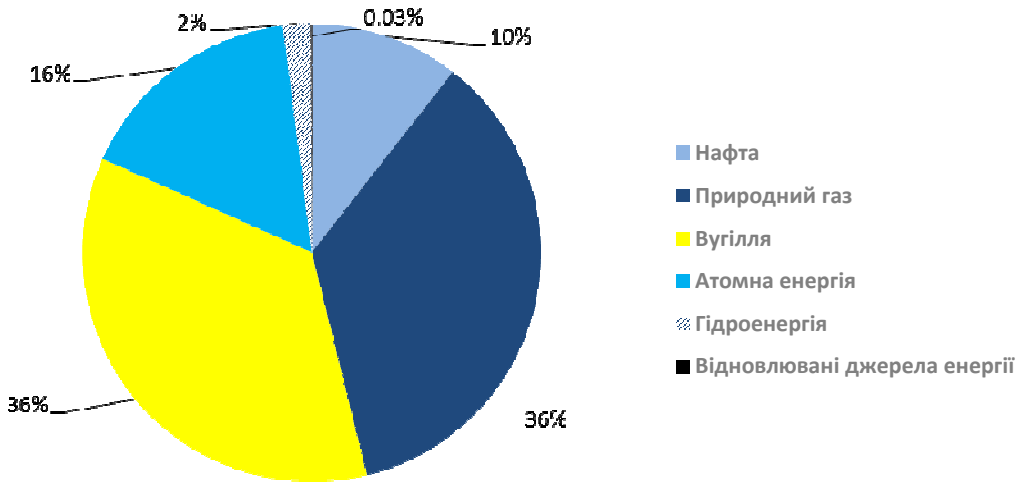
Джерела 26

1. Вступ

Забезпечення недорогих поставок газу має ключове економічне і політичне значення для України. Природний газ є найбільш важливим енергоносієм в Україні. За даними British Petroleum (BP) 36 відсотків загального обсягу енергопостачання в 2012 році було забезпечено за рахунок природного газу. Більше половини цього газу імпортується з Росії, рахунок за імпорт природного газу склав приблизно 8 відсотків ВВП України в 2012 році.[1]

Рисунок 1

Енергопостачання за видами палива в Україні в 2012 році



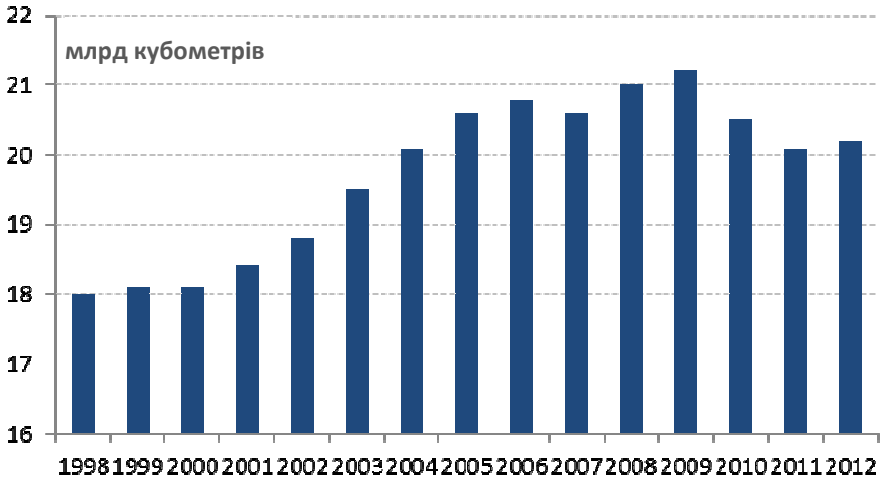
Джерело: BP Statistical Review of World Energy, січень 2013 р.

У 2012 році в Україні було спожито 55 мільярдів кубічних метрів (кубометрів) природного газу. Близько 20 млрд кубометрів (або 36%) з цього обсягу було видобуто всередині країни, в той час як 33 млрд. кубометрів (або 60%) було імпортовано. Частка імпорту, ймовірно, збільшиться, оскільки споживання природного газу, як очікується, відновиться із зростанням української економіки, в той час як внутрішнє виробництво природного газу впаде, якщо не буде здійснено значних інвестицій у видобуток.

[1] (426 дол. США/тис. кубометрів * 32,900,000 тис. кубометрів) / 176 млрд дол. США

Рисунок 2

Видобування природного газу в Україні в 1998-2012 рр.



Джерело: НАК «Нафтогаз»[2]

До 2012 Україна імпортувала весь обсяг природного газу з/через Росії/ю.[3] Ця одностороння стратегія постачання газу було викликана порівняно низькою ціною, що пропонувалася Росією, а також відсутністю інфраструктури, яка дозволила б альтернативні імпортні поставки.

Водночас Україна мала деякі важелі при веденні переговорів щодо ціни імпорту газу з його монопольним постачальником – Росією, оскільки Україна була ключовою країною-транзитером. Проте транзит природного газу через територію України йде на спад. В той час як в 2011 році через територію України було транспортовано 104 млрд. кубометрів газу, транзит знизився до 84 млрд кубометрів в 2012 році[4] та залишився на низькому рівні у 86,1 млрд кубометрів в 2013 році.[5] На додачу до 140 млрд кубометрів газу, що в даний час можуть пройти транзитом через Україну[6], 35 млрд кубометрів євразійського газу можуть бути імпортовані через Білорусь і 55 млрд кубометрів – через Північний потік 1 & 2. Таким чином, з технічної точки зору

---

[2] Примітка: В звіті МВФ (2012 р., с. 8) наведено значно нижчий рівень видобування в 2012 р. (~ 16 млрд кубометрів).

[3] Незважаючи на те, що впродовж кількох років Україна купувала природний газ за контрактом в Туркменістані, обсяги і ціни визначались Росією, оскільки газ повинен був слідувати транзитом по російських трубопроводах.

[4] Внаслідок цього Україна розглядає можливість консервації частини своєї газотранспортної системи з метою скорочення витрат (див. http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/d-ua/dv/dua_20131009_12/DUA_20131009_12EN.pdf, с. 14).

[5] http://www.utg.ua/uk/press/site-updates/y-2013-roci-україна-збільшила-транзит-при/

[6] Існує певна невизначеність стосовно технічного транзитного потенціалу України. Hafner (2012 р.) припускає, що вона є досить низькою (115 млрд кубометрів):

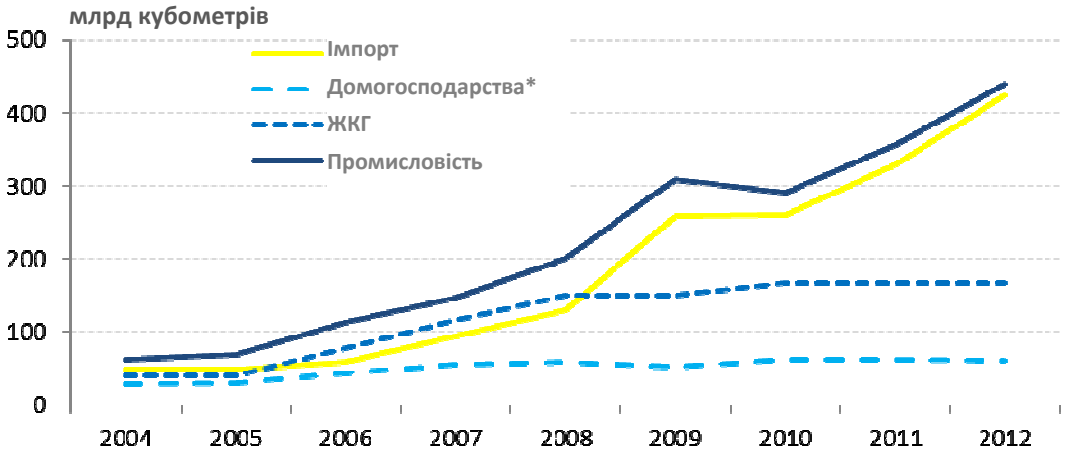
"Початкова річна потужність транзиту через Україну складала 175 млрд кубометрів. Погіршення технічного стану української ГТС призвело до зниження реальної транспортної потужності, що нині оцінюється на рівні 115 млрд кубометрів", тоді як Укртрансгаз досі веде мову про 140 млрд кубометрів (www.utg.ua/en/activities/) і заявляє, що у 2010 році він прокачав близько 140 млрд кубометрів транзитного газу.

"The annual initial gas transit capacity via Ukraine totalled 175 bcm. Deterioration of the Ukrainian GTS leads to declining real transportation capacity, which is estimated currently at around 115 bcm", while Ukrtransgas still speaks of 140 bcm (www.utg.ua/en/activities/) and declares that it actually pumped about 140 bcm of transit gas in 2010 (http://www.utg.ua/uk/press/publications/газотранспортна-система-україни-над/).

Україна має ключове значення тільки для 36 відсотків[7] нинішнього європейського імпорту з Євразії (2012 рік: 140 млрд кубометрів); і якщо або Південний потік (63 млрд кубометрів), або 3-я і 4-та черги Північного потоку (55 млрд кубометрів) будуть завершені, поставки газу потенційно можуть повністю обійти Україну[8], - незважаючи на те, що багата на газові сховища Україна все ще може бути важливою для транзиту газу.[9] Відповідно, транзит газу через Україну втратив свою монопольну позицію[10], а отже, переговорна позиція України стосовно Росії істотно погіршилась.

Рисунок 3

Ціни на газ в Україні



* Домогосподарства, що споживають до 2500 кубометрів газу на рік (більшість споживачів)

Джерело: НАК «Нафтогаз», НКРЕ

Зниження важливості України як транзитної країни, а також інші чинники дозволили і заохотили **Росію відійти від практики пільгового ціноутворення для України, для того щоб реалізувати свою монопольну владу**. Відповідно, ціна на імпортний російський природний газ для України зросла з незначних 100 дол. США за тис. кубометрів у 2005 році до близько 400 дол. США за тис. кубометрів у 2013 році. Це більше, ніж Німеччина в даний час платить за російський газ (~ 350 дол. США), хоча витрати на доставку газу до Німеччини є істотно вищими. Крім того, ціна

---

[7] (140 млрд кубометрів – (35 млрд кубометрів + 55 млрд кубометрів))/140 млрд кубометрів = 36%.

[8] Це не означає, що трубопроводи більше не будуть використовуватися, проте Росія зможе вести переговори щодо тарифів на транзит/ціни на газ набагато агресивніше. Поки що, територія України все ще залишається головним транзитним маршрутом для російського газу, що продається в Європі, що дає змогу Києву заробляти близько 3 млрд дол. США на рік у вигляді платежів за транзит (2,97 млрд дол. США у 2012 році) http://economics.unian.net/rus/news/168069-naftogaz-v-1-m-kvartale-sokratil-dohod-ot-tranzita-gaza-na-18.html.

[9] Українські сховища були збудовані в радянські часи, щоб забезпечити сезонну гнучкість експортних потоків і до цих пір не можуть бути замінені російськими сховищами. За офіційними російськими статистичними даними літня/зимова гнучкість російських поставок приблизно співвідноситься як 60/40 (% зимового та літнього відбору газу). Росія гостро потребує ці сховища для забезпечення надійності поставок до Європи: за повідомленнями в пресі переривання постачання газу в лютому 2012 року, коли Газпром не зміг задовольнити європейський попит на газ під час безпрецедентного похолодання, призвело до припинення подачі російського газу до принаймні восьми країн-членів ЄС – включаючи Італію, Францію, Німеччину і Австрію – і відбулося через відсутність угоди на використання Газпромом української ГТС в 2010-2011 рр. Теоретично, будівництво сховищ в Європі та всередині Росії, неподалік західного кордону, могло б допомогти Росії обходитися без України в довгостроковій перспективі, проте це не представляється можливим до 2025-2030 рр.

[10] http://www.bloomberg.com/news/2012-02-22/gazprom-sees-zero-need-for-ukraine-gas-transit-with-new-links.html

у 400 дол. США за тис. кубометрів, за якою Україна оплачувала газ в 2013 році вже включає в себе знижку у розмірі 100 дол. США за тис. кубометрів[11], надану Росією в якості компенсації Україні за право використання бази Чорноморського флоту Російської Федерації в Україні.

По суті Росія могла б обирати з-поміж трьох схем ціноутворення для України.

Преференційне ціноутворення - застосовувалось до України до 2009 року і до цього часу застосовується, наприклад, для Білорусі - Росія може встановлювати ціни, що є нижчими за ті, які б можна було отримати, продаючи газ в іншому місці. Пільгова ціна для Білорусі в даний час становить 165 дол. США за тис. кубометрів. Пільгові ціни надаються в обмін на політичні чи інші поступки, наприклад, за право використання газотранспортної системи чи зобов'язання брати участь в Митному союзі.

В умовах конкурентного ціноутворення Росія буде встановлювати для України мінімальну ціну, за якою вона продає цей газ в будь-якому іншому місці плюс різниця у витратах на постачання/транспортування (наприклад, альтернативна вартість продажу газу не в Україні, а в іншому місці). В даний час така ціна повинна складати близько 300 дол. США за тисячу кубометрів.[12] Така ціна стане можливою лише у випадку, коли достатній обсяг альтернативних поставок буде пропонуватися за подібною ціною.

В умовах моделі ціноутворення на основі ринкового домінування, максимізація ціни Росією обмежена лише здатністю України платити.[13] Таким чином, ціна включає в себе не лише «номінальну вартість» - тобто ціну, сплачену за тисячу кубометрів, - але й вартість політичних поступок. Сьогодні таку ціну[14] можна оцінити у 500 дол. США за тис. кубометрів.[15]

В грудні 2013 року Україна отримала тимчасову ціну на газ у розмірі 268,5 дол. США за тис. кубометрів. Політики та ЗМІ спекулюють на тему того, які обіцянки Росія отримала в обмін на цю знижку, і які були надані незадовго до відмови України підписати угоду про асоціацію з Європейським Союзом. Таким чином, навіть якщо ця ціна є нижчою за ціну на конкурентному ринку, то, скоріше за все, вона містить в собі приховану вартість політичних поступок таким чином, що повна вартість угоди відображає ринкову силу, яку має Росія.

---

[11] 21 квітня 2010 р. в м. Харків президенти Янукович і Медведєв підписав російсько-українську угоду, що передбачала подовження оренди Росією військово-морської бази в обмін на зниження ціни газу, широко відому як «Харківські угоди». Згідно з цим договором, російська оренда військово-морської бази в Криму була подовжена після 2017 року на 25 років (до 2042 року) з додатковою опцією оновлення угоди на наступні 5 років (до 2047 року) в обмін на багаторічну 30% знижку за контрактом постачання російського газу до України. В результаті, в червні 2010 року Україна оплачувала Газпрому поставлений газ за ціною близько 234 дол. США за тис. кубометрів замість 330 дол. США за тис. кубометрів (згідно з початковою формулою). Київ стверджує, що підписана у січні 2009 року угода є несправедливо вигідною на користь Росії. У жовтні 2011 року Тимошенко була засуджена до семи років позбавлення волі за зловживання службовим становищем під час ведення переговорів по газовій угоді з Росією.

[12] Ціна газу на кордоні Німеччини мінус витрати на транзит через Україну та Словаччину.

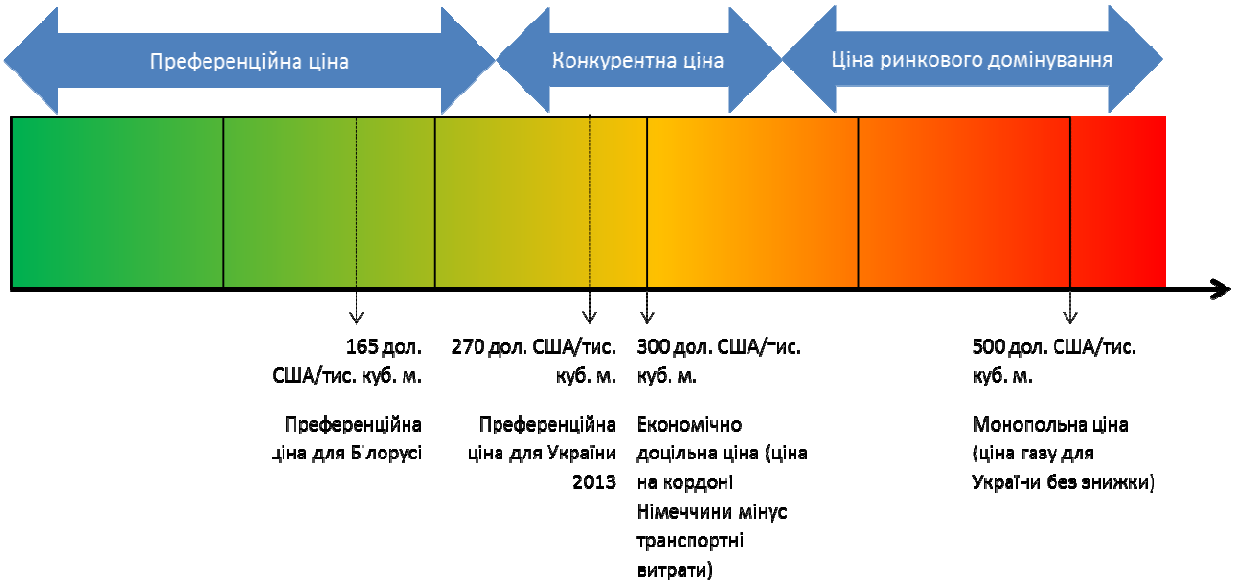
[13] Росія буде максимізувати свій прибуток при ціні, за якої ефект обсягу (залежне від ціни скорочення попиту зі сторони України у довгостроковій перспективі) не буде перевершувати цінового ефекту (зростання маржі між ціною та витратами).

[14] Якщо ж Росія не буде перейматися довгостроковим попитом, а лише короткостроковим ціновим співвідношенням, ця монопольна ціна може бути значно вищою.

[15] Повна ціна російського газу без знижки.

Рисунок 4

Схематична цінова різниця для імпорту російського газу до України



Джерело: Власна ілюстрація

Таким чином, враховуючи, що Україна, як і раніше, сильно залежить від російського газу, повна ціна, яку Україна має сплачувати є «ціною ринкового домінування». Як наслідок, будь-яке зниження ціни Росією буде надаватися лише в обмін на цінні політичні поступки. Із зменшенням вартості транзиту газу через територію України, Україна повинна запропонувати додаткові поступки Росії чи прийняти більш високі ціни.

Україна усвідомлює цю проблему і в 2012 році уряд започаткував триступеневу політику щодо скорочення залежності України від газу: по-перше, внутрішній видобуток газу має зростати; по-друге, національний енергосектор має переключитися на технології використання вугілля замість спалювання газу; по-третє, імпорт газу має бути диверсифікованим.

Крім макроогляду, для судження про статус-кво та варіанти розвитку поставок газу до України необхідно розуміти принаймні п'ять проблем, що взаємно доповнюють одна одну: (i) фізичні обсяги існуючого і потенційного видобування газу, а також стан інфраструктури з його транспортування і споживання, (ii) економічну картину вартості різних варіантів постачання, (iii) картину зовнішньої політики, яка показує, як постачання і транзит газу використовуються як елемент міжнародних політичних переговорах, (iv) опис груп інтересів, під контролем яких перебувають активи і інститути, і які сприяють ухваленню певних рішень, (v) і опис того, які контракти були підписані, і що вони дозволяють/забороняють.

В цій роботі ми сфокусуємось лише на проблемах (i) та (ii). Таким чином, ми не будемо обговорювати ні міжнародні відносини у трикутнику Україна-Росія-ЄС, ні внутрішні стосунки між найбільшими імпортерами газу НАК «Нафтогаз» і холдингом «Ostchem», ні юридичну можливість стосовно визнання Харківських угод 2010 року між Путіним та Януковичем щодо ціни на газ нікчемними.

Далі ми хочемо відповісти на питання чи має Україна технічні чи/або комерційні варіанти для покращення своєї переговорної позиції. А саме, чи такі варіанти (або їх комбінація), що передбачають скорочення цінового диктату Росії, дійсно існують і чи є вони можливими з технічної точки зору, і з точки зору економіки та бізнесу.

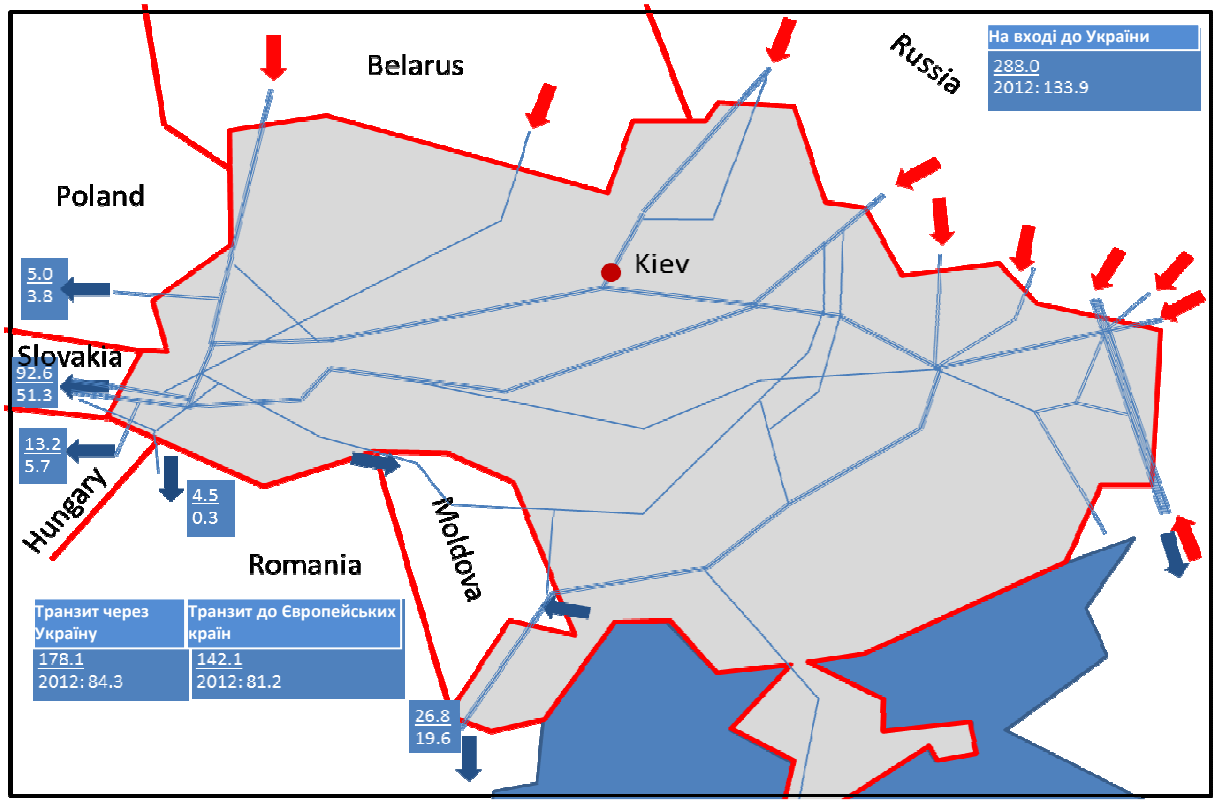
2. Україна має ряд альтернатив

2.1 Диверсифікація імпорту

Україна в даний час спроможна імпортувати газ (майже) лише зі Сходу, тобто з напрямку, під який існуюча система і була спроектована з самого початку. Тим не менш, теоретично також були досліджені різні альтернативні варіанти (віртуальні реверсні потоки, альтернативні трубопроводи, термінали зрідженого природного газу), або ж навіть практично випробувані (фізичні реверсні потоки). Ці варіанти будуть розглянуті далі.[16]

Рисунок 5

Українська газотранспортна система (вихідна проектна потужність і вихідні потоки у 2012 році, млрд кубометрів)



Джерело: Власна презентація на основі даних Укртрансгазу і Нафтогазу

2.1.1 Фізичні реверсні потоки

Фізичні реверсні потоки відносяться до імпорту природного газу із Заходу, тобто зворотного напряму руху газу по відношенню до спроектованого на початковому етапі для існуючих трубопроводів. В той час як діаметр трубопроводів дозволяє імпортувати обсяги газу еквівалентні експортному потенціалу (142 млрд кубометрів) фактичні обсяги імпорту з Заходу будуть набагато меншими через ряд стримуючих технічних факторів.

[16] Як було зазначено у вступі ми не будемо обговорювати контрактні питання, такі як існуючі зобов'язання по обсягам «бери-або-плати» в контрактах між Нафтогазом і Газпромом, що можуть бути адаптовані у випадку заміни російського імпорту поставками з інших джерел.

По-перше, компресорні станції та система автоматичного диспетчерського управління були з самого початку спроектовані для руху газу в односторонньому напрямі. Таким чином, програмне і апаратне забезпечення має бути оновлене для того, щоб зробити можливими «зворотні потоки». Відповідна модернізація була проведена в Центральній Європі після газової кризи 2008/09 років, витрати при цьому були відносно невеликі - Словаччина вказує на суму «трохи більше мільйона євро»[17].

По-друге, Газпром наполягає на тому, що узгоджений обсяг газу фізично залишає Україну. Це фіксується на вимірювальних станціях на кордоні. Для того, щоб частково вирішити цю проблему, закладену в контракті, було запропоновано створити альтернативний «інтерконнектор», в обхід вимірювальної станції Газпрому, за ціною лише 20 млн євро.[18] Газпром, однак, принципово не погоджується з тим, що його газ взагалі може бути ре-імпортований в Україну.[19] В крайньому випадку, з юридичної точки зору, питання буде стояти наступним чином: чи є законною т.зв. «газова карусель» на західному кордоні України – за якої європейський газ імпортується до України, змінює етикетку на газ Газпрому, експортується до Європи, знову змінює етикетку, імпортуються знову до України і так далі.

По-третє, реверсні потоки будуть надходити до Західної України. Проте, найбільший попит на газ існує на промисловому Сході країни. Відповідні потоки у західно-східному напрямі знову ж будуть вимагати технічної модернізації існуючої інфраструктури та диспетчерської системи. Своп-угоди імпортних поставок зі Сходу та Заходу може бути більш елегантним (і дешевим) рішенням. Однак, знову ж виникає юридичне питання, чи передбачає контракт на транзит газу із Газпромом, що певна кількість газу імпортується з Росії і така ж кількість має бути експортована до ЄС, або ж це має бути фізичний потік газу, доставлений зі Сходу на Захід.

По-четверте, поставки з Заходу можуть бути обмежені, як на регіональному рівні, так і з боку експортуючих компаній. На регіональному рівні, в періоди високого внутрішнього споживання може виникати дефіцит вільного газу для експорту в Україну. У крайньому випадку, коли Газпром може скоротити експорт до Словаччини та України, забезпечувати Словаччину газом з інших джерел буде проблематично та, ймовірно, буде неможливо забезпечити експорт до України (країни, що не є членом ЄС). Більш того, великі європейські газові компанії можуть не виявити бажання укладати контракти з українськими імпортерами, так як це може спонукати Газпром запропонувати відповідним компаніям менш сприятливі умови, ніж іншим, що утримуються від такого бізнесу.[20]

По-п'яте, деякі з європейських операторів газотранспортної системи (т.зв. TSO) (частково) належать Газпрому. У той час як вважається, що законодавство ЄС (і законодавство Енергетичного співтовариства у випадку Молдови) гарантує доступ TSO до мереж на недискримінаційній основі, є підстави вважати, що відповідні TSO можуть в меншій мірі прагнути вирішити технічні труднощі, коли це не в інтересах їх власника.

---

[17] http://www.eustream.sk/en_media/en_press-releases/reverse-flow-project-is-completed/10

[18] 20 млн євро згідно з http://www.economist.com/blogs/schumpeter/2013/11/gazprom or 15 млн євро згідно з http://www.icis.com/heren/articles/2013/11/19/9727107/gas/esgm/mou-near-on-physical-gas-reverse-flow-from-slovakia-to-ukraine.html.

[19] http://blogs.euobserver.com/popescu/2013/07/16/ukraines-gas-loop/

[20] В даний час два європейських постачальника, які здійснюють (здійснювали) реверсне постачання газу до України (RWE і PGNiG) проводять переговори з Газпромом стосовно цінових знижок. Чеська філія німецької RWE та польська державна компанія PGNiG не задоволені пропозицією Газпрому знизити ціну на 10% і намагаються отримати більші знижки. Таким чином, такий експорт може бути не більше, ніж тактичним ходом у переговорах з Газпромом, ніж довгостроковим діловим співробітництвом.

Таблиця 1

Реверсні потоки

	Польща	**Словаччина**	**Угорщина**	**Румунія**	**Молдова**
Проектна експортна потужність до Європи (млрд кубометрів/рік)	5	93	13	5	27
Існуючі домовленості	RWE-Нафтогаз, PGniG-ДТЕК	Досі не підписані	RWE-Нафтогаз VETEK DTEK	Меморандум про взаєморозуміння	Не розглядається як реверсний коридор
Максимальний імпорт (млн кубометрів/день)		27[21]-80[22]	12[23]	5	
Фактичний макс. імпорт (млн кубометрів/день)	4,5	2,9 (тестові обсяги)	6-9[24] - (макс. 8,6 у жовтні)[25]		
Ціна газу	400	400	400		
Власник TSO	Gaz-System S.A.	Eustream	FGSZ Ltd	Transgaz S.A.	Газпром

Джерело: Різні джерела (див. посилання)

Незважаючи на ці складності, реверсне постачання газу до України здійснюється з 2012 року. Німецька газова компанія RWE постачає природний газ Нафтогазу з листопада 2012 року з Польщі та Угорщини. Польська газова компанія PGNiG підписала контракт на поставку природного газу з ДТЕК у жовтні 2013 року.

Проте, ціна на газ, що надходить у реверсному режимі є порівняно високою. Окрім того, фіскальний режим для цих транзакцій в Україні (відшкодування ПДВ) є проблемою. Враховуючи високі європейські ціни і значні транзакційні витрати, ціна складає близько 400 дол. США за тис. кубометрів, що лише трохи нижче ціни, за якою Україна оплачувала російський газ у 2013 році. Приватним компаніям може бути досить складно брати участь в організації реверсних потоків через низьку прибутковість таких операцій, оскільки відповідні регуляторні ризики залишаються значними (наприклад, доступ до газотранспортної системи України досі не забезпечено на прозорій та недискримінаційній основі). Однак, після отримання знижки від Росії у грудні 2013 року ціна на імпортний газ для України знизилася до 270 дол. США за тис. кубометрів, а отже імпорт в реверсному режимі став непривабливим з комерційної точки зору.

Отже, використання реверсних потоків не є комерційно привабливим сьогодні. Проте, можливість повторного запуску (і можливого збільшення) реверсних потоків може бути надзвичайно цінним, оскільки це обмежує можливості Росії щодо застосування своєї ринкової сили.

2.1.2 Віртуальні реверсні потоки

З точки зору фізичних обсягів газу транспортування російського газу зі Сходу на Захід і, в той же час, закачування європейського газу до України виглядає

[21] Якщо один з чотирьох трубопроводів (а саме, 10 млрд кубометрів/рік = 27 млн кубометрів/день) працює в реверсному режимі.

[22] http://www.icis.com/heren/articles/2013/10/07/9713002/eu-pushes-for-information-on-slovakia-ukraine-natural-gas-reverse-flows.html

[23] http://en.itar-tass.com/old-top-news/699077

[24] http://en.itar-tass.com/old-top-news/699077

[25] http://dt.ua/ECONOMICS/ukrayina-skorotila-revers-gazu-cherez-ugorschinu-na-58-131276_.html

абсурдним, оскільки передбачає переміщення стандартизованого товару туди і назад. Було б набагато простіше здійснити обмін деякої частини російського газу на Сході на такий же обсяг газу з Європи на Заході (т.зв. «віртуальні реверсні потоки»). Таким чином, Україна могла б купувати газ у європейських клієнтів Газпрому перед тим як цей газ буде фактично поставлено на кордон України та ЄС.

Проти такого кроку рішуче виступає Газпром, оскільки це стане на заваді можливості встановлювати різні ціни на різних ринках. Відповідно, Газпром наполягає на тому, що він володіє газом, який йде транзитом через Україну до Європи. Таким чином, він може ефективно блокувати обмін обсягами газу.[26]

В той час як Європейська комісія вважає, що віртуальні реверсні потоки відповідають європейському законодавству [27] , Газпром стверджує, що «віртуальні реверсні поставки без залучення постачальника не можуть здійснюватись бездоганно з юридичної точки зору."[28] По суті, все зводиться до питання, яке право має більшу силу: (1) чинні контракти між Газпромом та Україною; або (2) зобов'язання України перед Енергетичним співтовариством.

Введення в дію віртуальних реверсних потоків могло б мати досить серйозні наслідки. В такому випадку Газпром зміг би встановлювати лише одну ціну для Європи.[29] Така ціна відображала б домінуюче становище Газпрому у постачанні газу до Європи. Таким чином, оптимальна ціна для Газпрому може бути насправді вищою, ніж та, яка в даний час сплачується країнами, що мають вигідні контракти з Газпромом (наприклад, Німеччина).[30] Отже, скасування цінової дискримінації не буде позитивно сприйняте усіма європейськими країнами. Дозвіл на відкриття віртуальних реверсних потоків також може змінити ситуацію із правами власності на газ, що рухається транзитом через Україну. Існує деяка стурбованість, що зміна прав власності на газ може мати вплив на безпеку постачання до Європи та/або заохочувати посередників шукати додаткової ренти від транзиту газу з Росії до європейського кордону.

Отже, не лише Газпром, а і деякі країни в ЄС можуть опиратися відповідним змінам.

2.1.3 Термінал зрідженого природного газу (ЗПГ)

Зріджений природний газ (ЗПГ) значно збільшив географічну гнучкість поставок природного газу впродовж останнього десятиріччя. Сьогодні в ЄС експлуатується 19 заводів з регазифікації, що дозволило імпортувати до Європи 82 млрд кубометрів газу із-за кордону в 2011 році. Український уряд також визначив ЗПГ як один із варіантів диверсифікації газових поставок. В серпні 2012 року уряд України затвердив техніко-економічне обґрунтування проекту будівництва терміналу з регазифікації ЗПГ в Одеській області. На першому етапі (до 2016 року) проект

---

[26] Контракт між Нафтогазом і Газпромом передбачає, що Газпрому дозволяється виконувати функції оператора газотранспортної мережі на транзитних маршрутах, де Газпром виступає як відправник вантажу.

[27] Оттінгер: «Також віртуальні реверсні потоки абсолютно узгоджуються з ЄС та Енергетичним співтовариством. Вони є одним із способів оптимізації транспортування газу і торгівлі ним на внутрішньому ринку ЄС (і Енергетичного співтовариства), і можуть бути виконані у форматі своп-угод між різними енергетичними компаніями. Це є можливим на всій території ЄС і, наприклад, вже було реалізовано в Польщі оператором газопроводу Ямал компанією EuRoPol Gaz S.A.» http://en.interfax.com.ua/news/interview/151789.html

[28] http://www.gazpromexport.ru/content/file/bf/Blue_Fuel_June2013_FINAL.pdf

[29] Фактично, Газпром може встановлювати різні ціни лише у випадку наявності «вузьких місць» в існуючій інфраструктурі, що перешкоджають вільному переміщенню газу всередині Європи.

[30] Стратегія Газпрому, що направлена на встановлення нижчих цін для країн, для яких доступні альтернативні варіанти постачання відповідає стратегії цінової дискримінації, яка дозволяє максимізувати прибуток.

передбачає використання плаваючого терміналу потужністю 5 млрд кубометрів. Такі термінали мають ряд переваг, а саме низькі капітальні витрати та менший час на встановлення.[31] Однак вони менш ефективні, ніж наземні термінали. Таким чином, на другому етапі проекту (до 2018 року) має бути зведений наземний термінал з регазифікації ЗПГ потужністю у 10 млрд кубометрів. Україна надає державні гарантії для цього проекту. Припущення щодо капітальних витрат, необхідних для побудови регазифікаційних терміналів варіюються в широкому діапазоні. Європейські наземні регазифікаційні термінали коштували від 80 млн дол. США до 200 млн дол. США за млрд кубометрів потужності[32] і їх будівництво займало 2 – 2,5 роки (у кращому випадку, за наявності всієї дозвільної документації).[33]

Таблиця 2

Термінали ЗПГ

	Плаваючий	**Наземний**
Проектна потужність (млрд кубометрів/рік)	5	10
Інвестиції (млн дол. США / млрд кубометрів/рік)	~180	80-200
Ціна газу (дол. США/тис. кубометрів)	350-425	350-425

Джерело: Індикативні значення на основі джерел процитованих в тексті

Очікується, що вартість зрідженого газу буде залишатися високою (в 2013 році ціни були на рівні 350 дол. США/тис. кубометрів в Європі і 425 дол. США/тис. кубометрів в Азії[34]) і волатильною, враховуючи зростаючий попит в Азії. Крім того, існують серйозні технологічні проблеми, включаючи обмеження трафіку танкерів через протоку Босфор[35] та потребу у поглибленні морського дна в районі порту.

Іншою альтернативою постачання газу із світового ринку ЗПГ і доставку його через протоку Босфор є розвиток інфраструктури для зрідження азербайджанського газу на узбережжі Чорного моря в Грузії та відправка його до України. Однак існують високі ризики, пов'язані із залученням трьох ключових гравців (Азербайджан, Грузія, Україна), кожен з яких може мати мотивацію для невиконання своєї частини угоди. Україна може відмовитись забирати газ, якщо він виявиться занадто дорогим, що може зробити інвестиції у будівництво трубопроводу і регазифікаційних потужностей невигідними з економічної точки зору. Грузія та Азербайджан можуть перенаправити газ до покупців, що пропонують вищу ціну – таких як Туреччина і Європа, що зробить будівництво регазифікаційної інфраструктури в Україні марною. Цей ризик, скоріш за все, не може бути компенсований, оскільки економіка такого проекту у будь-якому випадку буде досить складною.

Оптимістично припускаючи, що відсоткова ставка буде складати 10%, інвестиції – 180 млн дол. США за млрд кубометрів, ціна імпортного ЗПГ – 400 дол. США за тис. кубометрів та коефіцієнт використання потужності на рівні 75% термінал ЗПГ

[31] Відповідно до повідомлення Reuters нещодавно встановлена плавуча платформа у Китаї потужністю у 3 млрд кубометрів газу коштувала 180 млн дол. США на млрд кубометрів/рік.

[32] Див. Lochner (2011 р., p.93).

[33] Hafner (2012 р.).

[34] http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview/ngas-ovr-lng-wld-pr-est.pdf

[35] «Ми маємо проблеми зі спорудженням терміналу для прийому зрідженого природного газу. Проблеми пов'язані з тим, що Туреччина неохоче розглядає проходження танкерів із зрідженим газом через свої протоки», за словами Миколи Азарова. [5 лютого 2013 р.]

окупиться лише в тому випадку, якщо внутрішня ціна на газ буде складати 424 дол. США за тис. кубометрів.[36]

Отже, знову ж (як і у випадку реверсних потоків) варіант з ЗПГ на даний час не є комерційно привабливим. Тим не менш, здатність знайти джерело альтернативного імпорту може бути досить цінним із стратегічної точки зору, оскільки обмежує здатність Росії використовувати свою ринкову силу.

2.1.4 Нові газопроводи

Ще одним варіантом диверсифікації імпортних маршрутів для України є інвестиції у побудову нових газопроводів, що дасть доступ до різних джерел газу. Найбільш визначним проектом, що обговорювався є проект Білого потоку (White Stream), який повинен був доставляти з Азербайджану через Грузію, а потім через морський газопровід по дну Чорного моря.[37] Незважаючи на деякий інтерес зі сторони політиків у Брюсселі і Києві наприкінці 2000-х, проект в даний час, скоріш за все, не буде реалізовано з політичних, технічних і економічних причин. Азербайджанський газ в значній мірі вже законтрактований для інших трубопровідних проектів, прокладка газопроводу через досить глибоке Чорне море є технічно складним і дорогим завданням, і тому досі спостерігався брак зацікавлених приватних інвесторів.

Таблиця 3

Українська гілка газопроводу Білий потік

Проектна потужність – українська гілка (млрд кубометрів/рік)	8
Довжина морської секції	630 км
Довжина наземної секції: Сангачал – Чорне море	658 км
Глибина	2150 м
Інвестиції (млрд дол. США/млрд кубометрів/рік)	1,2
Ціна газу (дол. США/тис. кубометрів)	300
Джерело газу	Туркменістан, Азербайджан

Джерело: Індикативні значення на основі джерел процитованих в тексті

Витрати на побудову української частини газопроводу досить важко оцінити. За оцінками Mott McDonald від 2010 року, якщо будуть використані труби діаметром 24 дюйми, то морська секція буде коштувати близько 10 млн євро за км, наземна – близько 0,8 млн євро за км; вони будуть здатні транспортувати близько 8 млрд кубометрів газу на рік. В цілому для Білого потоку вартість буде навіть вищою, враховуючи несприятливий наземний ландшафт для прокладки газопроводу. Враховуючи ці дані, лише побудова української частини буде коштувати близько 7 млрд євро (9,5 млрд дол. США). Очевидно, що вартість для України буде меншою, якщо газопровід буде мати більшу пропускну здатність і в проекті приймуть участь інші імпортери.

В будь-якому випадку, до тих пір, поки Азербайджан не буде готовий продавати газ з родовища Шах-Деніз значно нижче за 300 дол. США за тис. кубометрів,

[36] 18 дол. США за тис. кубометрів = (внутрішня ціна - 400 дол. США за тис. кубометрів) x 75%

[37] Маршрут: Туркменістан (Даулатабад - Туркменбаші) – Каспійське море (Туркменбаші – півострів Апшерон, біля Карадагу) - Азербайджан (Карадаг-Казі, Магомет-Агдаш-Казах) - Грузія (Сагурамо – Кутаїсі - Поті/Супса) – Чорне море (Поті - Феодосія) - Україна (Феодосія – Мар'ївка - Тальне)

трубопровід не зможе конкурувати з російським газом за 400 дол. США за тис. кубометрів [38], навіть якщо робити оптимістичні припущення стосовно відсоткової ставки (10%).

Альтернативою будівництву газопроводу напряму від постачальника (наприклад, Азербайджану) могло б стати будівництво трубопроводів для імпорту газу з газового хабу. Зокрема, під'єднання до Балкан може допомогти знизити залежність України від російського імпорту. Один з варіантів, що розглядався Нафтогазом, передбачає участь у будівництві терміналу ЗПГ Adria на о. Крк (Хорватія) потужністю 10-15 млрд кубометрів. [39] У порівнянні з внутрішнім терміналом ЗПГ цей проект має кілька переваг, а саме: витрати на побудову інфраструктури можна розділити з партнерами; можливо, отримати менші відсоткові ставки, враховуючи нижчий ризик Хорватії як позичальника; а також наявність конкурентнішого будівельного сектору, що може знизити вартість будівництва потужностей з імпорту газу. Більш того, питання протоки Босфор не виникало б. У порівнянні із прямим газопроводом від постачальника, магістральний наземний газопровід (чи часткове розширення існуючої системи), що з'єднає термінал ЗПГ Adria з Україною буде значно дешевшим. Однак, не маючи прямого доступу до постачальника, Україні доведеться конкурувати за імпортні поставки з європейськими споживачами. Відповідно, ціна газу з терміналу ЗПГ Adria (чи подібних проектів) буде європейською ціною на газ плюс деякий компонент для компенсації витрат на створення додаткової інфраструктури.

2.2 Збільшення внутрішнього виробництва

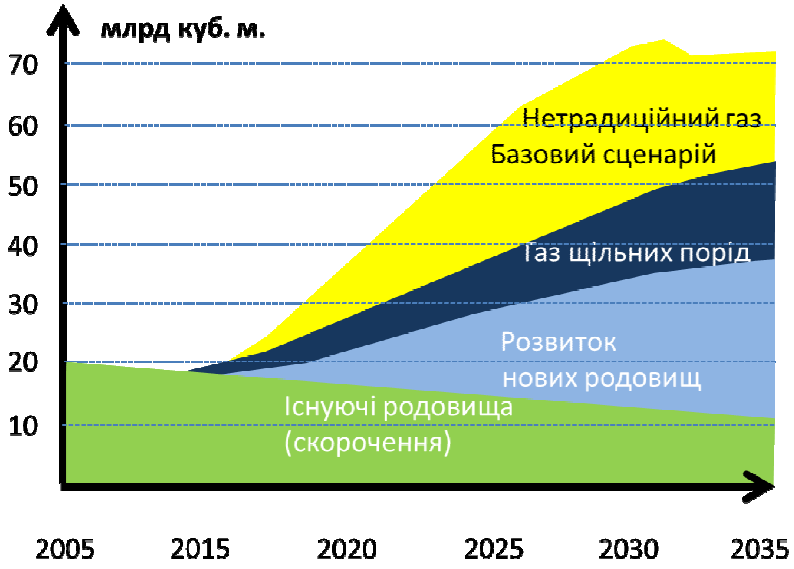
В даний час Україна виробляє близько 20 млрд кубометрів природного газу, що є недостатнім для задоволення наявного внутрішнього попиту, що складає біля 55 млрд кубометрів. Однак, на своєму піку у 1970-х роках виробництво досягало майже 70 млрд кубометрів і Енергетична стратегія України передбачає суттєве зростання внутрішнього виробництва. З точку зору геології існує, принаймні, 4 варіанти. По-перше, Україна могла б збільшити виробництво на існуючих родовищах, використовуючи нові технології. По-друге, може бути збільшене виробництво на мілководних та глибоководних морських газових родовищах. По-третє, Україна, ймовірно, володіє значним невикористаним ресурсом сланцевого газу та газу щільних порід. По-четверте, виробництво метану вугільних пластів могло б також зрости.

[38] 9,5 млрд дол. США x 10% (відсоткова ставка) = (400 дол. США за тис. кубометрів за російський газ – 280 дол. США за тис. кубометрів за газ з родовища Шах-Деніз) x 8 млрд кубометрів

[39] http://powermarket.seenews.com/news/croatia-in-talks-with-mvm-naftogaz-on-krk-lng-terminal-capacity-deals-media-393878

Рисунок 6

Прогноз видобування газу



Джерело: IHS CERA

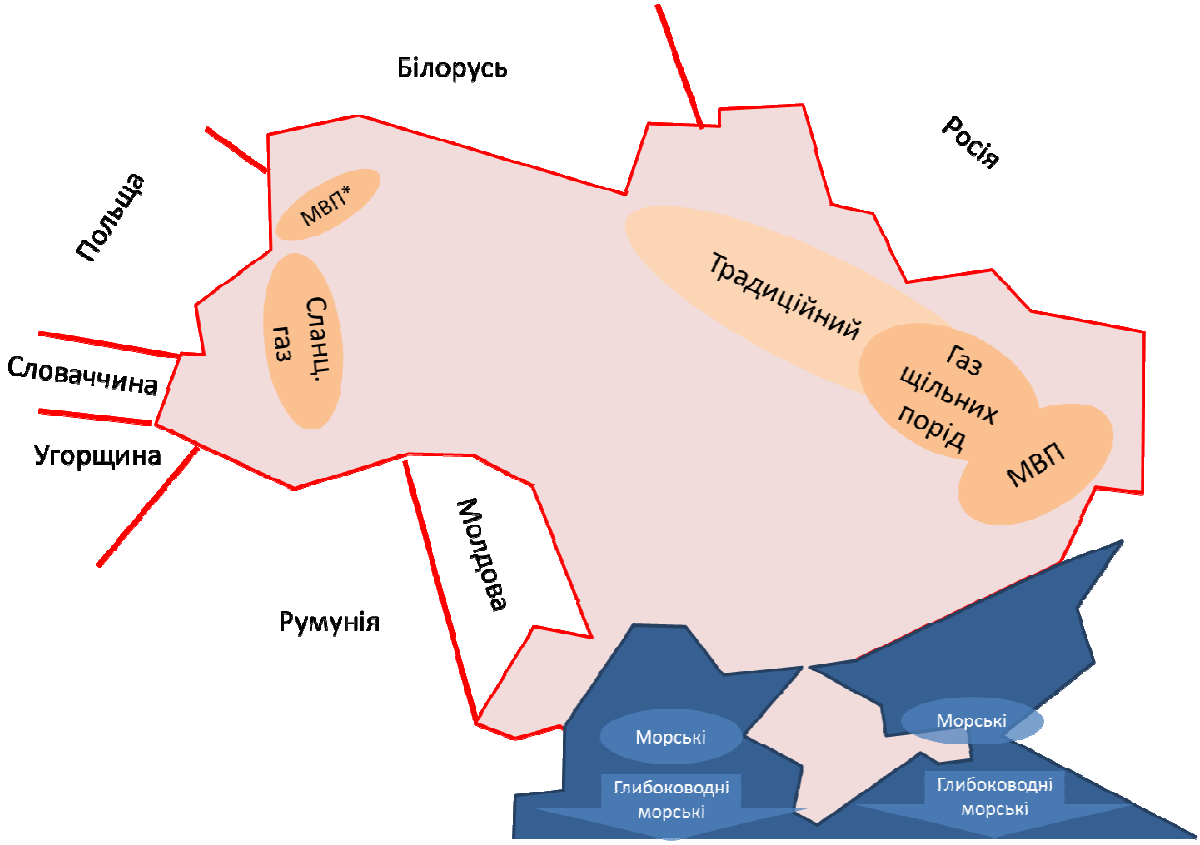
Україна має значні запаси газу, як традиційного, так і нетрадиційного, які в основному залишаються невикористаними. Лише доведені запаси із вже відкритих родовищ оцінюються від 600 млрд кубометрів за даними BP [40] до 1100 млрд кубометрів за оцінками Міністерства енергетики України [41] на додачу до перспективних запасів, що містяться в морських газових родовищах, вугільних пластах та великих нетрадиційного газу, головним чином сланцевого. Оцінки запасів нетрадиційного газу широко варіюються від 1,2 трлн кубометрів (EIA) до 20-50 трлн кубометрів і повинні бути уточнені після проведення перших розвідувальних бурінь. У найбільш оптимістичному сценарії (IHS CERA) сукупний обсяг вітчизняного виробництва газу в Україні може скласти біля 70 млрд кубометрів на рік.

[40] Статистичний огляд світової енергетики, 2013 р. (http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html)

[41] Проект оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року від 7 червня 2013 р.

Рисунок 7

Поклади природного газу в Україні



* Метан вугільних пластів

Джерело: Власна презентація на основі http://shalegas.in.ua/en/karta/ та http://www.ukrainian-energy.com/en/oil_gas_map

2.2.1 Сланцевий газ

Оцінка резервів: В своєму нещодавньому дослідженні Управління з енергетичної інформації США (EIA)[42] поставило Україну на 4-те місце в Європі за оціночними запасами сланцевого газу у розмірі 3,6 трлн кубометрів після Росії, Польщі і Франції.

За усередненою оцінкою, наведеною в проекті Енергетичної стратегії до 2030 року технічно доступні резерви сланцевого газу в Україні знаходяться в межах від 1 до 1,5 трлн кубометрів. Приймаючи до уваги існуючі бар'єри для видобутку сланцевого газу (брак інвестицій і технологій, потреба у зниженні екологічних ризиків, необхідність прийняття до уваги місцевих проблем тощо), можна оцінити, що комерційне виробництво сланцевого газу може розпочатися не раніше, ніж у першій половині 2020 років із потенційним рівнем виробництва у 6-11 млрд кубометрів щорічно. Необхідні інвестиції оцінюються в обсязі 4-6 млрд дол. США.

Підписані угоди про розділ продукції: В січні 2013 року Україна підписала першу 50-річну угоду з розподілу продукції (УРП) по сланцевому газу з компанією Шелл стосовно Юзівської ділянки, що розташована у східній частині Дніпровсько-Донецького басейну і займає площу 7886 кв. км. Угода дає право на видобуток нафти і газу, що містяться у всіх шарах породи до глибини 10 км, включаючи газ щільних порід та газ, що міститься в ізольованих резервуарах. Прогнозні запаси

[42] http://www.eia.gov/conference/2013/pdf/presentations/kuuskraa.pdf

родовища оцінюються у 4 трлн кубометрів газу. У вересні друга УРП була надана компанії Шеврон на Олеську площу на Заході. Оціночні запаси сланцевого газу там складають 3 трлн кубометрів.[43]

Оцінки обсягів виробництва і витрат: Україна (і Європа в цілому) має зовсім різні внутрішні умови для видобутку нетрадиційного газу в порівнянні із США (геологічні умови, рівень розвитку інфраструктури, кількість сервісних компаній, промислове регулювання, системи ціноутворення та хеджування ризиків, земельне та екологічне регулювання тощо). За оцінками Wood Mackenzie, видобуток сланцевого газу в Європі буде коштувати набагато вище, ніж у Північній Америці – близько 10 дол. США/млн BTU[44] у порівнянні із 4-7 дол. США/млн BTU. Детальної оцінки витрат на видобування українського сланцевого газу не існує, але у будь-якому випадку це буде дорогий газ. Крім того, досі глибоких досліджень з оцінки резервів українського сланцевого газу не проводилось, а отже всі цифри без проведення реальних бурінь будуть носити спекулятивний характер.

У доповіді IHS CERA «Природний газ та енергетичне майбутнє України» (2012 р.) зазначається, що промислове виробництво нетрадиційного газу в Україні, включаючи Юзівську та Олеську площі і досягнення щорічних обсягів виробництва у 25 млрд кубометрів (в сукупності: сланцевий газ, газ з непористих формацій пісковика і метану вугільних пластів) можливе за умови, що інвестиції в розробку нових родовищ досягнуть 2-3,5 млрд дол. США, а в деякі періоди навіть 10 млрд. дол. США.[45] Оціночні витрати на видобування газу на свердловині оцінюються в діапазоні від 176 до 282 дол. США за тис. кубометрів.[46] Міністерство енергетики оцінює щорічний обсяг видобутку на цих родовищах в 15 млрд кубометрів на рік в базовому сценарії і близько 50 млрд кубометрів в оптимістичному сценарії з витратами на рівні 120 - 130 дол. США за тисячу кубометрів.

В проекті Енергетичної стратегії України до 2030 року наведено порівняльний аналіз даних з вартості видобування на подібних родовищах, згідно з яким дуже приблизно можна оцінити витрати на видобування сланцевого газу в діапазоні від 260 до 350 дол. США за тис. кубометрів.

Останнім часом триває дискусія щодо впливу на навколишнє середовище, який може мати видобування сланцевого газу в Україні для російських територій. Деякі спостерігачі стверджують, що таке занепокоєння Росії спричинене спробою уникнути конкуренції у сфері видобуванні газу[47].

2.2.2 Видобування газу на морських (офшорних) ділянках

Офшорний видобуток газу в Україні розвивається на шельфі Чорного моря. Розвідка та видобуток газу зараз сконцентровані на мілководних морських ділянках (глибина менше 350 м), так як видобування газу на глибоководних ділянках шельфу вимагає значних інвестицій і технологій.

Згідно з проектом Енергетичної стратегії до 2030 року запаси газу на глибоководних ділянках шельфу Чорного моря (максимальна глибина 2000 м) попередньо оцінюються в 4-13 трлн кубометрів. В разі, якщо розвідувальні роботи будуть успішними, виробництво може розпочатися в 2022 році і досягти 7-9 млрд.

---

[43] http://www.kreschatic.kiev.ua/ua/4084/art/1337021639.html

[44] BTU - британські термальні одиниці

[45] Однак це не стосується виключно двох родовищ, згаданих вище; розрахунки також враховують початок видобування газу і в інших частинах України.

[46] Звіт IHS CERA для Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Природний газ та енергетичне майбутнє України, лютий 2012 р.

[47] Див: http://en.ria.ru/world/20131031/184458703.html

кубометрів на рік до 2030 року. Для досягнення цього рівня необхідно інвестувати близько 11 млрд дол. США. Середні витрати на видобування 1 тисячі кубометрів оцінюються в 75-125 дол. США.

Консорціум інвесторів на чолі з ExxonMobil виграв тендер на отримання УРП для розробки Скіфської ділянки на шельфі Чорного моря з потенціалом виробництва у 3-4 млрд кубометрів газу. Очікується, що інвестор вкладе в родовище біля 10-12 млрд дол. США і сплатить додатковий одноразовий платіж до бюджету у розмірі 325 млн дол. США. Переговори між консорціумом і Україною досі тривають і станом на сьогодні (січень 2014 року) угоди досі не підписано.

Інша УРП з офшорного видобутку нафти і газу була підписана у листопаді 2013 року з італійською групою Eni та французькою EDF. Очікується, що проект, що включає в себе нафтову структуру Субботіна, а також ділянки Абіха, Маячна та Кавказьке на ділянці мілкого шельфу Чорного моря площею у 1400 кв. км може залучити до 4 млрд дол. США інвестицій для розвідки нафти і газу. Проект може принести Україні до 3 млн тон нафти на рік, тоді як прогнозні обсяги виробництва газу залишаються невідомими.[48]

2.2.3 Метан вугільних пластів

Україна має значні запаси нетрадиційного газу у вигляді метану вугільних пластів в основних вугледобувних районах Східної України і в двох басейнах сланцевого газу: частково в Люблінському басейні на заході, що простягається до Польщі та в Дніпровсько-Донецькому басейні на сході країни. Ресурси вугільного метану приблизно оцінюються на рівні 3 трлн кубометрів. Дотепер в Україні існує лише кілька пілотних проектів з видобутку метану вугільних пластів на вуглевидобувних підприємствах та менших приватних компаніях (наприклад, Іскандер, Донецьксталь). Досить серйозною проблемою є те, що вугільні родовища в Україні – як також є непривабливими для видобування вугілля – залягають порівняно глибоко, від 0,5 км до 5 км, і є досить тонкими (0,5-2 м). В результаті, виробництво вимагає значних затрат. Згідно з проведеним порівняльним аналізом середня вартість видобутку метану вугільних пластів в українських умовах може варіювати від 290 до 410 дол. США за тисячу кубометрів, потенційний обсяг виробництва може досягнути 2-4 млрд. кубометрів на рік до 2030 року, якщо 2 млрд дол. США будуть інвестовані в пошуково-розвідувальні роботи та розвиток інфраструктури.[49]

2.2.4 Традиційний газ

Як зазначено в проекті Енергетичної стратегії до 2030 року виробництво традиційного газу в Україні поступово скорочується через високий ступінь виснаження існуючих великих виробничих областей, низьку активність у сфері пошуку та розвідки нових газових родовищ, відсутність технологій та інвестицій для глибокого буріння (більше 6 км нижче поверхні землі). Вважається, що вкладення порядку 14 млрд дол. США в розробку нових родовищ і залучення нових технологій, а також в підвищення продуктивності існуючих великих родовищ дозволить досягти рівня видобування традиційного газу у 15-24 млрд кубометрів на рік в базовому сценарії. Собівартість видобування оцінюється в діапазоні від 80 до 115 дол. США за тис. кубометрів залежно від типу родовища.

[48] http://www.reuters.com/article/2013/11/27/us-ukraine-energy-deal-idUSBRE9AQ0JX20131127

[49] Проект оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року від 7 червня 2013 р.

Таблиця 4

Угоди на розвідку і видобуток ресурсів нетрадиційного газу з міжнародними енергетичними компаніями

Міжнародна нафтова компанія	Родовище	Тип нетрадиційного газу	Статус	Розкриті капітальні інвестиції (млрд дол. США)	Оцінка запасів (млрд куб. м.)	Оцінка рівня виробництва (млрд куб. м.)
ExxonMobil, Shell, OMV Petrom	Скіфське	Газ глибоководного шельфу	Підписання УРП досі затримується станом на зиму 2013/14 рр.	10-12	--	8-10
Chevron	Олеське	Сланцевий газ	УРП підписана у листопаді 2013 р.	25	3	8-10
Shell	Юзівське	Газ щільних порід	УРП підписана у січні 2013 р.	4	10	15-40
Shell	Павлівсько-Світлицьке, Мелехівське, Герсеванівське, Ново-Мехебіловське, Шебелинське, Західно-Шебелинське	Газ щільних порід	Спільна угода про дії підписана у вересні, буріння 1-ї розвідувальної свердловини розпочалося у жовтні 2012 р.	0,8	--	--
Eni, EDF	Субботіно, Абіха, Маячне, Кавказьке	Газ глибоководного шельфу	УРП підписана у листопаді 2013 р.	4	--	--
Eni, Cadogan Petroleum	Реклинецьке, Жужелянське, Черемхівсько-Струпківське-Strupkivska, Дебеславецьке (розвідка), Дебеславецьке (видобування), Баулинське, Філімонівське, Курінnне, Сандугеївське та Яковліське	Сланцевий газ	ЗАТ «Західгазінвест», що отримала відповідні ліцензії, була створена у 2012 р., із часткою у капіталу Eni – 50,01% і Cadogan – 15%. Програма розвідки вартістю 55 млн дол. США була затверджена на 2012-2015 рр.	--	--	--

Джерело: ICU (2013 р.)

2.3 Скорочення споживання

Третя стратегія, направлена на зменшення ринкової влади російських поставок до України, полягає у скороченні споживання газу. В минулому, модернізація, перехід на інші види енергоносіїв та деіндустріалізація вже сприяла скороченню попиту на газ в Україні з 76 млрд кубометрів в 2003-2005 рр. до 55 млрд кубометрів в 2012 році. В той час як подальше зниження попиту через деіндустріалізацію не є ні бажаним, ні ймовірним[50], перехід з газу на інші види палива і більш ефективне використання енергії дозволить знизити попит на природний газ.

2.3.1 Перехід на інші види палива

Тепло і електроенергію можна отримувати з інших джерел, ніж природний газ. В останньому десятиріччі Україна вже скоротила використання природного газу електростанціями на 2,6 млн тон нафтового еквіваленту (т.н.е) (на 79 відсотків) і збільшила використання вугілля на 4 млн т.н.е (на 33 відсотка) у період між 2004 і

[50] Згідно з Світовим економічним оглядом від жовтня 2013 р., МВФ очікує, що економіка України буде зростати в середньому на 1,5 відсотки на рік між 2013 та 2018 рр.

2010 роками. [51] Таким чином, додаткова відмова від природного газу на електростанціях навряд чи можлива.

У 2004-2010 роках споживання природного газу теплогенерацією скоротилося вдвічі з більш ніж 20 до менш ніж 10 млн т.н.е. Лише невелика частина цього скорочення була досягнута за допомогою більшого використання вугілля (1 млн т.н.е.) для виробництва теплової енергії. [52] Те ж саме є справедливим для комбінованого виробництва тепла та електроенергії (теплоелектроцентралей або ТЕЦ). Незважаючи на зростання виробництва електроенергії та тепла на ТЕЦ споживання природного газу залишилося практично незмінним. Це відбулося як внаслідок зростання ефективності, так і за рахунок більшого використання вугілля ТЕЦ (на 1,7 млн т.н.е.). Для теплових станцій та ТЕЦ, що разом споживають близько 15 млн т.н.е. (близько 18 млрд кубометрів) природного газу, додатковий перехід на інші види палива можливий, але пов'язаний із значними витратами.

Перетворення існуючих (часто неефективних) ТЕЦ, що працюють на природному газі на найсучасніші вугільні ТЕЦ, по суті, еквівалентне будівництву нових станцій відповідного типу. Вартість побудови нової ТЕЦ, що використовує технологію киплячого шару на основі вугілля чи твердої біомаси варіюється від 3000 до 4000 дол. США на КВт електричної потужності[53]. Тобто для того, щоб замінити 1 млрд кубометр газу/рік на газовій ТЕЦ[54] вугіллям побудова сучасної вугільної ТЕЦ потребує інвестицій у розмірі 1,5 – 3 млрд дол. США.[55] На додачу до інвестиційних витрат ТЕЦ також буде нести витрати на паливо. Ці витрати, однак, будуть значно нижчими, ніж у газової ТЕЦ, враховуючи нижчу ціну вугілля (~ 100 дол. США за тис. кубометрів)[56] і більшу ефективність сучасних блоків.

Перехід на інші види палива також можливий і для промислових процесів. Наприклад, вдування пиловугільного палива для доменних печей дозволяє перевести виробництво сталі з газу на вугілля і отримати значну економію енергії.[57]

Крім того, на основі угоди вартістю у 3,65 млрд дол. США з корпорацією Банк розвитку Китаю, Україна планує поступово працювати в напрямку газифікації вугілля, щоб зменшити свою залежність від природного газу приблизно на 4 млрд кубометрів/рік. [58] За ціною вугілля близько 60-70 дол. США/тону і ефективності установки на рівні 70 відсотків змінні витрати газифікації вугілля будуть складати 140 дол. США/тис. кубометрів. На даний час Міністерство енергетики та вугільної промисловості вивчає техніко-економічне обґрунтування трьох варіантів: (1) газифікація місцевого вугілля для постачання газу на ТЕЦ; (2) виробництво синтетичного газу для заміни природного газу в хімічній промисловості; і (3) централізована газифікація вугілля для подачі газу і існуючу систему газопроводів.

---

[51] Джерело: Міжнародне енергетичне агентство (МЕА), 2005 р. та 2012 р.

[52] Більша частина була досягнута за рахунок скорочення виробництва тепла, виробленого на чистих теплових станціях (більше було вироблено на ТЕЦ) і підвищення ефективності генрації тепла.

[53] http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e04-chp-gs-gct_adfinal.pdf.

[54] Це приблизно відповідає 10 млн МВт-год газу, з якого було вироблено близько 4,3 млн МВт-год тепла і 4,3 млн МВт-год електроенергії в Україні в 2010 році.

[55] Для виробництва 4,3 млн МВт-год тепла і 4,3 млн МВт-год електроенергії необхідна встановлена потужність генерації від 500 до 1000 Мвт. При витратах на рівні 3000 дол. США/КВт електричної потужності це перераховується у 1,5 – 3 млрд дол. США.

[56] Оскільки 1,5 млн тон вугілля має теплотворну здатність, що приблизно дорівнює 1 млрд кубометрів природного газу, ціна у 60-70 дол. США/тону вугілля наближено еквівалентна до 100 дол. США за тис. кубометрів.

[57] Застосування технології пиловугільного вдування на Запоріжсталі скоротила споживання природного газу на приблизно 0,3 млрд кубометрів/рік. Див. BEST(2013 р., с. 21)

[58] http://oilprice.com/Energy/Coal/China-Invests-in-Ukraine-Coal-Gasification.html

Міністерство енергетики та вугільної промисловості прогнозує, що відповідні інвестиції будуть здійснюватися приватними інвесторами.

2.3.2 Енергоефективність

Виходячи із підтримки міжнародних фінансових організацій, зобов'язань перед Енергетичним співтовариством і внутрішньополітичної волі, Україна прикладає значні зусилля для підвищення енергоефективності впродовж останніх років. Однак, прогрес у цьому напрямі прогрес було дещо обмежено через затримку у прийнятті відповідних законодавчих актів (наприклад, проект Закону «Про енергетичну ефективність житлових та громадських будівель» пройшов перше читання у Верховній Раді в травні 2012 року, але досі не був прийнятий), а також невирішеність інших ключових питань, таких як зниження цінових субсидій.

Згідно з звітом БЕСТ (2013 р.) потенціал енергозбереження в Україні становить близько 30 млрд. кубометрів у газовому еквіваленті. Трьома основними секторами, що споживають природний газ в Україні є виробництво електричної та теплової енергії (17 відсотків), промисловість і комерційні споживачі (46 відсотків), і домогосподарства (34 відсотка).

Для *промисловості* IHS CERA (2012 р.) передбачає «значний потенціал для досягнення більшої енергоефективності у подальшому. Зокрема, хімічний сектор (споживаючи сьогодні від 8 до 8,5 млрд кубометрів на рік) може зменшити споживання газу на 2 млрд кубометрів на рік при збереженні існуючих обсягів випуску, металургійний сектор (споживаючи близько 9 млрд кубометрів на рік) може так само скоротити споживання майже на 4 млрд кубометрів на рік».

Цитуючи БЕСТ (2013 р., с. 28), потенціал енергозбереження в житловому секторі складає близько 11 млрд кубометрів газу. Звичайно, розкриття потенціалу у сфері енергоефективності вимагає здійснення інвестицій. Багато з цих інвестицій є окупними, виходячи з цін, які Україна сплачувала за газ в останні роки. Однак, оскільки ці ціни не мають стимулюючого ефекту для ряду споживачів[59], приватні та державні діючі суб'єкти мали обмежені/або ж зовсім не мали стимулів вкладати кошти в енергозбереження.

Розрахунок обсягу інвестицій в області енергоефективності, який призведе до заощадження природного газу є досить складним завданням, оскільки існує безліч варіантів потенційних інвестицій у заощадження енергії (наприклад, термоізоляція громадських будівель), кожен з яких може означати застосування безлічі опцій (наприклад, подвійні чи потрійні вікна). Однак очевидно, що перший заощаджений мільярд кубометрів газу є досить дешевим (< 450 млн дол. США/млрд кубометрів)[60], в той час як останній обійдеться надзвичайно дорого.

3. Необхідність стратегічного погляду

Справжня ціна, яку Україна сплачує за газ є вищою, ніж у більшості інших країн, оскільки єдиний постачальник - Росія - можете встановлювати її без будь-якої конкуренції. Хоч ціна у номінальному виразі і була дуже волатильною за останні два десятиріччя, ці коливання в значній мірі відображають вартість (політичних чи економічних) поступок, які Україна була готова запропонувати. До 2009 року вартість використання газотранспортної системи України була досить високою, що

[59] Ціна газу для домогосподарств, що споживають до 2500 кубометрів газу на рік (а це більшість з них) дорівнює 91-100 дол. США/тис. кубометрів (залежно від наявності газового лічильника), а отже це менше ніж 25% від вартості газу, що імпортується Нафтогазом з Росії.

[60] Два проекти з покращення енергоефективності житлових будівель презентовані в роботі Kiva (2009 р.) спираються на розрахунок інвестиційних витрат у 50 дол. США/ГКал. Це означає інвестиції біля 450 млн дол. США для заощадження одного млрд кубометрів кожен рік.

дозволяло Україні вести переговори щодо номінальних цін на газ, які були значно нижчими за європейські. Із зменшенням важливості транзитного маршруту через Україну, значимість цієї поступки знизилась. В результаті, номінальна ціна сягнула понад 400 дол. США/тис. кубометрів, але навіть ця ціна включає в себе вартість поступок (дещо умовно) у розмірі 100 дол. США/тис. кубометрів.

Україна може продовжувати продавати поступки в обмін на збереження номінальної ціни нижче, ніж та, яку може вимагати постачальник. Але це не допоможе уникнути того, що справжня економічна вартість газу для країни є вищою. Єдиною альтернативою є зниження ринкової влади основного постачальника, шляхом налагодження альтернативних маршрутів постачання. Навіть не так важливо, використовуються ці альтернативи фактично чи ні, але вони мають бути надійно доступні. Якщо значний обсяг імпорту газу до України може бути замінений поставками з інших джерел, внутрішнім виробництвом або через зниження споживання, Україна може поліпшити переговорні позиції зі своїм основним постачальником.

В цій роботі ми показуємо, що існує безліч варіантів для заміни імпортного газу зі Сходу. Однак, ми також демонструємо, що жоден з цих варіантів не зможе привести до зниження ціни газу в Україні нижче європейського рівня, і деякі з них потребують значних інвестицій. Великою проблемою є те, що широкомасштабні приватні інвестиції в описаних варіантах можуть бути невигідними з точки зору економіки. Якщо головний постачальник знизить ціну, реагуючи на появу нових конкурентів (це може бути термінал ЗПГ або новий газопровід), це може вбити бізнес-модель для приватних інвестицій, навіть якщо проект є доцільним з точки зору розвитку національної економіки, оскільки передбачене зниження імпортних цін буде перевищувати приватні витрати на спорудження інфраструктури. Відповідно, державна підтримка добре підібраних проектів може бути корисною. Однак одночасна реалізація багатьох варіантів буде надзвичайно дорогою, а у гіршому випадку стане перешкодою для залучення приватних інвестицій у газопостачання. У наступній роботі ми хочемо провести оцінку чи можливо ідентифікувати певний портфель проектів, оптимальних з точку зору часових рамок, обсягів, інвестицій та вартості газу.

З економічної точки зору, один із найчастіше пропонованих варіантів виглядає як «досить просте рішення». Підвищення внутрішніх тарифів на газ одночасно збільшує стимули для інвестицій у енергоефективність і у виробництво енергії, дозволяє покінчити з марнотратним використанням природного газу[61] і вивільняє бюджетні кошти. На додачу, скорочення попиту і зростання внутрішньої пропозиції може створювати тиск на ціну російського газу[62].

Європа є яскравим прикладом того, як можна зменшити ринкову силу свого головного постачальника. Із скороченням попиту через кризу, зростанням частки відновлюваних джерел енергії та наявністю додаткового імпорту доступного через термінали ЗПГ, Газпром був змушений переглянути контракти з усіма найбільшими європейськими імпортерами газу. Як влучно висловився один оглядач – «росіянам довелося неохоче розплатитися за рахунки, виставлені німецькою відновлюваною енергетикою шляхом зниження ціни на газ.»

---

[61] Згідно з МВФ: «у відповідь на 20-тивідсоткове зростання тарифів домогосподарства будуть реагувати шляхом скорочення споживання приблизно на 5% по газу і на 3% по теплу».

[62] Якщо в оптимістичному (песимістичному) сценарії внутрішнє споживання газу скоротиться з 25 млрд кубометрів до 15 (20) млрд кубометрів і виробництво зросте на 10 (5) млрд кубометрів, то попит на імпорт впаде на 20 млрд кубометрів (10 млрд кубометрів). Це може зробити Україну майже незалежною від імпорту газу. Отже, ціна може знизитись до 350 дол. США/тис. кубометрів. Відповідно, замість 7,5% ВВП (33 млрд кубометрів х 400 дол. США/тис. кубометрів) Україна буде сплачувати лише біля 3% від ВВП (13 млрд кубометрів х 350 дол. США/тис. кубометрів) за імпорт природного газу в оптимістичному сценарії. В песимістичному сценарії оплата буде становити 4,6% (23 млрд кубометрів х 350 дол. США/тис. кубометрів).

Джерела

БЕСТ (2013 р.) Рейтинг енергоефективності регіонів України. Звіт Бориса Додонова, жовтень 2013 р..

Hafner, Manfred (2012 р.). Russian Strategy on Infrastructure and Gas Flows to Europe. POLINARES working paper n. 73, грудень 2012 р.

ICU (2013 р.). Ukraine's oil and gas primer - At a crossroads. Звіт Олександра Мартиненка, жовтень 2013 р.

IEA (2005 р.) Energy Balances of non-OECD Countries

IEA (2012 р.) Energy Balances of non-OECD Countries

IEA (2012 р.) Energy Policies Beyond IEA Countries - Ukraine 2012

Звіт IHS CERA для Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Природний газ та енергетичне майбутнє України, лютий 2012 р.

IMF (2013 р.) World Economic Outlook

Kiva (2009 р.) Energy Efficiency in the Residential Sector in the Ukraine Achieving the Potential.

Lochner (2011 р.) The Economics of Natural Gas Infrastructure Investments Theory and Model-based Analysis for Europe

Перелік останніх Консультативних робіт

- Фіскальна консолідація в Україні: чому вона необхідна і як її зробити, Олександра Бетлій та Роберт Кірхнер, консультативна робота РР 03, грудень 2013 року
- ПДВ в Україні: чи спрацює інший непрямий податок ліпше?, Олександра Бетлій, Рікардо Джуччі та Роберт Кірхнер, консультативна робота РР 02, березень 2013 року
- Вплив змін обмінного курсу на імпорт капітальних та високотехнологічних товарів: кількісна оцінка, Роберт Кірхнер, Йорг Радеке, Вероніка Мовчан, Віталій Кравчук, консультативна робота РР 01, березень 2013 року
- Сприяння співпраці між бюро кредитних історій в Україні, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук, консультативна робота РР 06, грудень 2012 року
- До стійкої валютної політики, яка підтримує зростання в Україні, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук, консультативна робота РР 05, листопад 2012 року
- Вдосконалення системи функціонування бюро кредитних історій: основні рекомендації, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук, РР 04, травень 2012 року
- Зміни в торговельному режимі Росії та їх наслідки для України, Вероніка Мовчан та Рікардо Джуччі, консультативна робота РР 03, травень 2012 року
- Коригування цін на газ для розкриття економічного потенціалу України, Йорг Радеке, Рікардо Джуччі та Дмитро Науменко, консультативна робота РР 02, березень 2012 року

Перелік останніх Аналітичних записок

- Торгівельні шоки та можлива протидія: досвід та уроки Грузії, Йорг Радеке та Рікардо Джуччі, аналітична записка 02, січень 2014 року
- Доступ до зовнішнього фінансування для промислових компаній: інтеграція у західному чи східному напрямі, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер та Віталій Кравчук, аналітична записка 01, січень 2014 року
- Оцінка впливу можливої зміни російського торговельного режиму по відношенню до України, Микола Риженков, Вероніка Мовчан та Рікардо Джуччі, аналітична записка 04, листопад 2013 року
- Економічні наслідки кризи Єврозони для України: Визначення та кількісна оцінка напрямків впливу, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі та Віталій Кравчук, аналітична записка 03, травень 2013 року
- Належний рівень офіційних резервів в Україні: Нещодавні зміни, оцінка та наслідки для економічної політики, Роберт Кірхнер та Віталій Кравчук, аналітична записка 02, травень 2013 року
- Підвищення енергоефективності централізованого опалення в Україні, Йорг Радеке та Ірина Коссе, аналітична записка 01, лютий 2013 року
- Як підвищувати тарифи на енергоносії в Україні? Міжнародний досвід реформування енергоринку в контексті соціального захисту, Йорг Радеке, Вольдемар Вальтер, аналітична записка 08, листопад 2012 року

Всі роботи є у відкритому доступі на сайті Німецької консультативної групи http://beratergruppe-ukraine.de/?content=publikationen/beraterpapiere (з питань отримання регулярної розсилки, контактуйте info@beratergruppe-ukraine.de) та на сайті Інституту економічних досліджень та політичних консультацій http://www.ier.com.ua/ua/arhives_papers.php (з питань, які виникають, звертайтесь до: institute@ier.kiev.ua)