

НАЦІОНАЛЬНА БЕЗПЕКА і ОБОРОНА

№ 6 (110)
2009

Засновник і видавець:



УКРАЇНСЬКИЙ ЦЕНТР ЕКОНОМІЧНИХ І ПОЛІТИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
ІМЕНІ ОЛЕКСАНДРА РАЗУМКОВА

Генеральний директор Анатолій Рачок
Шеф-редактор Людмила Шангіна
Макет Олександр Москаленко
 Олександр Шаптала
Техніко-комп'ютерна
підтримка Володимир Кекух

Журнал зареєстровано в Державному
комітеті інформаційної політики України,
свідоцтво KB № 4122

Журнал видається з 2000р.
українською та англійською мовами

Загальний тираж 3800 примірників

Адреса редакції:

01015, м. Київ, вул. І.Мазепа, 34,
2-й поверх

тел.: (380 44) 201-11-98

факс: (380 44) 201-11-99

e-mail: info@uceps.com.ua

веб-сторінка: <http://www.razumkov.org.ua>

При використанні матеріалів
посилання на журнал
“Національна безпека і оборона”
обов'язкове

Фотографії:

www.photo.in.vn.ua – обкладинка,

www.energyland.info/ – стор. 64

© Центр Разумкова, 2009

З М І С Т

ДИВЕРСИФІКАЦІЙНІ ПРОЕКТИ В ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СФЕРІ УКРАЇНИ: СТАН, ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ РЕАЛІЗАЦІЇ

(Аналітична доповідь Центру Разумкова).....2

1. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ЕНЕРГОПОСТАЧАНЬ В ЄВРОПЕЙСЬКОМУ
СОЮЗІ, РОСІЇ ТА УКРАЇНІ: ЗАГАЛЬНІ ПІДХОДИ,
НАМІРИ І ПРОБЛЕМИ.....3
2. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ДЖЕРЕЛ ПОСТАЧАННЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЄВРАЗІЇ.....10
3. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ПОСТАВОК НАФТИ ДО УКРАЇНИ:
АКТУАЛЬНІСТЬ, ПРОБЛЕМИ, ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ26
4. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ПОСТАЧАННЯ ЯДЕРНОГО
ПАЛИВА НА УКРАЇНСЬКІ АЕС.....38
5. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....50

СТАТТІ

ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ПОСТАЧАННЯ НАФТИ ДО УКРАЇНИ
Михайло ГОНЧАР54

ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ДЖЕРЕЛ І МАРШРУТІВ ГАЗОПОСТАЧАННЯ:
ВИБІР ДЛЯ ЄВРОПИ ТА УКРАЇНИ
Леонід УНІГОВСЬКИЙ, Володимир ЧАСТУХІН,
Олександр ЛАКТИОНОВ, Сергій ФЕДОРЕНКО59

Журнал підготовлено за фінансового сприяння
Національного Фонду підтримки демократії (США)

Умови отримання журналу – на нашій веб-сторінці:
<http://www.uceps.org/magazine>

ДИВЕРСИФІКАЦІЙНІ ПРОЕКТИ В ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СФЕРІ УКРАЇНИ: СТАН, ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ РЕАЛІЗАЦІЇ

Україна, прагнучи забезпечити енергоресурсами перспективний стійкий розвиток національної економіки, зацікавлена в надійності їх поставок. Оскільки значні обсяги енергоресурсів імпортуються з однієї країни (або територією однієї країни) – Росії, то логічним і виправданим є намагання України диверсифікувати джерела їх надходження й таким чином мінімізувати ризики для власної енергетичної безпеки, в т.ч. політичні.

Наміри диверсифікувати джерела надходження енергоресурсів насамперед з метою зменшення енергозалежності від Російської Федерації багато років декларуються в офіційних документах різного рівня (наприклад, в Енергетичній стратегії України на період до 2030р.). Водночас, ці питання викликали чи не найбільш гострі дискусії як в українському політикумі, так і в суспільстві – що заважало реалізації диверсифікаційних проектів.

Нинішній етап розвитку таких проектів має особливості, які становлять загрозу їх реалізації. *По-перше*, фінансово-економічна криза, яка значно погіршила нормальне функціонування української економіки, вкрай негативно відбилась і на роботі вітчизняного ПЕК: в умовах браку іноземних кредитів і скорочення бюджетних витрат на фінансування окремих енергетичних проектів та ПЕК у цілому зменшуються надходження інвестицій до енергетичного сектору, що гальмує його розвиток. Отже, світова фінансово-економічна криза вносить корективи у плани, які й так не особливо швидко виконувалися.

По-друге, після чергової “газової війни” (січень 2009р.) знову ускладнилися непрості відносини України з її стратегічним партнером в енергетичній сфері – Росією. І будь-які економічно необгрунтовані рішення можуть не лише дестабілізувати постачання енергоресурсів, а й призвести до їх переривань.

По-третьє, загострення внутрішньополітичного протистояння напередодні президентських виборів поширюється, на жаль, і на проекти диверсифікації в енергетичній сфері. Це значно погіршує ефективність міжнародного співробітництва України з іноземними урядами і транснаціональними компаніями, оскільки диверсифікаційні проекти є транснаціональними, їх реалізація потребує колосальних інвестицій та імпорту сучасних технологій.

Економічно обгрунтований вибір диверсифікаційних проектів має зробити цей напрям реформування ПЕК стрижнем енергетичної стратегії України, він дозволить зосередити кошти на пріоритетних напрямках розвитку, припинить надмірну політизацію цього питання у суспільстві, перетворивши ці проекти на загальнонаціональні завдання. Разом з тим, зрозуміло, що за який би час не були реалізовані диверсифікаційні проекти, Росія залишиться головним партнером України в енергетичній сфері в довгостроковій перспективі.

Певна пауза в “перегонах” міжнародних диверсифікаційних проектів, викликана світовою фінансово-економічною кризою, дає можливість Україні та її партнерам з реалізації зазначених проектів без особливих втрат тимчасово відкласти прийняття остаточних рішень для всебічного аналізу цілей, що стоять перед ними, та пошуку найбільш ефективних і компромісних для всіх учасників шляхів їх досягнення.

Аналітична доповідь складається з п'яти розділів.

- У першому розділі** аналізуються принципи диверсифікації постачання енергоносіїв в ЄС і Росії та окреслюються відповідні завдання для українського ПЕК.
- У другому розділі** розглядаються питання диверсифікації джерел постачання природного газу до України в контексті планів реалізації нових газопроводів на європейському ринку газу.
- У третьому розділі** аналізуються перспективи реалізації проекту диверсифікації постачання нафти на основі нафто-провідної системи Одеса-Броди і транспортування каспійської нафти до європейських країн.
- У четвертому розділі** розглядаються питання диверсифікації постачання свіжого ядерного палива на українські АЕС і будівництва в Україні заводу з фабрикації ядерного палива.
- У п'ятому розділі** наводяться висновки з розглянутих питань, узагальнені шляхом порівняльного аналізу поточного стану виконання диверсифікаційних проектів у газовому, нафтовому секторах та в атомній енергетиці України, а також – пропонується комплекс заходів з прискорення їх реалізації.

1. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ЕНЕРГОПОСТАЧАНЬ В ЄВРОПЕЙСЬКОМУ СОЮЗІ, РОСІЇ ТА УКРАЇНІ: ЗАГАЛЬНІ ПІДХОДИ, НАМІРИ І ПРОБЛЕМИ

Диверсифікація джерел і шляхів постачання енергоносіїв – питання, яке протягом останніх десятиліть посідає дедалі більш пріоритетні позиції в порядку денному Європи. Зростання попиту на енергоресурси в поєднанні з вичерпаністю власних запасів Старого світу зумовлює високий рівень його залежності від імпорту енергоносіїв. Головні позиції в енергобалансах європейських країн посідають вуглеводні – природний газ і нафта. Саме цих енергоносіїв дедалі частіше торкаються кризи переривань поставок, що ускладнюються надто вузьким колом постачальників.

Тому завдання диверсифікації стосується насамперед постачань газу та нафти, однак реалізація планів “ядерного ренесансу” може актуалізувати і проблему диверсифікації джерел постачання ядерного палива, якщо ця проблема не буде розв’язана в інший спосіб.

У євразійському регіоні трикутник ЄС-Росія-Україна відіграє чи не провідну роль у вирішенні питань енергетичної безпеки. Водночас, у цьому трикутнику ЄС та/або окремі країни-члени, а також Україна (як імпортери і транзитери) – і Росія (як експортер) мають подібні, але часто різноспрямовані інтереси.

До їх спільних інтересів можна віднести: (1) підвищення безпеки та надійності роботи енергетичних об’єктів як складних технічних систем з високим рівнем небезпеки експлуатації; (2) зменшення політичного впливу на процеси енергозабезпечення.

Однак, у створенні ринку поставок енергоносіїв і як наслідок – в отриманні прийнятної цінової пропозиції зацікавлений насамперед споживач, тоді як постачальник зацікавлений у монополізації ринку та усуненні конкуренції. Натомість, в отриманні грошових надходжень від транзиту енергоносіїв зацікавлений насамперед транзитер, тоді як експортер і споживач – навпаки, у зменшенні вартості транзиту.

За такої ситуації, ускладненої далекими від конструктивних україно-російськими відносинами в енергетичній сфері, проблема диверсифікації джерел і шляхів енергопостачань стає дедалі гострішою для всіх учасників “трикутника”.

ЄС здійснює системну, зрозумілу та підкріплену підтримкою на всіх рівнях політику забезпечення енергетичної безпеки, до якої “вмонтовані” проекти диверсифікації джерел постачання енергоносіїв. Характерними рисами України є відсутність політичної волі, низька якість державного управління, непередбачуваність політики. Росії притаманним є не лише поєднання політичних та економічних мотивів енергетичної політики, але й непоодинокі випадки переважання політики над економікою. Саме це є одним з негативних чинників, що ускладнює врегулювання відносин у згаданому трикутнику.

В окремих секторах енергетичної політики (газовому, нафтовому, ядерному) ці відносини характеризуються певною специфікою, що визначається особливостями того чи іншого виду енергоносіїв і його критичністю для енергетичної безпеки конкретної країни чи їх об’єднання – ЄС.

У цьому розділі окреслюються загальні підходи ЄС, Росії та України до диверсифікації енергопостачання, розглядаються проблеми узгодження їх інтересів, формулюються завдання для українського паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), які випливають із ситуації, що складається на цей час в енергетичних відносинах України з ЄС і Росією у контексті євразійських диверсифікаційних процесів.

1.1 ЄВРОПЕЙСЬКИЙ СОЮЗ

ЄС є одним з найбільших імпортерів енергоносіїв у світі: у 2008р. залежність ЄС від імпорту вугілля складала 58%, вуглеводнів – 53,8% (таблиця. “Споживання енергоресурсів країнами-членами ЄС, їх чистий імпорт і рівень залежності у 2008р.”¹). Поширеність вугільних родовищ не виводять питання імпортозалежності від вугілля у ранг проблеми енергетичної безпеки, однак з вуглеводнями ситуація є іншою². Найбільшими їх постачальниками до ЄС протягом останнього десятиліття є Росія та Норвегія³.

Споживання енергоресурсів країнами ЄС, їх чистий імпорт і рівень енергетичної залежності (станом на 2008р.)

№	Країни-члени ЄС	Валове енергетичне споживання, млн. т н.в.*	Чистий імпорт**	Енергетична залежність, %***
1	Кіпр	2,6	3,0	100,0
2	Мальта	0,9	0,9	100,0
3	Люксембург	4,7	4,7	98,9
4	Ірландія	15,5	14,2	90,9
5	Італія	186,1	164,6	86,8
6	Португалія	25,3	21,6	83,1
7	Іспанія	143,9	123,8	81,4
8	Бельгія	60,4	53,5	77,9
9	Австрія	34,1	24,9	72,9
10	Греція	31,5	24,9	71,9
11	Латвія	4,6	3,2	65,7
12	Литва	8,4	5,5	64,0
13	Словаччина	18,8	12,0	64,0
14	Угорщина	27,8	17,3	62,5
15	Німеччина	349,0	215,5	61,3
16	Фінляндія	37,8	20,9	54,6
17	ЄС-27	1825,2	1010,1	53,8
18	Словенія	7,3	3,8	52,1
19	Франція	273,1	141,7	51,4
20	Болгарія	20,5	9,5	46,2
21	Нідерланди	80,5	37,2	38,0
22	Швеція	50,8	19,8	37,4
23	Естонія	5,4	1,9	33,5
24	Румунія	40,9	11,9	29,1
25	Чехія	46,2	12,9	28,0
26	Велика Британія	229,5	49,3	21,3
27	Польща	98,3	19,6	19,9
28	Данія	20,9	-8,1	-36,8****

* Найбільші поставки нафти та газу здійснювалися з Росії (33% імпорту нафти та 40% імпорту газу) та з Норвегії (16% і 23%, відповідно).

** Визначається як сума власного виробництва та імпорту мінус експорт.

*** Чистий імпорт: імпорт мінус експорт.

**** Імпорт, поділений на валове споживання.

***** Данія є чистим експортером енергоносіїв.

При цьому, постачання з Росії дедалі більшою мірою стають проблемними, зокрема – через систематичне виникнення російсько-українських та російсько-білоруських “газових війн”. Така ситуація знижує рівень енергетичної безпеки, тому ЄС системно реалізує політику диверсифікації джерел і шляхів поставок вуглеводнів (насамперед, газу), зменшуючи залежність, в першу чергу, від Росії.

Так, у 2008р. Європейська Комісія запропонувала “План ЄС з енергетичної безпеки та солідарних дій”, який передбачає п’ять напрямів забезпечення енергетичної безпеки, серед них чільне місце відведено диверсифікації постачань енергоресурсів⁴.

Диверсифікація розглядається як спільне завдання всіх членів Співтовариства, оскільки солідарність у питанні енергетичної безпеки є базовим принципом членства в об’єднанні. Тобто, у сфері диверсифікації та ширше – забезпечення енергетичної безпеки – головними засадами ЄС є, *по-перше*, розподіл ризиків та спільне використання об’єднаної ваги ЄС у міжнародних відносинах, що значно ефективніше, порівняно з вагою окремих держав-членів.

По-друге – стратегічний підхід до вирішення проблем енергобезпеки як у сенсі комплексності відповідних заходів, так і їх розрахунку на довгострокову перспективу. Саме на таку перспективу спрямована амбітна стратегія ЄС до 2020р. (Стратегія “20-20-20”)⁵, яка передбачає, зокрема, скорочення енергоспоживання до 2020р. на 20%. Однак, попри таке скорочення, компенсувати падіння власного видобутку та забезпечити часткову заміну існуючих потоків енергоносіїв на інші зможуть лише диверсифікаційні проекти, які будуть виконуватися і в довгостроковій перспективі.

По-третє, досить гнучкий підхід до співвіднесення політичних та економічних аргументів під час обґрунтування вибору того чи іншого диверсифікаційного проекту.

Важливою особливістю ЄС (і всього євразійського ринку енергоресурсів, на якому він є найкрупнішим споживачем) є дуже динамічна залежність економічних і політичних пріоритетів на різних етапах просування диверсифікаційних проектів. Залежно від ступеня критичності для енергобезпеки, політичні пріоритети можуть домінувати на всіх етапах проекту, коли дуже відчутним є вплив провідних політичних гравців (зі складу як постачальників, так і споживачів), або поступатися місцем економічним пріоритетам на етапах розробки бізнес-планів і укладення контрактів, коли починають діяти ринкові механізми конкуренції. За цих обставин, обов’язковими умовами енергетичної безпеки є далекоглядність політики, політична воля, належне державне управління та якісний проектний менеджмент.

Отже, пріоритетним напрямом реалізації планів підвищення рівня енергетичної безпеки ЄС є

¹ Джерело: Energy Dependency. – Europe’s Energy Portal, <http://www.energy.eu/#dependency>

² У ЄС підраховували світові запаси енергоносіїв станом на 1 січня 2009р.: нафти – 165 трлн. т; газу – 174436 трлн. куб. м; вугілля – 841 трлн. т; урану – 18 096 т (у перерахунку на уран-235). За нинішнього рівня споживання запаси буде вичерпано: нафти – в жовтні 2047р.; газу – у вересні 2068р.; вугілля – у травні 2140р.; урану – в жовтні 2144р. Див.: Europe’s Energy Portal. Depletion, <http://www.energy.eu>

³ Так, у 2008р. частка Росії в імпорті ЄС нафти складала 33%, газу – 40%; частка Норвегії – 16% і 23%, відповідно.

⁴ EU Energy Security and Solidarity Action Plan: Second Strategic Energy Review. MEMO/08/703. – Brussels, 13 November 2008, <http://ec.europa.eu>. Чотири інші напрями: покращення зовнішніх енергетичних зв’язків; створення запасів нафти (нафтопродуктів), газу та механізмів розв’язання криз; підвищення енергетичної ефективності; максимальне використання власних ресурсів.

⁵ Крім того, ЄС планує до 2020р. зменшити на 20% викиди парникових газів та довести до 20% частку ВДЕ в балансі кінцевого споживання. Див.: Securing your energy future: Commission presents energy security, solidarity and efficiency proposals. – EUROPA, November 13 2008, <http://europa.eu>

диверсифікація енергопостачань, а визначальними умовами їх реалізації – солідарність країн-членів і системний зв'язок між усіма напрямками забезпечення енергобезпеки.

Диверсифікація в газовому секторі. Питання диверсифікації в газовому секторі регулює обов'язковий до виконання всіма членами ЄС документ – Директива Ради ЄС 2004/67/ЄС про забезпечення надійності постачань природного газу, яка відносить диверсифікацію джерел і шляхів газопостачання до переліку інструментів досягнення стандартів безперервності поставок газу⁶. Зокрема, Директива рекомендує диверсифікувати газопостачання шляхом будівництва терміналів для приймання зрідженого природного газу (ЗПГ).

Водночас, Директива, як і жоден інший документ ЄС, не встановлює необхідної мінімальної кількості джерел та/або маршрутів постачання. З точки зору надійності постачань, вважається доцільним наявність трьох джерел поставок.

Як видно з таблиці “Баланс природного газу в країнах ЄС у 2008р.”, на практиці далеко не всі країни ЄС мають кілька джерел. Однак, прагнуть отримати їх, у т.ч. і шляхом будівництва терміналів для приймання ЗПГ.

Остання російсько-українська газова війна (січень 2009р.) змусила Європейську Комісію розробити нові документи щодо превентивних та надзвичайних заходів безпеки газопостачань до ЄС, які ще не затверджено⁷. Документи передбачають, що в кожній країні ЄС має бути створений Компетентний орган, який відповідатиме за формування та впровадження, зокрема, Механізму реагування на виникнення надзвичайних ситуацій в газопостачанні, а ЄК отримає право оголошити надзвичайний стан у газозабезпеченні, у випадку, якщо хоча б одна країна-член ЄС заявить про зменшення добового імпорту (або про зростання попиту) газу на 10%, або при зверненні як мінімум двох країн-членів ЄС. Також передбачено терміни оцінки ризиків безпеки газопостачання, заходи щодо координації дій між всіма членами ЄС під час кризових явищ тощо⁸.

Баланс природного газу в країнах-членах ЄС у 2008р.,
млрд. м³

	Внутрішній видобуток			Імпорт			Ресурси*			Зміна обсягів запасів**		Експорт			Валове внутрішнє споживання***			Енергетична залежність****	
	2007	2008	2008/2007%	2007	2008	2007/2008%	2007	2008	2008/2007%	2007	2008	2007	2008	2008/2007%	2007	2008	2008/2007%	2007	2008
Данія	10,92	11,76	7,69%	0	0	0,00%	10,92	11,76	7,69%	-0,12	0	5,4	6,36	17,78%	5,4	5,4	0,00%	-100,00%	-117,78%
Нідерланди	73,2	81,84	11,80%	24,67	23,57	-4,68%	97,87	105,41	7,70%	0	0	53,4	57,36	7,42%	44,47	48,05	8,04%	-64,60%	-70,33%
Кіпр	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00%	0,00%
Мальта	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0,00%	0,00%
Велика Британія	86,28	83,64	-3,06%	34,92	41,64	16,14%	121,2	125,28	3,37%	0,6	2,76	12,72	12,48	-1,89%	109,08	115,56	5,94%	20,35%	25,23%
Румунія	12,72	12,48	-1,89%	5,4	4,92	-9,76%	18,12	17,4	-3,97%	-0,12	-1,32	0	0	0,00%	18	16,08	-10,67%	30,00%	30,60%
ЄС-27	223,34	227,04	2%	434,78	457,64	5%	658,13	684,68	4%	6,24	0,6	91,54	97,2	6%	572,83	588,08	3%	6%	61%
Польща	5,16	4,92	-4,65%	11,04	12,24	9,80%	16,2	17,16	5,93%	0,36	-0,36	0	0	0,00%	16,56	16,8	1,45%	66,67%	72,86%
Латвія	0	0	0,00%	1,8	1,44	-25,00%	1,8	1,44	-20,00%	0,12	0,36	0	0	0,00%	1,92	1,8	-6,25%	93,75%	80,00%
Німеччина	17,16	15,6	-9,09%	95,28	99,72	4,45%	112,44	115,32	2,56%	2,64	0,72	12,96	13,56	4,63%	102,12	102,48	0,35%	80,61%	84,07%
Австрія	2,16	1,8	-16,67%	10,92	11,52	5,21%	13,08	13,32	1,83%	-0,36	-0,48	3,12	3,24	3,85%	9,6	9,6	0,00%	81,25%	86,25%
Угорщина	2,64	2,76	4,55%	11,4	13,44	15,18%	14,04	16,2	15,38%	0,6	-0,84	0,12	0,96	700,00%	14,52	14,4	-0,83%	77,69%	86,67%
Ірландія	0,6	0,6	0,00%	5,16	5,52	6,52%	5,76	6,12	6,25%	0	0	0	0	0,00%	5,76	6,12	6,25%	89,58%	90,20%
Італія	10,56	9,96	-5,68%	80,76	83,88	3,72%	91,32	93,84	2,76%	1,44	-1,08	0,12	0,3	150,00%	92,64	92,46	-0,19%	87,05%	90,40%
Бельгія	0	0	0,00%	16,8	15,72	-6,87%	16,8	15,72	-6,43%	0	1,44	0	0	0,00%	16,8	17,16	2,14%	100,00%	91,61%
Словаччина	0,14	0,12	-16,67%	6,12	6,17	0,78%	6,26	6,29	0,38%	0	0,12	0,22	0,18	-16,67%	6,05	6,23	2,98%	97,62%	96,15%
Литва	0	0	0,00%	3,96	3,41	-16,20%	3,96	3,41	-13,94%	-0,12	0,12	0	0	0,00%	3,84	3,53	-8,12%	103,13%	96,60%
Франція	1,2	1,08	-10,00%	52,08	53,28	2,25%	53,28	54,36	2,03%	0,6	0,12	2,76	1,44	-47,83%	51,12	53,04	3,76%	96,48%	97,74%
Чехія	0,24	0,24	0,00%	9,36	10,32	9,30%	9,6	10,56	10,00%	0,24	-0,12	0,48	1,08	125,00%	9,36	9,36	0,00%	94,87%	98,72%
Болгарія	0,36	0,24	-33,33%	3,6	3,72	3,33%	3,96	3,96	0,00%	-0,12	-0,24	0	0	0,00%	3,84	3,72	-3,12%	93,75%	100,00%
Естонія	0	0	0,00%	1,02	0,96	-6,25%	1,02	0,96	-5,88%	0	0	0	0	0,00%	1,02	0,96	-5,88%	100,00%	100,00%
Люксембург	0	0	0,00%	1,57	1,44	-9,17%	1,57	1,44	-8,40%	0	0	0	0	0,00%	1,57	1,44	-8,40%	100,00%	100,00%
Португалія	0	0	0,00%	5,04	5,52	8,70%	5,04	5,52	9,52%	0,12	0	0	0	0,00%	5,16	5,52	6,98%	97,67%	100,00%
Словенія	0	0	0,00%	1,2	1,13	-6,38%	1,2	1,13	-6,00%	0	0	0	0	0,00%	1,2	1,13	-6,00%	100,00%	100,00%
Фінляндія	0	0	0,00%	4,92	5,28	6,82%	4,92	5,28	7,32%	0	0	0	0	0,00%	4,92	5,28	7,32%	100,00%	100,00%
Швеція	0	0	0,00%	1,2	1,09	-9,89%	1,2	1,09	-9,00%	0	0	0	0	0,00%	1,2	1,09	-9,00%	100,00%	100,00%
Іспанія	0	0	0,00%	42	47,04	10,71%	42	47,04	12,00%	0,48	-0,48	0,24	0,24	0,00%	42,24	46,32	9,66%	98,86%	101,04%
Греція	0	0	0,00%	4,56	4,68	2,56%	4,56	4,68	2,63%	-0,12	-0,12	0	0	0,00%	4,44	4,56	2,70%	102,70%	102,63%

* Ресурси дорівнюють сумі внутрішнього видобутку та імпорту.

** “+” скорочення запасів, “-” збільшення запасів.

*** Валове внутрішнє споживання дорівнює сумі внутрішнього видобутку, імпорту та зміні обсягів запасів мінус експорт.

**** Енергетична залежність = 100% * (імпорт - експорт) / валове внутрішнє споживання. Від'ємний рівень енергетичної залежності характеризує країни, експорт яких перевищує імпорт. Додатний рівень енергетичної залежності, що є більшим, ніж 100% ілюструє збільшення запасів протягом досліджуваного періоду

⁶ Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply. – Eur-Lex, Official Journal L 127, 29/04/2004 p. 0092-0096.

⁷ The Commission adopts new rules to prevent and deal with gas supply crises. – Europe, Press Releases. Brussels, 16 July 2009, <http://europa.eu>. У випадку схвалення Радою голів держав ЄС та Європарламентом документи мають набути чинності 31 березня 2010р.

⁸ European Commission, Energy. European Strategies. Second Strategic Energy Review - Securing our Energy Future (follow-up), July 2009, http://ec.europa.eu/energy/strategies/2009/2009_07_ser2_en.htm

Отже, в коротко- та середньостроковій перспективі забезпечення енергетичної безпеки в умовах значної імпортозалежності зводиться до попередження і швидкого врегулювання криз у постачанні енергоносіїв, які існують сьогодні.

Водночас, на довгострокову перспективу, як зазначалося вище, розглядаються та реалізуються крупномасштабні інфраструктурні проекти, що передбачають кардинальні зміни у складі основних постачальників енергоносіїв (насамперед, газу) до країн Співтовариства.

При цьому, енергетична політика ЄС має зосереджуватися на підвищенні конкуренції на європейському газовому ринку та створенні рівних умов для всіх проектів постачання газу. Для надання політичної підтримки з боку ЄС окремим проектам одним з головних критеріїв має бути економіка – потрібне чітке співвідношення витрат та результатів. Лише після того, як зацікавлені енергетичні компанії опрацюють перспективні транспортні проекти та візьмуть усі ризики їх реалізації на себе, інституції ЄС можуть надати часткове фінансування на їх реалізацію (пріоритетні інфраструктурні проекти на рівні ЄС). За умови чіткого дотримання таких позицій, було б неможливим дедалі більше просування на Схід пріоритетного для ЄС газопровідного проекту “Набукко” – від Ірану до Азербайджану й далі до Туркменістану – в пошуках сировинного забезпечення, яке так і залишилося проблемним.

Зрозуміло, що як ЄС, маючи кошти, може підтримувати спірні, з точки зору економіки та забезпечення сировиною проекти, так і Росія може спрямовувати кошти державних енергетичних компаній на політичні проекти. Однак, небагаті країни (такі, як Україна, Грузія, країни Балтії) не можуть брати практичну участь у “перегонах диверсифікаційних проектів”.

Диверсифікація в нафтовому секторі. Після цінового шоку 1973р. на нафтовому ринку, частка нафти у світовому балансі первинної енергії, яка до згаданого шоку становила понад 46%, протягом наступних років невпинно зменшувалась і становить сьогодні близько 39%. Прогнозується, що навіть попри найоптимістичніші сценарії темпів розвитку альтернативних видів енергії, нафта до 2030р. зберігатиме першорядне значення для світової енергетики, хоча її частка у світовому балансі зменшиться до 30%⁹. Тому надійність поставок нафти уряди більшості країн світу, які не володіють її достатніми запасами, відносять до одного з найбільш пріоритетних завдань у сфері забезпечення енергетичної безпеки.

Серед крупних імпортерів нафти, ЄС відзначається найбільшою залежністю від зовнішніх джерел, яка постійно збільшується, досягнувши у 2008р. майже 85%¹⁰. Проблема диверсифікації поставок нафти, хоч і не стоїть так гостро, як щодо газу, але все ж залишається однією з ключових у здійсненні енергетичної політики ЄС і вирішується шляхом підписання нових контрактів на постачання нафти та участі в її видобутку в інших країнах.

Слід відзначити, що рівень диверсифікації надходження нафти у країнах ЄС помітно різниться. Так,

якщо західноєвропейські країни, як правило, отримують нафту не менш ніж з чотирьох джерел¹¹, частка жодного з яких у споживанні не перевищує 30%, то країни Центральної Європи мають критичну залежність від російської нафти – 60-100%, що зумовлено наступними факторами: орієнтацією їх НПЗ (збудованих ще в часи СРСР) на сорт нафти *Urals*, розвинутою нафтопровідною системою, яка з'єднує ці країни з родовищами Західного Сибіру та Поволжя, знижками, передбаченими в довгострокових контрактах на поставку, а також намаганням російської влади утримувати центральноєвропейські країни у сфері своїх інтересів.

Прикладом вдалого створення альтернативи поставкам російської нафти, може слугувати збудований у 1996р. Чехією нафтопровід Інгольштадт-Кралупи-Литвинов, що з'єднав чеські НПЗ з Трансальпійським нафтопроводом і дозволив країні отримувати через порт Трієст в Адріатичному морі до 10 млн. т нафти/рік з Близького Сходу, Каспійського регіону та Північної Африки. Рішучі та скоординовані кроки владних інститутів Чехії в забезпеченні енергетичної безпеки суттєво послабили політичний вплив Росії на країну, що у стратегічному плані значною мірою компенсувало комерційні витрати проекту будівництва нафтопроводу.

Отже, питання диверсифікації джерел постачання нафти в ЄС не регламентуються нормативно-правовими актами та не вирішуються шляхом створення певного переліку пріоритетних проектів і його реалізації, як у газовій сфері, через можливості танкерного та залізничного забезпечення поставок нафти, а також через створення стратегічних резервів нафти та нафтопродуктів, і головне – через існування розвинутого світового нафтового ринку.

Диверсифікація в ядерному секторі. Світова ядерно-енергетична галузь є досить консервативною та зарегульованою міжнародними обмеженнями, оскільки значна номенклатура її продукції та обладнання має подвійне призначення (крім енергетики може використовуватися у виготовленні ядерної зброї). Разом з тим, на світовому ядерному ринку поступово окреслюються нові зв'язки, які можуть суттєво переформатувати політичну та господарську кооперацію, що складалася протягом багатьох десятиліть. В одній з ключових ділянок цього глобального ринку – постачання ядерних матеріалів та свіжого ядерного палива (СЯП) – протягом останніх років спостерігаються важливі зміни, насамперед, значна активізація російського ядерного комплексу.

За відсутності загального законодавства ЄС щодо диверсифікації джерел постачання СЯП країни-члени ЄС (або скоріше, національні та транснаціональні ядерні компанії) використовують, насамперед, регіональну диверсифікацію джерел постачання уранової сировини, диверсифікацію послуг зі збагачення урану, виходячи суто з економічних міркувань та створення конкурентних умов.

Враховуючи різноспрямовані підходи країн-членів ЄС до ядерної енергетики та обмежені можливості ЄС впливати на ядерний ринок (сировина, паливо, технології, обладнання тощо) вкрай важко очікувати на появу спільної політики у сфері ядерної енергетики.

⁹ Word Energy Outlook 2008. Основные положения. – IEA, http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WE02008_es_russian.pdf

¹⁰ Розраховано експертами Центру Разумкова на підставі даних BP Statistical Review of World Energy, June 2009, <http://www.bp.com>

¹¹ Маються на увазі постійні джерела постачання. Крім яких можуть існувати джерел, які постійно змінюються і які створюються, як правило, компаніями-посередниками.



Водночас, ЄС захищає власний ринок ядерних матеріалів. Через кілька років після розпаду СРСР – у червні 1994р. – був прийнятий документ регуляторного впливу ЄС на імпорту ядерних матеріалів. Так, квота на імпорту урану з РФ і країн СНД обмежувалася часткою в розмірі 20% на збагачений і 25% – на незбагачений уран. Документ отримав назву “Декларація Корфу” та мав на меті захистити європейських виробників, насамперед, збагачувальні компанії, від продукції із-за кордону. Частка європейських постачальників збагаченого урану в ЄС має складати не менше 80%. Оскільки РФ володіє 40% світових потужностей для збагачування урану, то це обмеження стосується, перш за все, саме російського збагаченого урану. За непідтвердженими даними, термін чинності Декларації завершився 1 грудня 2007р., однак, на цей час невідомо чи був він пролонгований¹².

Таким чином, питання диверсифікації поставок СЯП для АЕС у нормативно-правових документах ЄС практично не розглядаються, насамперед, через специфіку роботи ядерної підгалузі ПЕК¹³.

З економічної точки зору, більш вигідно розширювати існуючі енергетичні об’єкти (наприклад, трубопроводи), ніж будувати нові. Однак, за диверсифікацію треба платити. Якою має бути прийнятна ціна диверсифікації – вирішують уряди та учасники відповідних проектів. Це робиться після аналізу всіх можливих альтернатив і проведення ретельного техніко-економічного обґрунтування кожного конкретного проекту. Як показує світова практика, не завжди превалює економічний чинник – іноді перемагає політична доцільність. У будь-якому випадку вартість диверсифікаційних проектів сплачують громадяни країн-учасниць.

1.2 ДИВЕРСИФІКАЦІЙНІ ПІДХОДИ В ЕНЕРГЕТИЧНІЙ ПОЛІТИЦІ РОСІЇ

Диверсифікаційна політика Росії має точковий характер – базується на великих інфраструктурних проектах – і набуває системного характеру лише в питанні мінімізації або повного вилучення транзитних країн з проектів нових нафтових і газових трубопроводів. Насамперед, це стосується колишніх республік СРСР та Польщі, з якими Росія наполегливо мінімізує транзитні відносини.

У серпні 2009р. Уряд РФ затвердив (у цілому) проект нової енергетичної стратегії Росії на період до 2030г. Стратегія передбачає реалізацію великих інфраструктурних проектів, орієнтованих на **диверсифікацію експортних маршрутів** і просування на нові ринки російських енергоносіїв. Ідеться насамперед про нафтопровідну систему Східний Сибір-Тихий океан (ССТО), Балтійську трубопровідну систему-2 (БТС-2), нафтопровід Бургас-Александрополь, газопроводи – Прикаспійський, Північний потік, Південний потік.

Примітними є, зокрема, наміри РФ обмежити частку первинних паливно-енергетичних ресурсів в російському експорті позначкою в 70%, і збільшити

при цьому питому вагу східного напрямку в експорті рідких вуглеводнів (нафта і нафтопродукти) з 6% на цей час до 22-25%, в експорті газу – з 0 до 19-20%¹⁴.

Росія часто сприймає проекти ЄС з диверсифікації джерел надходження енергоносіїв (наприклад, проект газопроводу “Набукко”) як загрозу власній енергетичній безпеці та у відповідь розробляє контрпроекти з метою їх зриву.

У зазначених вище намірах можна вбачати спробу створити враження гострої конкуренції між Європою та Азією за російські енергоносії (або реально підштовхнути до неї). Цим прийомом Росія користується не вперше. Так, активно просуваються проекти постачання російських енергоносіїв до Китаю (російська нафта вже постачається). Однак, розвиток східного напрямку у новій російській стратегії поки що виглядає лише як погроза.

До зазначених контр-проектів можна віднести й ті російські проекти, які спрямовують енергоносії (насамперед, газ) до ЄС, але за новими маршрутами (омінаючи окремі або всі “недружні транзитні країни”), і які підтримуються деякими країнами ЄС (наприклад, проект “Південний потік”). При цьому, Росія приваблює потенційних партнерів з ЄС значними фінансовими надходженнями від транзиту газу, промисловими замовленнями, участю в розподілі прибутків від продажу газу тощо.

Нарешті, РФ намагається зосередити всі потоки енергоносіїв з країн СНД на своїй території з метою їх наступного транспортування власними трубопровідними системами (намагання перекупити азербайджанський газ компанією *Газпром* є особливо цікавим прикладом в умовах надлишку власного та центральноазійського газу). Відповідно, вона дуже негативно ставиться до будь-яких проектів самостійного виходу країн СНД на світові енергетичні ринки.

Результатом “перегонів диверсифікаційних проектів” між ЄС та Росією є нагнітання взаємної недовіри. Тим часом, *по-перше*, реальні можливості диверсифікації обох сторін є більш обмеженими за ресурсами (і кошти, і запаси енергоресурсів), ніж це подається офіційними особами та під час суспільних дискусій. *По-друге*, в будь-якому випадку більша частина обсягів російських нафти та газу буде надходити до ЄС, а що стосується російської нафти, то залежність ЄС від неї не є критичною.

Про непрості відносини між РФ та ЄС в енергетичній сфері свідчить офіційна відмова Російської Федерації від участі в Договорі до Енергетичної Хартії (ДЕХ). Як відомо, ще у 2006р. Президент РФ В.Путін відкрито заявив, що приєднання до Енергетичної хартії є не вигідним для Росії, оскільки вона передбачає взаємний доступ сторін до інфраструктури видобутку і транспортування енергоресурсів¹⁵.

Неприєднання Росії до ДЕХ, зокрема, не давало можливості розв’язувати адекватними засобами конфліктні ситуації, що траплялися у процесі постачання і транзиту енергоносіїв. Так, востаннє за часом неможливість застосування принципів ДЕХ довела чергова

¹² Див.: Сенаторы считают недопустимым пролонгацию “Декларации Корфу”. – ИА REGNUM, 30 октября 2007г., <http://www.regnum.ru>

¹³ Наприклад, Декларація Корфу від червня 1994р. – прийнята як внутрішній документ ЄС (не публікувалася) і фактично спрямована на обмеження обсягу експорту ядерних матеріалів з Росії до ЄС – розглядається в розділі 4 цієї доповіді.

¹⁴ Правительство РФ утвердило проект энергетической стратегии России до 2030г. – Росинвест, 27 август 2009г., <http://www.rosinvest.com/news/587721>

¹⁵ Россия - ЕС: дипломатия в зоне энергетического правового вакуума. – ФК Новости, 11 августа 2009г., <http://www.fcinfo.ru/themes/basic/materials-document.asp?folder=4005&matID=221881>

“газова війна” на початку 2009р. між Росією і Україною. Проте, багаторічні надії на те, що Росія ратифікує ДЕХ, можливо, стримували ЄС від жорстких оцінок “нафто-газових війн” за її участю.

Однак, у квітні 2009р. Росія запропонувала ЄС альтернативний проект міжнародної угоди у сфері енергетики – “Концептуальний підхід до нової правової бази міжнародної співпраці у сфері енергетики (цілі і принципи)”. Навіть побіжний аналіз цього проекту свідчить, що він не привносить новачків у підходи до міжнародного енергетичного співробітництва¹⁶. Тому представники ЄС поставилися до російської ініціативи досить скептично.

У відповідь, на травневому саміті (2009р.) “Росія-ЄС” у Хабаровську Москва вирішила завершити дискусію в односторонньому порядку. “Росія не є учасником Енергетичної хартії і не збирається брати участь в Енергетичній хартії в її редакції, що діє, – заявив на цьому саміті Д.Медведев. – Росія не є учасником Договору до Енергетичної хартії і їм не користуватиметься, про що також були зроблені відповідні міжнародні повідомлення”. У квітні 2009р. в Софії Прем’єр-міністр В.Путін заявив, що “Енергетична хартія своєї ролі не зіграла”, тому “Росія не бачить сенсу у збереженні підпису під Енергетичною хартією”.

30 липня 2009р. було підписано Розпорядження Прем’єр-міністра РФ, яке передбачає повідомлення іноземних держав про рішення РФ відкликати підпис під Договором до Енергетичної хартії. Так завершилися багаторічні дискусії, що велися в Росії навколо Хартії з 17 грудня 1994р., коли РФ її підписала. Напружений діалог між РФ та ЄС з питання приєднання Росії до ДЕХ, що тривав з січня 2000р., теж завершився нічим.

Отже, на цей час енергетична співпраця Росії з ЄС фактично знаходиться поза правовим полем, а подальші наміри ЄС (або окремих країн-членів) розвивати енергетичний діалог з РФ можуть призвести до поступок з боку Співтовариства, жертвами яких можуть стати цілі підгалузі ПЕК окремих країн.

1.3 ДИВЕРСИФІКАЦІЙНІ ПРОЕКТИ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ УКРАЇНИ

На відміну від країн ЄС (в т.ч. і постсоціалістичних) Україна перебуває в монопольній залежності від постачань енергоносіїв з Російської Федерації. Причому така ситуація склалася протягом останнього часу: якщо на початку 1990-х років Україна мала і прямі контракти на постачання газу з країн Центральної Азії, надходила на переробку казахстанська нафта (близько 20%), то зараз у зовнішніх постачаннях енергоносіїв – 100% російського газу, нафти та ядерного палива. З останнім – особливо складна ситуація, оскільки, на відміну від нафти і природного газу, які Україна добуває в тих чи інших обсягах на своїй території, ядерне паливо вона не виробляє зовсім (хоч і зберігає поки що потенціал, необхідний для створення елементів власного ядерно-паливного циклу).

З огляду на складні російсько-українські відносини в усіх сферах (і насамперед – у сфері енергетики), наміри зменшення енергетичної залежності від РФ декларуються майже з моменту набуття Україною незалежності. Однак, відсутність коштів, зовнішньої політичної підтримки, досвіду реалізації транснаціональних енергетичних проектів, відсутність в окремих випадках сировинних покладів вуглеводнів у зоні економічної досяжності та деякі інші чинники стримували реалізацію українських диверсифікаційних проектів.

Одним з головних негативних чинників, що перешкоджали просуванню проектів диверсифікації, слід також назвати наявність в Україні потужних лобістських груп, які відстоюють інтереси РФ як у суспільних дискусіях, так і на різних рівнях державної влади. Тим часом, навіть найбільш амбітні диверсифікаційні проекти, які декларувалися протягом усіх років незалежності всіма урядами та окремими державними установами, не передбачали повної відмови від російських постачань енергоносіїв. Більше того, диверсифікаційні “потокі” у таких проектах не перевищували й половини російських поставок, а традиційно вважається, що нове джерело поставок не повинне перевищувати 30% загального обсягу постачань.

Значна увага диверсифікаційним заходам у ПЕК надається в Енергетичній стратегії України на період до 2030р. (далі – Енергетична стратегія)¹⁷. Так, у розділі “Гарантування енергетичної безпеки” серед головних заходів із зниження енергетичної залежності країни названа “диверсифікація зовнішнього постачання паливно-енергетичних ресурсів (природний газ, нафта, ядерне паливо)” із зазначенням необхідності забезпечити “не менше трьох джерел постачання з кожного виду енергоресурсів з 25-30% забезпеченням від загального обсягу”.

Так само в документі “Основні напрями державної політики у сфері забезпечення енергетичної безпеки України” визначено, що зменшення енергетичної залежності держави має бути досягнуте, зокрема, шляхом “диверсифікації джерел зовнішнього постачання паливно-енергетичних ресурсів (насамперед, природного газу, нафти та ядерного палива), виходячи з необхідності постачання таких ресурсів не менше як з трьох основних джерел...”¹⁸.

Завдання і плани диверсифікації джерел надходження енергоносіїв містяться в багатьох інших президентських та урядових документах.

Однак, переважна більшість із них не виконані й досі. Морально застаріла та потребує перегляду Енергетична стратегія України, що стало особливо очевидним у період фінансово-економічної кризи.

Зрозуміло, що реалізація диверсифікаційних проектів постачання вуглеводнів, свіжого ядерного палива неросійського виробництва та створення елементів ядерно-паливного циклу потребує колосальних обсягів інвестицій для спорудження трубопроводів та супутньої інфраструктури, будівництва підприємства з фабрикації ядерного палива та ін.¹⁹ Крім забезпечення

¹⁶ Концептуальний підхід к новий правовий базі міжнародного співробітництва в сфері енергетики (цели и принципы) – Официальный сайт Президента РФ, 21 апреля 2009г., <http://kremlin.ru/text/docs/2009/04/215303.shtml>

¹⁷ Енергетична стратегія схвалена Розпорядженням Кабінету Міністрів №145 від 15 березня 2006р.

¹⁸ Указ Президента України «Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005р. «Про стан енергетичної безпеки України та основні засади державної політики у сфері її забезпечення» №1863 від 27 грудня 2005р.

¹⁹ Кошти також необхідні для: збільшення видобутку урану; розвитку підприємств, що постачатимуть комплектуючі для заводу фабрикації палива; можливої участі України в роботі підприємства зі збагачення урану в м.Ангарськ тощо.

значних фінансових ресурсів, потрібно вирішувати складні технічні завдання, завдання підготовки відповідних фахівців, впроваджувати нові технології, що відповідають екологічним вимогам збереження довкілля тощо. Однак, український ПЕК практично не має власних коштів для розвитку: останніми роками НАК «Нафтогаз України» балансує на межі дефолту²⁰, чинний тариф на електроенергію, яку виробляють українські АЕС, забезпечує мінімальну прибутковість²¹.

Усе це призвело до того, що вітчизняний ПЕК практично втратив потенціал не лише розвитку, але й значною мірою – підтримки наявних потужностей. Головними проблемами українського ПЕК (у т.ч. і його інвестиційного «голоду»²²) є:

- використання значної частки фізично та морально застарілого обладнання, яке потребує заміни;
- наявність значної заборгованості в енергетичних підприємствах²³;
- низькі внутрішні ціни та тарифи на енергоносії;
- значне вичерпання родовищ вуглеводнів, які експлуатуються, і як наслідок – необхідність освоєння нових нафтогазових родовищ, у т.ч. на шельфі Чорного та Азовського морів, що є значно більш витратним процесом, порівняно з розробкою родовищ на суходолі.

На цей час названі та інші проблеми загострює світова фінансово-економічна криза, яка значно відкладає в часі майже всі крупномасштабні проекти, що потребують залучення значних іноземних інвестицій.

Однак, за всіх негативних обставин, в Україні частково реалізовано два диверсифікаційні проекти:

- **в нафтовому секторі** – проект Євро-Азійського нафтотранспортного коридору з використанням української нафтотранспортної системи «Одеса-Броди» (вже збудована, однак працює у реверсному режимі);
- **у ядерному секторі** – проект постачання ядерного палива виробництва компанії *Westinghouse* (експериментальне паливо вже випробовується на енергоблоці №3 Южно-Української АЕС). Розглядаються пропозиції російської сторони та компанії *Westinghouse* щодо будівництва заводу з фабрикації ядерного палива на території України.

Що стосується газового сектору, то на цей час лише опрацьовується питання постачання до України ЗПГ.

Попри вкрай повільну реалізацію цих проектів та жорстке протистояння навколо них лобістських груп,

їх необхідно реалізувати для зменшення 100% залежності від постачань з Росії.

Протягом останніх років стратегічні та поточні енергетичні інтереси України іноді вступали в протиріччя під час реалізації тих чи інших заходів у сфері енергетичних російсько-українських відносин. Водночас і ЄС та РФ мають певні проблеми у взаємовідносинах в енергетичних секторах і пропонують проекти, які насамперед вигідні їм.

Тому, *по-перше*, Україна, як енергетичний міст між ЄС та Росією, не лише не повинна бути причиною конфліктів між ними, але й об'єднувати і враховувати інтереси всіх сторін.

По-друге, хоча диверсифікаційна політика України спрямована на послаблення енергетичної залежності від Росії, однак РФ була і є стратегічним партнером України майже з усіх енергетичних питань. Енергетичні відносини є життєво важливими для забезпечення інтересів обох країн. України – з метою забезпечення національної економіки енергоресурсами, Росії – з метою збереження і примноження надходжень від продажу вуглеводнів у Європі та Туреччині з використанням українських транзитних трубопроводів, попри те, що позиції України та Росії з інших питань, насамперед, політичних, можуть не збігатися.

Головними завданнями українського ПЕК щонайменше на середньострокову перспективу є не реалізація міжнародних великих проектів (наприклад, здійснення ряду проектів з видобутку вуглеводневої сировини в інших країнах, що пропонується в Енергетичній стратегії), а підвищення рівня енергетичної безпеки шляхом впровадження ринкових засад у ПЕК на основі досвіду та законодавства ЄС, здійснення структурних реформ та підвищення енергоефективності підприємств ПЕК.

Міжнародне співробітництво в енергетичній сфері, у т.ч. в реалізації проектів диверсифікації постачання енергоносіїв, є одним з дієвих інструментів протидії новим викликам і загрозам, подолання глобальної фінансово-економічної кризи, забезпечення енергетичної безпеки. Оскільки енергетика має ключове значення для успішного розвитку економіки і створення підґрунтя для підвищення якості життя громадян будь-якої країни, то подальший розвиток взаємовигідного міжнародного співробітництва в цій сфері на основі рівноправності та партнерства, з метою забезпечення ефективного, надійного та екологічно чистого й безпечного енергопостачання має стати фундаментом для подолання цих загроз і викликів. ■

²⁰ Згідно з інформацією прес-служби Рахункової палати України, яка провела аудит НАК «Нафтогаз України», станом на травень 2009р., кредитна заборгованість компанії складає понад 35 млрд. грн. Лише у 2009р. потреба в коштах для погашення кредитів, термін яких завершиться, та відсотків за їх користування сягне 17,5 млрд. грн., що складе понад половину власного капіталу компанії і може призвести до неможливості виконання нею боргових зобов'язань. Див.: Нафтогаз должен отдать за кредиты половину капитала. – *Media International Group*, 12 мая 2009р., <http://www.mignews.com.ua>

²¹ Дефіцит коштів НАЕК «Енергоатом» у 2009р., за умови збереження нинішнього тарифу на електроенергію, складе близько 2 млрд. грн., а поточна заборгованість перед російським постачальником ядерного палива (компанією *ТВЭЛ*) за вже поставлене паливо становить близько \$80 млн. Див.: «Енергоатом» візьме кредит, щоб розрахуватися з росіянами. – Економічна правда, 09 червня 2009р., <http://www.epravda.com.ua>

²² Економічна криза викликала триразове падіння обсягів інвестування в Україну в I кварталі 2009р.: приплив прямих іноземних інвестицій (ПІІ) склав \$1,18 млрд., скоротившись за рік утричі – до 36,2% обсягу ПІІ I кварталу 2008р. Найбільше ПІІ надійшло до сектору фінансів – \$284,4 млн. та нерухомості – \$236 млн.; у промисловості було спрямовано лише \$78,3 млн. (6,7%). Див.: Полный ПИИ. – *UA-NEWS.BIZ*, 18 мая 2009г., <http://ua-news.biz>

²³ Зовнішня кредиторська заборгованість енергопідприємств, підпорядкованих Мінпаливенерго України, станом на 1 травня 2009р. склала 7 574 млн. грн., а загальна кредиторська заборгованість з урахуванням заборгованості за позиками – 12 086 млн. грн. Докладно див.: Інформаційно-аналітичне дослідження стану паливно-енергетичного комплексу України. №366. – Науково-технічна спілка енергетиків та електротехніків України, Центр громадського інформування з проблем ПЕК, Київ, 2009, с.7.

2. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ДЖЕРЕЛ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЄВРАЗІЇ

Диверсифікація джерел і шляхів постачання газу в Євразії як чинник забезпечення енергетичної безпеки має на меті: (а) зменшення ризиків і мінімізацію наслідків виникнення аварій на об'єктах газової інфраструктури; (б) розвиток конкурентних відносин між експортерами за рахунок формування газового ринку; (в) зменшення політичного впливу монопольних або крупних країн-постачальників та/або транзитерів.

На цей час розвиток газового ринку Євразії за рахунок реалізації нових проектів газопостачання відбувається під впливом ряду загальносвітових (зовнішніх) і внутрішніх негативних чинників¹. Головним зовнішнім чинником є нинішня фінансово-економічна криза; до внутрішніх чинників слід віднести політичні та економічні суперечності між головними учасниками газового ринку Євразії – Росією і ЄС, а також певний конфлікт інтересів між окремими країнами ЄС у питанні залежності від поставок російських енергоносіїв. Україна на євразійському газовому просторі відіграє досить пасивну роль через відсутність політичної волі і ресурсів.

У цьому розділі стисло характеризуються позиції учасників євразійського газового ринку щодо диверсифікації джерел і шляхів постачання газу та основні диверсифікаційні проекти, що торкаються інтересів України.

2.1 ОСОБЛИВОСТІ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ДЖЕРЕЛ І ШЛЯХІВ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Диверсифікація джерел і шляхів постачання газу має ряд особливостей, що визначаються його фізичними і технологічними властивостями та зумовлюють переважання його транспортування трубопроводами (на відміну від нафти). Це є однією з причин труднощів формування не лише світового, але й загальноєвропейського чи євразійського газового ринку.

Газова інфраструктура загалом і транснаціональні газопроводи безпосередньо потребують значно більших обсягів капіталовкладень, порівняно з нафтопроводною інфраструктурою та нафтопроводами. Тому, як зазначалося вище, з метою мінімізації ризиків для великих інвестицій газова промисловість базується на довгострокових зобов'язаннях споживача – що, своєю чергою, зумовлює можливість його тривалої залежності від постачальника.

Впровадження технологій зрідження/регазифікації наприкінці 1950-х років дозволило отримувати зріджений природний газ (ЗПГ) і транспортувати його морськими шляхами. Таким чином, ЗПГ створює додаткові можливості диверсифікації джерел і шляхів газопостачання, якими користуються, як правило, прибережні країни, які розвивають відповідну інфраструктуру відвантаження/приймання ЗПГ та будують (фрахтують) морські судна для його перевезення (метановози).

На цей час, попри досить високу вартість технологій та обладнання для зрідження/регазифікації, постачання ЗПГ є економічно прийнятною альтернативою трубопроводному транспортуванню газу, насамперед, на великі відстані. Головним і найбільш поширеним способом транспортування газу залишається трубопровідний.

Диверсифікація джерел і шляхів надходження газу була базовим принципом стрімкого розвитку споживання газу в Західній Європі (врізка *“Диверсифікація джерел і шляхів постачання газу до Європи”*). Національні уряди Західної Європи підтримували розвиток споживання газу, виходячи з його високих технологічних та екологічних властивостей як палива та сировини. Отже, ЄС ішов на поступове збільшення імпорту газу спочатку з СРСР, потім – з Росії за довгостроковими контрактами. І на сьогодні немає жодного документу ЄС чи країни-члена ЄС щодо обмеження частки російського газу в їх балансах. Лише Іспанія законодавчо встановила обмеження на імпорт газу з одного джерела на рівні 60%². Проте, можна говорити, що вимога диверсифікації джерел постачання газу почала формуватися під впливом побоювань Заходу зростання впливу СРСР на забезпечення ЄС газом. Надалі розвиток ринкових відносин підштовхував до створення нових джерел і шляхів поставок.

Протягом останнього десятиліття сталися кілька конфліктів європейських країн з країнами-постачальниками газу³. Особливою гостротою відзначилася серія газових криз 2004-2009рр., пов'язаних з частковим або

¹ “Євразійський газовий ринок” – умовний термін, який уможливорює розгляд взаємозв'язку основних проектів нових газопроводів, у т.ч. в зоні інтересів України. Як відомо, світового ринку газу (за винятком ринку зрідженого природного газу, ЗПГ) немає, існують лише регіональні газові ринки.

² Differentiating Reality from Rumours: Some Considerations on the Alleged Restrictions on Natural Gas Imports from Russia. Paper based on input from Member States. – European Commission, 2003 December 18, http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/russia/doc/issues/gaz_import.pdf

³ Так, у 2007р. між Іспанією та Алжиром відбулася цінова суперечка щодо поставок алжирського газу за контрактом, підписаним ще в 1995р., який не враховував залежності змін світових цін на газ від цін на нафту. Див.: Spain and Algeria close to solving energy dispute. Report. – M&G, Jul 30, 2007, <http://www.monstersandcritics.com>

повним припиненням поставок російського газу через Білорусь та Україну (через що постраждали і країни ЄС). Такі ситуації зумовлюють зосередження енергетичної політики країн ЄС на забезпеченні безпеки енергопостачання, отже – на пошуку нових джерел газопостачання, розробці та реалізації проектів нових газопроводів.

Таким чином, можна зробити висновок, що розвиток диверсифікаційних процесів у Європі відбувався протягом приблизно 40 останніх років, а їх перетворення на один із головних елементів енергетичної безпеки та напрям енергетичної політики – переважно в поточному десятилітті.

ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ДЖЕРЕЛ І ШЛЯХІВ ПОСТАЧАННЯ ГАЗУ ДО ЄВРОПИ

Протягом 1960-1970-х років потреби в газі Німеччини, Франції, Італії значно випереджали їх власний видобуток газу, що викликало необхідність його імпорту. Нідерланди, після відкриття гігантського родовища Гронінген⁴, розпочали експорт значних обсягів газу, насамперед, до Німеччини.

У цей час відбувалося зростання видобутку газу та активне будівництво газових мереж як на національному, так і на транснаціональному рівні. Транснаціональні газотранспортні системи почали свій розвиток з Нідерландів, пізніше була збудована найпотужніша у світі газотранзитна система з СРСР до країн Центральної і Західної Європи.

З кінця 1960-х років радянський газ почав надходити до країн колишньої соціалістичної системи. Перший газ з СРСР надійшов до Чехословаччини газопроводом “Братерство” в 1967р.; пізніше газопровід було продовжено до Австрії (Баумгартен, 1967р.) і Франції (1984р.). Ця газотранспортна система дозволяла транспортувати 1 млрд. м³ газу в 1969р., а через 30 років – прокачувалося вже близько 80 млрд. м³. Паралельно з “Братерством” було збудовано “Північний коридор” – яким постачався газ до Румунії і Болгарії (1974р.), надалі – до Туреччини (1987р.) і Греції (1988р.).

Пізніше були збудовані інші газопроводи з СРСР. Так, трансконтинентальний газопровід Ямал-Європа постачав газ до Польщі через Білорусь (1996р.), надалі – до Німеччини (1997р.). Починаючи з 1985р., саме Західноєвропейський ринок газу став для СРСР джерелом найбільших грошових надходжень від газового експорту (порівняно зі Східною Європою).

Зменшенню газової залежності ЄС від СРСР, чого наполегливо домагалися США⁵, сприяло відкриття норвезького родовища Троль (1977р.), а пізніше – поставки газу з Алжиру та Великої Британії. Певною мірою можна вважати, що перші обмеження обсягів газу, що надходять з одного джерела, запроваджувалися проти “радянських” поставок газу до країн ЄС.

Країни-споживачі широко використовували можливості диверсифікації джерел газопостачання. Так, Франція у 1960-х підписала контракти на постачання газу з Алжиру та Нідерландів, у 1970-х – з СРСР, у 1980-х роках – з Норвегією.

Впровадження технологій ЗПГ значно розширило географію постачальників газу до Західної Європи, як і торгівлю газом загалом. Перший метановоз із ЗПГ надійшов до Великої Британії в 1959р. з Мексиканської затоки⁶, через п'ять років було започатковане постачання ЗПГ з Алжиру до Франції. З часом до кола постачальників ЗПГ до Європи приєдналися Єгипет, Лівія, Оман, Катар і Нігерія.

Однак, головним шляхом постачання залишився трубопровідний. У 1981р. Італія стала піонером з прокладання протяжних глибоководних газопроводів – було розпочато прокладання газопроводу “Transmed” між Тунісом та Італією (завершено в 1983р.).

2.2 ІНТЕРЕСИ УЧАСНИКІВ ЄВРАЗІЙСЬКОГО ГАЗОВОГО РИНКУ В ЧАСТИНІ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ДЖЕРЕЛ І ШЛЯХІВ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

Як згадувалося вище, значна частина країн Євразії декларують і реалізують проекти диверсифікації джерел і шляхів поставок газу – як газопровідні, так і для приймання ЗПГ. До головних учасників євразійського газового ринку можна віднести країни, що є крупними споживачами, постачальниками (видобувниками) і транзитерами газу на континенті. Це насамперед: країни ЄС і Західної Європи загалом (переважно споживачі і транзитери газу); країни Балтії, Центральної і Східної Європи (транзитери і споживачі); найбільші у Євразії постачальники газу – Росія і країни Каспійського регіону та Центральної Азії (Азербайджан, Іран⁷, Казахстан, Туркменістан, Узбекистан).

Аналіз інтересів цих учасників євразійського газового ринку щодо нових газопровідних проектів показує, що зазначені інтереси зосереджені насамперед на просуванні учасниками їх власних проектів, які не завжди мають ресурсне (сировинне) забезпечення та часто не є економічно привабливими, порівняно з альтернативними. Остання обставина свідчить про надмірну політизацію питань газозабезпечення, а тому можна припустити, що значна кількість пропонованих диверсифікаційних проектів є лише елементами політичної гри й не буде реалізована навіть у стратегічній перспективі.

Що стосується України, то її ситуація в питанні диверсифікації джерел постачання газу має ряд особливостей. По-перше, попри наявність у сусідніх країнах (насамперед – у Росії), найбільших у світі запасів газу та розгалуженої мережі магістральних трубопроводів для його постачання до української території, російсько-українські відносини в газовій сфері були й залишаються проблемними. “Газовий чинник” використовується РФ у процесі вирішення будь-яких інших проблем двосторонніх відносин і став уже “класичним” засобом політичного тиску на Україну. Водночас, маючи (теоретично) найбільш привабливі умови для співробітництва в газовій сфері з Росією і певні транзитні зобов'язання перед ЄС, Україна зобов'язана налагодити взаємовигідне та партнерське російсько-українське співробітництво.

По-друге, так звані “газові війни” РФ з Україною і Білоруссю призводять до пошуку та реалізації як ЄС, так і Росією обхідних газопроводів, що оминають українську та білоруську території (основних країн-транзитерів російського газу, що надходить до ЄС). Зрозуміло, що за цих умов переважна більшість проектів, які розробляються в Євразії, ґрунтуються на інтересах, що можуть суперечити інтересам України як транзитера російського газу.

По-третє, серед багатьох трубопровідних проектів постачання газу, що реалізуються або пропонуються до реалізації в Євразії, фактично немає проектів, до

⁴ Родовище було відкрите в 1959р. у провінції Гронінген із запасами 2,6 трлн. м³ газу. Див.: Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe. How to achieve workable competition in European gas markets? – IEA Information Paper, May 2008, p.11. http://www.iea.org/textbase/papers/2008/gas_trading.pdf

⁵ На початку 1980-х років Уряд Федеративної Республіки Німеччина обмежив частку радянського газу в газовому балансі країни 30%. Див.: Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe. How to achieve workable competition in European gas markets? – IEA Information Paper, May 2008, p.17. http://www.iea.org/textbase/papers/2008/gas_trading.pdf

⁶ Надалі, після відкриття значних покладів у Північному морі, Велика Британія відмовилася від імпорту газу й повернулася до нього лише кілька років тому.

⁷ Іран, посідаючи друге місце у світі за доведеними запасами газу, є потенційно крупним його постачальником.

яких Україна могла б приєднатися з метою диверсифікації джерел його поставок для власних потреб.

За період незалежності в Україні пропонувалося кілька трубопровідних диверсифікаційних проектів (поставки іранського газу, “Білий потік” та ін.), однак з різних причин вони не оцінювалися потенційними партнерами серйозно. Це пояснюється насамперед об’єктивними обставинами – значною віддаленістю джерел, складністю та високою вартістю трубопровідних проектів, відсутністю у країни власних ресурсів, браком зовнішньої політичної та економічної підтримки.

По-четверте, постачання ЗПГ – вже традиційний для ЄС шлях диверсифікації джерел постачання газу – не властивий країнам СНД, в т.ч. Україні, внаслідок, з одного боку, наявності розгалуженої мережі магістральних трубопроводів, з іншого – відсутності відповідних технологій та обладнання. Разом з тим, сьогодні ринок пропозицій ЗПГ, технологій його регазифікації є досить розвинутим, і будь-яка країна може скористатися з нього – за умови наявності коштів (в умовах України потрібна також політична воля) (врізка “Постачання ЗПГ до Європи”).

По-п’яте, диверсифікація джерел постачання газу без вирішення інших пов’язаних з газопостачанням проблем ПЕК суттєво не підвищить рівень енергетичної безпеки України. Суміжними та обов’язковими для реалізації є наступні напрями структурних реформ: кардинальне зменшення споживання газу всіма категоріями споживачів за рахунок впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання; збільшення власного видобутку газу шляхом створення привабливого інвестиційного клімату в галузі; диверсифікація паливно-енергетичного балансу за рахунок часткового заміщення газу вугіллем та електроенергією, використання відновлюваних та альтернативних джерел енергії тощо.

Європейський Союз. ЄС на цей час є найбільшим імпортером газу й намагається диверсифікувати джерела і шляхи його поставок, у т.ч. – для зменшення залежності від російського газу. Водночас, в ЄС існують різні підходи до оцінки доцільності реалізації окремих газопровідних проектів, що, як зазначалося вище, свідчить про розбіжності національних інтересів в енергетичній сфері. Тому на заваді наміру ЄС підвищити надійність газопостачань в умовах російсько-білоруських та російсько-українських газових конфліктів можуть стати прагнення окремих членів ЄС отримати певні замовлення для своєї промисловості та/або фінансові надходження від транзиту російського газу. Так, Німеччина підтримує російський проект газопроводу “Північний потік” (“*Nord Stream*”), проти якого виступають країни Балтії та Польща (а також деякі інші країни), які пропонують замість “Північного потоку”, будувати газопровід з Росії їх територіями (наприклад, проект газопроводу “Амбер”).

Інтереси ЄС у сфері газопостачання:

- підвищення надійності поставок газу з існуючих джерел та маршрутів;
- **диверсифікація джерел і шляхів поставок газу** через входження до газових секторів країн Центральної Азії з метою послаблення газової залежності від Росії⁸; реалізація проекту поставок газу з Каспійського регіону;
- розвиток інфраструктури з прийому ЗПГ;
- подальша лібералізація газового ринку та поширення окремих вимог до учасників ринку на треті країни, які є суб’єктами газового ринку ЄС.

Україна. Україна є одним з найбільших споживачів і транзитерів російського газу (насамперед, перекупленого Росією у країнах Центральної Азії⁹). При цьому, вона не має значних коштів і міжнародної політичної підтримки для реалізації нових проектів газопостачання з альтернативних джерел.

Інтереси України у сфері газопостачання:

- **диверсифікація джерел і шляхів поставок газу;**
- збереження обсягів російського транзитного газу, що транспортується до країн ЄС, Швейцарії, Молдови, Боснії і Герцеговини, Хорватії, Сербії, Албанії та Туреччини, а у випадку відмови Росії від будівництва обхідних газопроводів – збільшення транзитних обсягів газу шляхом розширення української газотранспортної системи (ГТС);
- забезпечення конкурентних переваг української ГТС на євразійському ринку газотранспортних послуг;
- інтеграція до газового ринку ЄС;
- переукладання контрактів з РФ (ВАТ *Газпром*) у газовій сфері на ринкових взаємовигідних умовах, у т.ч. умовах “*ship or pay*” (качай або плати) у контракті на транзитні послуги;
- розвиток власного газовидобувного сектору шляхом впровадження ефективної податкової та інвестиційної політики.

Слід зауважити, що забезпечення наведених інтересів можливе лише за умови підвищення ефективності та надійності роботи української ГТС шляхом її реконструкції і модернізації, імплементації законодавства (стандартів) ЄС в українське законодавство і налагодження взаємовигідної та ефективної співпраці з Росією та іншими країнами, що володіють значними запасами газу.

Росія. Маючи найбільший у Євразії газовидобувний потенціал, Росія здійснює політику мінімізації залежності від країн-транзитерів (і витрат на транзитні

⁸ Після багаторічних вагань ЄС бере курс на співробітництво з Туркменістаном, до якого є претензії з приводу дотримання прав людини, але є також і значні запаси вуглеводнів. Так, після 11 років гострих дебатів Європарламент 22 квітня 2009р. схвалив нову торговельну угоду між ЄС і Туркменістаном. 459 депутатів проголосували за документ, який відкриває можливість для входження компаній країн ЄС до внутрішнього енергетичного сектору Туркменістану (162 депутати – проголосували проти з мотивів порушень у Туркменістані прав людини). Керівництво ЄС та ЄК сподівається, що такий крок покращить відносини з Туркменістаном і його вдасться долучити до проекту “Набукко” в якості основної сировинної бази проекту. Див.: ЄС домовився з Туркменією о поставках газу в обхід Росії. – *Известия*, 23 апреля 2009г., <http://www.izvestia.ru/>

⁹ У 2009р. після аварії на газопроводі в Туркменістані до України постачається переважно російський газ.

ПОСТАЧАННЯ ЗПГ ДО ЄВРОПИ

На цей час частка ЗПГ складає 7,5% світового споживання газу, а за розрахунками МЕА до 2030р. – зросте до 16%¹. Ціна на ЗПГ традиційно є дещо вищою за трубопровідний газ, що пов'язане, насамперед, із застосуванням енергоємних і дорогих низькотемпературних технологій та обладнання. За останні 10 років зменшення вартості будівництва інфраструктури ЗПГ та зростаючі ціни на природний газ, зробили ЗПГ світовим енергоресурсом, який може об'єднати країни, не поєднані газопроводами. Так, у 2008р. поставки ЗПГ склали 27,8% загального обсягу продаж газу².

ЗПГ є економічно прийнятною альтернативою трубопровідному транспортуванню природного газу, насамперед на великі відстані. Падіння видобутку газу в Північному морі, зростання собівартості видобутку газу, дерегуляція газового ринку ЄС створили нові позитивні умови для імпорту ЗПГ до ЄС. Усі ці чинники, разом із впровадженням поставальниками ЗПГ змішаної моделі торгівлі ЗПГ, яка стала більш гнучкою за рахунок запровадження продавцями частки вільного продажу, поряд з наявністю довгострокових контрактів, відкривають шлях для подальшого розвитку цієї підгалузі газової промисловості у Європі.

У ЄС, станом, на середину 2009р., експлуатувалося 13 терміналів ЗПГ в семи країнах (у Туреччині – два), прийняте рішення про будівництво (або вже будуються) – п'ять терміналів, обговорюється питання будівництва 29 терміналів. Частка ЗПГ у загальному імпорті газу до ЄС складає майже 13%.

Загалом у Європі на стадії розгляду питання будівництва перебувають 33 термінали, в т.ч. один – в Україні (карта "Термінали ЗПГ у Європі").

Термінали ЗПГ у Європі



Головними поставальниками ЗПГ до Європи є Алжир, Лівія, Австралія та ОАЕ, зростають поставки з Катару³. Разом з тим, розвиток імпорту ЗПГ для країн, які отримують значні обсяги трубопровідного газу, жодним чином не передбачає повну відмову від трубопровідних поставок, а лише часткову їх заміну.

Постачання ЗПГ до України

Створення в Україні інфраструктури з приймання ЗПГ має певні позитивні та негативні передумови. До позитивних можна віднести:

- можливість кооперації з сусідніми країнами (розділити поставки газу та, відповідно – витрати);
- можливість поступового нарощування потужності заводу ЗПГ за рахунок поступового поетапного будівництва (наприклад, перша стадія проекту ЗПГ може мати річну потужність 1,5 млрд. м³, друга – ще 1,5 млрд. м³);
- наявність пропозицій і технологій ЗПГ та послуг з його танкерних перевезень;
- можливість використання досвіду зі створення законодавства і стандартів ЄС у сфері ЗПГ;
- наявність фахівців із суміжних низькотемпературних технологій, які потребують незначного перенавчання.

До негативних:

- відсутність досвіду експлуатації промислових технологій ЗПГ;
- відсутність законодавства та стандартів у сфері;
- брак фахівців;
- відсутність глибоководних портів для приймання супертанкерів-метановозів з великим дедвейтом (дедвейт значно впливає на транспортні витрати),
- необхідність проведення поглиблювальних робіт у вибраному морському порту.

Протягом останніх років в Україні поглиблюється розуміння того, що за відсутності реальних трубопровідних диверсифікаційних проектів єдиною альтернативою виступають поставки ЗПГ⁴. Так, 14 липня 2009р. в Мінпаливенерго відбулася нарада з питань будівництва терміналу ЗПГ за участі представників компаній *SNC-Lavalin International Inc.*, *Mitsubishi Corporation*, *Chalyk Holding*, *Gap Insaat*, *Sancakli Group* та ін. Прийнято рішення про створення Робочої групи з координації робіт проекту ЗПГ в Україні, яка опрацює питання розробки бізнес-плану, залучення фінансування та шляхів реалізації проекту⁵.

Будівництво терміналу (заводу) з приймання ЗПГ не потребує політичної підтримки, порівняно з транснаціональними газопровідними проектами. Потрібні лише кошти на будівництво (обсяг залежить від потужності), домовленості з компаніями, що поставитимуть ЗПГ та обладнання, фрахт або купівля танкерів-метановозів. Пропозицій продажу ЗПГ, послуг з будівництва терміналу, фрахту (або побудови) танкерів на ринку досить, особливо зараз – у період кризи.

Проект може бути реалізований поза стратегічною перспективою (понад 15 років), виходячи лише з браку коштів в Україні⁶.

¹ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.22-30, <http://www.bp.com>

² Там само, с.30.

³ LNG in Europe. An Overview of European Import Terminals. King&Spelding International LLP, 2008, p.1-24, http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG_in_Europe.pdf

⁴ ЗПГ (англ. LNG – liquefied natural gas) отримують при охолодженні природного газу до -162°C. У рідкому стані обсяг газу зменшується у 600 разів, що дозволяє значно збільшити ефективність його збереження та транспортування. ЗПГ транспортують таким же чином, як і нафту, у спеціальних танкерах-метановозах. У країнах-імпортерах він зберігається в резервуарах, а у спеціальних терміналах ЗПГ нагрівається, завдяки чому повертається у газоподібний стан, і після цього закачується до газотранспортної системи.

⁵ Минтопэнерго и SNC-Lavalin определили приоритетные направления сотрудничества. – Информационно-аналитический портал "Энергобизнес", 21 июля 2009г., <http://www.e-b.com.ua>

⁶ Реалізації проекту приймання ЗПГ в Україні також буде заважати російсько-український контракт на постачання газу до 2019р., в якому значно завищено обсяги поставок російського газу та передбачено жорсткі економічні санкції в разі його не відбору.

послуги) шляхом реалізації газопровідних проектів, у т.ч. через морські акваторії – які за вартістю в кілька разів перевищують газопроводи, що прокладаються суходолом. Складність і протяжність більшості нових газопроводів зумовлюють сумнівну економічну окупність і свідчать про домінування в цих проектах політичної складової.

Що стосується планів будівництва нових газопроводів, то вони не відповідають нинішнім фінансовим можливостям країни та рівню розробленості газових родовищ, а падіння споживання газу в Євразії (в т.ч. російського¹⁰) через фінансово-економічну кризу ставить під сумнів не лише намічені терміни реалізації амбітних російських проектів, але й економічну доцільність реалізації деяких з них, наприклад, “Блакитного потоку-2” (“Blue Stream-2”) та “Південного потоку”.

Протягом щонайменше кількох наступних років слід очікувати: значного падіння продажів газу як всередині країни, так і за кордоном; перевищення показників 2008р. можна прогнозувати лише через 5-7 років (таблиця “Продаж газу концерном Газпром у 2008-2012рр.”¹¹).

Продаж газу концерном Газпром у 2008-2012рр., млрд. м³

	Факт	Прогноз			
	2008	2009	2010	2011	2012
Загальні поставки, в т.ч.:	565	497	512	529	538
- у Росії	327	292	302	311	314
- на експорт	238	205	210	218	224

В умовах світової фінансово-економічної кризи, планів ЄС кардинально зменшити споживання всіх енергоресурсів, наявності можливостей більш повного завантаження та розширення існуючих газопровідних систем, насамперед української (як найбільш економічно привабливий шлях збільшення поставок газу), відсутності перспектив входження до спільного управління українською ГТС (через законодавчу заборону та неготовність українського суспільства) Росія реалізує не відповідну новим реаліям та досить агресивну політику в газовій сфері, спрямовану значною мірою проти України.

До того ж, різке скорочення споживання російського газу, реекспорт або перепродаж імпортованого газу (з країн Центральної Азії, надалі – з Азербайджану) завдає концерну Газпром суттєвих збитків, оскільки зумовлює скорочення видобутку газу, який приносить реальні прибутки йому та надходження до Державного бюджету Росії (за рахунок сплати мита).

Однак, попри ці обставини, керівництво РФ, переслідуючи геополітичні цілі, намагається вирішити три стратегічні завдання:

- просування проектів “Південний потік” і “Північний потік” шляхом у т.ч. дискредитації України в очах керівництва ЄС, намагання представити її як державу, не здатну забезпечити надійний транзит російського газу до Європи;

- залучення концерну Газпром у тій чи іншій організаційно-правовій формі до управління українською ГТС;

- посилення впливу на владні інститути України для забезпечення власних політичних та економічних інтересів на європейському просторі.

На цей час Росія намагається (за підтримки Італії і, можливо, Франції) перетворити “Південний потік” на євразійський супер-проект століття і внести його до переліку пріоритетних проектів ЄС. Так, у проекті документа “Генеральна схема розвитку газової галузі на період до 2030р.” одна з цілей реалізації цього газопроводу сформульована наступним чином: “...мінімізувати обсяги транспортування російського природного газу територіями зарубіжних держав за рахунок можливих обсягів перенесення експортних поставок газу з “українського коридору”¹².

Введення в дію газопроводу “Південний потік” зменшить прокачування російського газу територією України більш ніж удвічі, а разом з реалізацією “Північного потоку” – може зовсім позбавити Україну транзитних обсягів газу.

Однак, повномасштабна реалізація (за обсягами газу та термінами введення в дію) обхідних російських газопроводів є малоімовірною. Водночас, у довгостроковій перспективі Україну може очікувати суттєве зменшення транзиту російського газу – якщо не буде знайдено прийнятного компромісу в рамках газового трикутника ЄС-Україна-Росія.

Інтереси Росії у сфері газопостачання:

- диверсифікація маршрутів експорту газу з метою зниження транзитних ризиків;
- забезпечення безумовного державного суверенітету над національними енергоресурсами;
- збереження монополії на закупівлю і транспортування газу з країн СНД (насамперед, Туркменістану, Казахстану та Узбекистану; надалі – з Азербайджану) до Європи;
- посилення впливу на газові сектори країн СНД;
- збільшення в перспективі імпорту газу з країн Центральної Азії за рахунок розширення існуючих і будівництва нових газопроводів;
- встановлення контролю над транзитними (насамперед, газотранспортними) системами, що транспортують російський газ і газ з країн СНД;
- випередження конкуруючих газопровідних проектів шляхом реалізації власних, навіть за умови відставання підготовки сировинної бази для їх наповнення;
- забезпечення доступу до газотранспортної інфраструктури країн-транзитерів та країн-імпортерів російського газу;
- розвиток східного напрямку постачання газу (в т.ч. ЗПГ)¹³.

¹⁰ У січні-березні 2009р. в Європі скоротилося споживання газу на 5,4%, порівняно з першим кварталом 2008р., за рахунок зменшення імпорту на 13,7% та експорту – на 0,9%. Найбільші втрати мав Газпром з його негнучкою ціновою політикою та газовими війнами – його втрати за цей період склали 38% на ринку Західної Європи та 43% – Центральної і Східної. Газпром потіснили норвезька StatoilHydro, німецькі E.ON Ruhrgas та Wintershall, а також французька GDF Suez. Див.: Гріб Н., Гавриш О. Європа переключилась на себе. Газпром терять рынки сбыта. – Коммерсант-Украина, 15 июня 2009г., <http://www.kommersant.ua>

¹¹ Джерело: Затянуть пояс. – Ведомости, 27 апреля 2009г., <http://www.vedomosti.ru>

¹² Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030г. (проект). – Москва, 2008, с.3-33.

¹³ 19 лютого 2009р. з російської території відійшов перший танкер із ЗПГ до Японії. Росія стала 15 у світі країною-виробником ЗПГ.



Туркменістан. Туркменістан володіє другими за обсягами запасами газу в СНД і на цей час має домовленості різного рівня на постачання газу до ЄС, Росії, Ірану, Китаю (газопровід будується), Пакистану та Індії (через Афганістан)¹⁴.

Непрості "газові" відносини з Росією спонукали Туркменістан і ЄС до активізації зусиль у просуванні газопроводу "Набукко", який оминає Росію (врізка "Наслідки аварії на газопроводі "Середня Азія-Центр-4").

16 квітня 2009р. Агентство з використання вуглеводневих ресурсів при Президенті Туркменістану та німецький концерн *RWE AG* підписали Меморандум про довгострокове співробітництво¹⁵. Документ передбачає: (а) підписання угоди про розподіл продукції (УРП) щодо блоку №23 на туркменському шельфі Каспію; (б) укладення довгострокового контракту на прямі закупівлі туркменського газу; (в) продаж і передачу німецьких технологій туркменським галузевим підприємствам; (г) підтримку в розбудові туркменської ГТС і геологорозвідувальних роботах.

RWE стане другим (після *Wintershall*) німецьким оператором, що працюватиме на туркменському шельфі Каспію¹⁶. Водночас, *RWE AG* не встигне

розпочати постачання газу для "Набукко" (введення в експлуатацію планується у 2014р.), оскільки для цього необхідно 7-8 років підготовчих робіт¹⁷.

Інтереси Туркменістану у сфері газопостачання:

- розбудова газового сектору для становлення як держави-крупного міжнародного постачальника газу;
- диверсифікація споживачів газу за всіма можливими напрямками;
- мінімізація залежності від Росії в експорті власного газу;
- вихід з міжнародної ізоляції за рахунок багатонаціонального співробітництва в газовому секторі;
- створення потужного експортного каналу до Китаю;
- розширення експортного каналу до Ірану;
- перехід на ринкові ціни продажу власного газу¹⁸;
- укладання прямих контрактів на поставку газу безпосередньо зі споживачами;
- залучення іноземних кредитів до газового сектору.

Азербайджан. Азербайджан нещодавно припинив імпорту російського газу, є на цей час нетто-експортером

НАСЛІДКИ АВАРІЇ НА ГАЗОПРОВІДІ "СЕРЕДНЯ АЗІЯ-ЦЕНТР-4"

9 квітня 2009р. Туркменістан повністю припинив поставки газу до Росії через вибух на газопроводі "Середня Азія-Центр-4" (САЦ-4). Згідно з позицією туркменської сторони, вибух спричинило припинення без попередження відбору газу компанією *Газпром-експорт* (дочірня компанія *Газпром*). Російська сторона наполягала на тому, що попередження було і воно було вчасним (лист надісланий 7 квітня)¹⁹.

У будь-якому випадку, припинення постачань і збереження в коротко- та навіть середньостроковій перспективі цієї ситуації є економічно вигідним *Газпром*, керівництво якого вже заявляло про те, що через падіння попиту за кордоном та в самій Росії видобуток газу найближчими роками буде зникати. Так, 9 квітня 2009р. заступник голови правління *Газпром* В.Голубев повідомив, що в результаті фінансової кризи *Газпром* знизить видобуток газу на 10% протягом наступних 4-5 років (60-70 млрд. м³/рік) – що лише дещо перевищує традиційні обсяги імпорту з Туркменістану (приблизно 42 млрд. м³).

Газпром, скорочуючи власний видобуток та імпортуючи туркменський газ, протягом I кварталу 2009р. втратив понад \$1 млрд., оскільки продаж власного газу є більш прибутковим, порівняно з "формульним" продажем туркменського газу²⁰.

Тому припинення постачань з Туркменістану дозволило йому значно збільшити власний видобуток газу. Як повідомило Центральне диспетчерське управління ПЕК Міненерго Росії, протягом трьох

днів – з 9 по 11 квітня – *Газпром* підвищив видобуток з 1099 млн. до 1186 млн. м³ на добу, або на 8%²¹.

Натомість, Туркменістану внаслідок аварії довелося призупинити видобуток газу на 195 свердловинах, її наслідки були подолані лише 1 червня 2009р.²²

Аварія виявила ряд накопичених проблем у російсько-туркменських відносинах, а саме:

- *Газпром* в умовах профіциту власного газу, що виник через зниження попиту у Європі, не зацікавлений купувати туркменський ресурс у законтракованих обсягах;
- політика Туркменістану рівновіддаленості від основних геополітичних гравців не відповідає інтересам РФ, яка бажає домінувати в Центральній Азії;
- Туркменістан більшою мірою зацікавлений поглиблювати співробітництво з ЄС (проект "Набукко") та Китаєм (проект газопроводу Туркменістан-Китай), ніж впроваджувати проросійський проект будівництва Прикаспійського газопроводу, посилюючи при цьому свою транзитну залежність від Росії.

Події навколо аварії, можливо, підштовхнули керівництво Туркменістану до участі у проєкті "Набукко", навіть попри труднощі вирішення питання розподілу Каспійського моря.

¹⁴ Слід зауважити, що запаси Туркменістану остаточно не визначені.

¹⁵ Компанія *RWE* є акціонером трубопровідного консорціуму "Набукко", компанії *Caspian Energy Co* з будівництва Транскаспійського газопроводу та партнером австрійської компанії *OMV* (погодилися фінансувати спорудження транстуркменського газопроводу "Схід-Захід" для підключення до європейських мереж гігантського родовища Південний Іолотань-Осман).

¹⁶ Концерн *RWE AG* належить до п'ятірки найбільших компаній Європи з енергопостачання – виробництва електроенергії і продажу газу. Концерн буде намагатися стати новим стратегічним партнером Туркменістану у сфері ПЕК, замість Росії.

¹⁷ Проведення газорозвідувальних робіт – 3-5 років; облаштування родовища і його підготовка до промислового видобутку – два роки; будівництво газотранспортної мережі – 1-2 роки тощо.

¹⁸ Це вже зроблено стосовно РФ і планується перейти на ринкові ціни продажу газу Ірану та в перспективі – Китаю.

¹⁹ Див.: Дубнов А. Подрыв атмосферы. Взрыв газопровода САЦ-4 наносит очевидный урон имиджу Ашхабада. – *ЦентрАзия*, 12 апреля 2009г., <http://www.centrasia.ru>

²⁰ Див.: Гривач А. Цена среднеазиатского партнерства. На закупках газа в первом квартале *Газпром* потерял более миллиарда долларов. – *Время новостей*. 14 апреля 2009г., <http://www.vremya.ru>

²¹ Куликов С. Газпром пожинает плоды аварии. Ашхабад и Москва переоценивают перспективы двустороннего сотрудничества – *Независимая газета*, 15 апреля 2009г., <http://www.ng.ru>

²² Див.: Туркмения остановила добычу на 195 скважинах из-за аварии. – *Oilcapital.Ru*, 29 мая 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

газу власного видобутку і планує перетворитися з регіонального постачальника газу на європейського²³. Країна отримує багато пропозицій щодо купівлі газу, який видобувається на родовищі Шах-Деніз, і зараз обирає найбільш комерційно привабливий проект²⁴. До таких проектів можна віднести:

- постачання газу до Росії діючим газопроводом Моздок-Казі-Магомед проектною потужністю 10 млрд. м³/рік (збудований за часів СРСР, зараз не працює);
- газопровід Туреччина-Греція-Італія;
- газопровід "Набукко".

Останнім часом Азербайджан схилявся до експорту газу до Росії. За словами Президента І.Алієва: "Співробітництво з "Газпромом" дозволить Азербайджану диверсифікувати газові поставки та вийти на нові ринки збуту"²⁵. 30 червня 2009р. в Баку підписаний відповідний азербайджано-російський контракт купівлі-продажу азербайджанського газу.

Цей напрямок має безумовні переваги, що полягають у відсутності транзитних витрат і необхідності побудови нового газопроводу (оскільки існує Моздок-Казі-Магомед).

Отже, вибір Азербайджаном російського напрямку експорту, попри непрості політичні відносини з Москвою, є найбільш економічно привабливим і простим проектом в умовах світової фінансово-економічної кризи.

Водночас, незначна потужність газопроводу залишає високою імовірність постачання невеликих обсягів газу (до 1 млрд. м³ у 2010р.) і до ЄС (насамперед, до Греції та Італії) територією Туреччини. Остання має намір бути не лише покупцем азербайджанського газу, але й його реекспортером, що змушує керівництво Азербайджану до зміни підходів у співпраці з Туреччиною та пошуку інших транзитних маршрутів.

Інтереси Азербайджану у сфері газопостачання:

- зміцнення експортних позицій і диверсифікація споживачів газу за всіма можливими напрямками, в т.ч. до Європи;
- залучення газу з інших країн для формування транзитних потоків;
- формування комерційних підходів у газовій політиці²⁶;
- перетворення країни на нафтогазовий центр експорту і транзиту вуглеводнів.

Узбекистан. Є крупним регіональним видобувником, експортером і транзитером газу. До його інтересів у сфері газопостачання слід віднести: пріоритетний розвиток газового сектору; залучення газу з інших країн для отримання транзитних доходів; посилення

регіонального впливу на країни Центральної Азії за рахунок поставок газу; перехід на ринкові ціни продажу газу власного видобутку.

Казахстан. Країна має значні запаси газу та є регіональним транзитером газу, однак фактично залишається газовим придатком Росії. Головні інтереси: продовження спільної газової політики з Росією; залучення нових обсягів транзитного туркменського газу (для транспортування до Росії і Китаю); перехід на ринкові ціни продажу газу власного видобутку.

Співвіднесення та аналіз інтересів суб'єктів євразійського газового ринку свідчить про те, що сьогоднішні формування та реалізацію нових газопровідних проектів у більшості випадків контролює власник запасів газу або його постачальник (виробник). Однак, різке зменшення попиту на газ внаслідок фінансово-економічної кризи може не лише зменшити диктат продавця (видобувника), а й зумовити отримання значних переваг покупцями (споживачами) газу. Найбільш потужні учасники ринку – ЄС і Росія – у прагненні диверсифікації шляхів і джерел поставок газу часто нехтують економічними принципами та забезпеченістю проектів сировинною базою.

2.3 ГАЗОПРОВІДНІ ПРОЕКТИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ІНТЕРЕСИ УКРАЇНИ

За останні кілька десятиліть енергетика та геополітика поєдналися так щільно, що будь-який проект транснаціонального газопроводу розглядається через політичну призму. Часто це призводить до того, що проекти з очевидними економічними перевагами затримувалися, а суто політичні, із сумнівною економічною доцільністю – знаходили підтримку та навіть здійснювалися (наприклад, "Блакитний потік"). Світова фінансово-економічна криза вносить корективи, роблячи економічний прагматизм більш важливим пріоритетом, порівняно з політичною доцільністю.

Таким чином, можна очікувати, що перед реалізацією намірів будівництва нових газопроводів буде здійснюватися всебічна порівняльна економічна оцінка конкуруючих проектів, враховуватимуться потенційні потреби в газі, забезпеченість його запасами, прийнятність цін і тарифів тощо.

Нижче наведено найбільші газопровідні проекти, які тією чи іншою мірою впливають на інтереси України в газовій сфері (врізка "Російськи проекти поставок газу, що впливають на інтереси України", карта "Проекти поставок газу, що впливають на інтереси України").

²³ До 2007р. Газпром постачав газ до Азербайджану (у 2006р. – близько 4,5 млрд. м³ за ціною \$110/1 тис. м³). З 2007р. Азербайджан відмовився від імпорту, з огляду, по-перше, на видобуток значних обсягів газу на власному родовищі Шах-Деніз, по-друге, на різке збільшення ціни російського газу – до \$235/1 тис. м³. На цей час Азербайджан повністю забезпечує себе газом і постачає його до Грузії і Туреччини, яка перепродає частину азербайджанського газу до Греції.

²⁴ Учасниками розробки родовища Шах-Деніз є: британська British Petroleum (оператор, 25,5%), шведська Statoil (25,5%), SOCAR (Державна нафтова компанія Азербайджанської республіки, ДНКАР) (10%), російська LUKoil (10%), іранська NICO (10%), французька TotalFinaElf (10%) та турецька TPAO (9%). Запаси родовища оцінюються в 0,625 трлн. м³ газу. "Стадія-1" розробки родовища передбачає видобуток 178 млрд. м³ газу (максимально – 8,4 млрд. м³/рік).

У рамках "Стадії-1" підписано угоди про продаж газу Туреччині (6,3 млрд. м³/рік), купівля у консорціуму газу самим Азербайджаном (до 1,5 млрд. м³) і Грузії (до 0,8 млрд. м³). Газ транспортується Південно-Кавказьким трубопроводом (Баку-Грузія-кордон Туреччини); його пропускна спроможність – до 20 млрд. м³; протяжність 690 км (442 км – територією Азербайджану, 248 км – Грузії).

На "Стадії-2" (початок запланований орієнтовно на 2014р.) передбачається видобувати до 16 млрд. м³/рік.

²⁵ 27 березня 2009р. Газпром і SOCAR підписали меморандум про взаєморозуміння щодо продажу азербайджанського газу BAT Газпром з початком поставок у 2010р. Див.: Не туркменський газом єдиним. – Финансовые известия, 20 апреля 2009г., <http://fin.izvestia.ru>

²⁶ Як заявив президент SOCAR Р.Абдуллаєв, Азербайджан надасть перевагу найбільш комерційно вигідному проекту транспортування газу з родовища Шах-Деніз. Див.: Азербайджан отдаст предпочтение самому коммерчески выгодному проекту транспортировки газа с месторождения Шах-Дениз. – Oilcapital.ru, 20 апреля 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

РОСІЙСЬКІ ПРОЕКТИ ПОСТАВОК ГАЗУ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ІНТЕРЕСИ УКРАЇНИ

“Північний потік” (попередня назва: Північно-Європейський газопровід) – спільний проект чотирьох компаній: Газпром (51%), німецьких E.ON Ruhrgas (20%) і Wintershall Holding AG (20%)³¹, нідерландської Nederlandse Gasunie (9%). Розробка проекту ведеться з 2005р.; частково він реалізується на російській території³². Проте, його реалізації в повному обсязі заважають ряд чинників:

- незацікавленість Польщі і країн Балтії в посиленні енергетичного впливу РФ на країни Північно-Західної Європи;
- високі ризики виникнення надзвичайних ситуацій під час прокладання підводної частини газопроводу через наявність у Балтійському морі звичайних і хімічних озброєнь, залишених з часів Другої світової війни;
- технічні труднощі забезпечення транспортування газу морським газопроводом протяжністю 1200 км без проміжних компресорних станцій.

Проект може бути реалізований в довгостроковій перспективі (5-10 років) у разі усунення зазначених проблем (насамперед – ризиків надзвичайних ситуацій у Балтійському морі)³³.

Прикаспійський газопровід. Реалізації проекту заважає, по-перше, погіршення відносин між Росією і Туркменістаном у газовій сфері (зокрема, наміри Туркменістану мінімізувати залежність від Росії); по-друге – орієнтація на ресурси шельфу Каспійського моря, розробка яких потребує значного часу та коштів³⁴.

Передбачається, що у 2010р. з родовищ Каспію до газопроводу буде надходити до 2,5 млрд. м³ газу, у 2012-2013рр. – 5 млрд., у 2014-2030рр. – 10 млрд. м³ щорічно.

Решту газу має забезпечити облаштування одного з найкрупніших родовищ світу – Південний Іолотань-Осман³⁵. Найближчими роками тут планується реалізувати крупномасштабний проект розробки, який передбачає буріння 120 експлуатаційних свердловин, будівництво восьми установок з попередньої підготовки газу та двох заводів з очищення від сірки загальною потужністю 40 млрд. м³/рік. На облаштування родовища оголошено тендер, у ньому візьмуть участь компанії Петрофак, Термодизайн, Зарубежгазстрой та Китайська національна нафтогазова компанія³⁶.

Проект може бути реалізований у стратегічній перспективі (через 11-15 років).

“Південний потік”. Газопровід призначений для постачання російського газу до країн Південної Європи. Передбачається, що морська ділянка газопроводу пройде з Росії (компресорна станція “Береговая” на російському узбережжі) до узбережжя Болгарії через акваторію Чорного моря. Від Болгарії розглядається два можливих маршрути – до Австрії і до Італії. Загальна протяжність морської ділянки – 900 км, маршрути на суходолі детально не розроблено. Газопровід має пройти зоною економічних інтересів України та Румунії, що потребує отримання відповідних урядових дозволів на його будівництво. Водночас, перенесення газопроводу в зону економічних інтересів Туреччини, хоч і викличе значне подорожчання проекту, однак дістане підтримку Стамбула.

18 травня 2009р. Газпром та італійська ENI підписали друге доповнення до меморандуму про взаєморозуміння щодо реалізації проекту, яке передбачає збільшення пропускної спроможності морської ділянки газопроводу з 31 до 63 млрд. м³/рік³⁷ і водночас – зменшення вартості проекту (з €25 млрд. до €8,6 млрд.). Цей крок можна прокоментувати наступним чином.

По-перше, більш ніж дворазове збільшення проектною пропускною спроможності газопроводу в умовах падіння попиту на газ можна розцінювати як політичний блеф.

По-друге, за відсутності визначеної сировинної бази (нового родовища або групи родовищ) для газопроводу, можна стверджувати, що це

політичний тиск, насамперед – на ЄС, меншою мірою – на Україну. Головні цілі раптового збільшення пропускної спроможності газопроводу – зробити конкурентний проект ЄС – “Набукко” – непотрібним, залучити до свого проекту якомога більше країн ЄС, привабивши їх потенційно великими грошовими надходженнями від транзиту російського газу.

По-третє, риторика російської сторони щодо зменшення вартості проекту за збільшення його потужності виглядає несерйозною, не кажучи вже про кардинальне технічне ускладнення прокладання великої кількості ниток підводної частини газопроводу.

По-четверте, надвелика пропускна спроможність газопроводу потребує будівництва додаткової і досить протяжної мережі газопроводів у самій Росії: на підході до України (в разі зняття обсягів газу з українського напрямку) або в місцях видобування газу (у випадку забезпечення трубопроводу новою власною сировинною базою).

Проект може бути реалізований у стратегічній перспективі (11-15 років) лише в разі різкого зростання попиту на газ в ЄС та вирішення проблем прокладання газопроводу на континентальному шельфі України та Румунії³⁸. Він буде реалізований радше поза стратегічною перспективою (понад 15 років).

“Блакитний потік-2”. Газопровід може прокладатися паралельно ниткам газопроводу “Блакитний потік” з відгалуженням до Єгипту, Лівану та Ізраїлю. Під час розробки та реалізації проекту “Блакитний потік” ВАТ Газпром зробив багато помилок (занижена вартість газопроводу; завищені прогнозні обсяги потреб у газі Туреччини та помилки в тексті контракту з нею, що призвело до його перегляду та погіршення умов для Газпром (зменшилася ціна та обсяги газу, відмовилися від принципу “бери або плати”). Загалом, орієнтація крупного проекту газопроводу переважно на одну країну (Туреччину) була помилковою, оскільки жодна країна не може у стислі терміни різко збільшити споживання газу. Про це свідчать цифри поставок газу до Туреччини цим газопроводом: 2006р. – 7,5 млрд. м³; 2007р. – 9,5; 2008р. – 10,1 млрд. м³ (за проектною пропускною спроможністю 16 млрд. м³).

Аргументація доцільності “Блакитного потоку-2” наявністю нового потенційного споживача – Ізраїлю – не витримує критики. По-перше, Ізраїль споживає лише близько 2 млрд. м³ газу, і кардинальне зростання цих обсягів не передбачається. По-друге, високими є ризики перетворення газопроводу вже на стадії будівництва на мішень для терористичних атак. По-третє, проект потребує будівництва підводної гілки довжиною 610 км (дном Середземного моря) для з'єднання з ізраїльською газорозподільною мережею (яка будується) – що значно збільшить і вартість проекту, і ціну газу (попередня вартість турецько-ізраїльської ділянки газопроводу складає \$1,5 млрд.)³⁹. По-четверте, у червні 2009р. Ізраїль започаткував реалізацію проекту будівництва терміналу ЗПГ⁴⁰.

Отже, можна припустити, що повернення ВАТ Газпром до проекту середини 1990-х років є лише спробою тиску на основного імпортера російського газу – ЄС, який жодним чином не можна порівнювати з Туреччиною та Ізраїлем за обсягами споживання.

Проект може бути реалізований поза стратегічною перспективою (понад 15 років) у разі різкого зростання попиту на газ у Туреччині та деяких країнах-членах ЄС.

“Ямал-Європа-2”. Проект є аналогічним газопроводу “Ямал-Європа” та може прокладатися паралельно існуючому. Головною перешкодою реалізації проекту є небажання Росії прокладати газопровід територією Білорусі та Польщі (через складні політичні відносини).

Проект може бути реалізований поза стратегічною перспективою (понад 15 років) за умови зміни позиції Росії.

³¹ Дочірні компанії хімічного концерну BASF.

³² Зараз будується магістральний газопровід Грязовець-Виборг, призначений для поставок газу не лише до газопроводу “Північний потік”, але й до споживачів Північно-Західного регіону Росії.

³³ Газопровід має пройти зоною економічних інтересів Фінляндії, Данії і Швеції, що потребує відповідних урядових дозволів на його будівництво.

³⁴ Росія розраховувала на родовище Південний Іолотань-Осман як сировинну базу для Прикаспійського газопроводу, однак це не зафіксовано в жодному двосторонньому документі. З іншого боку, Туркменістан маніпулює цим родовищем як “призом” у конкурсі газопровідних проектів. Останній за часом приклад – домовленість з Китаєм про надання цільового кредиту в розмірі \$3 млрд. на промислове освоєння цього родовища з подальшими преференціями отримання з нього газу. Див.: Китай дає Туркменії кредит на розробку Южного Іолотаня. – Медиапортал EnergyLand.info, 6 июня 2009г., <http://energyland.info>

³⁵ Обговорюються й інші варіанти використання родовища для забезпечення “Набукко”, поставок газу до Ірану, що свідчить про політичне маневрування керівництва Туркменістану.

³⁶ Див.: Газовая индустрия Туркменистана: перспективы развития. – ТУРКМЕНИНФОРМ, 23 апреля 2009г. <http://www.turkmeninform.com>

³⁷ Див.: Газпром и ENI подписали второе дополнение к меморандуму по реализации проекта “Южный поток”. – Oilcapital.Ru, 18 мая 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

³⁸ Згідно із Ст.79 Конвенції ООН з морського права, визначення траси для прокладання трубопроводів на континентальному шельфі здійснюється зі згоди прибережної держави.

³⁹ Див.: Чернов М. Сионские трубы. – Эксперт Online 2.0, 23 июля 2007г., <http://www.expert.ru>

⁴⁰ 15 червня 2009р. в Ізраїлі оголошено тендер на будівництво терміналу з регазифікації ЗПГ, що робить поставки російського газу недоцільними. Див.: В Израиле объявлен тендер на строительство терминала по регазификации СПГ. – Oilcapital.Ru, 18 мая 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

“Північний потік” (Nord Stream)

Маршрут: Виборг (РФ)-Балтійське море-Грайфсвальд (Німеччина), можливі відгалуження до Великої Британії, Нідерландів, Франції, Данії та до інших країн
Власники газу: Росія
Пропускна спроможність: 55 млрд. м³, у т.ч. перша черга 27,5 млрд. м³
Протяжність: 1220 км
Вартість: \$25 млрд.*
Початок будівництва – 2010р.
Початок поставок газу – перша черга у 2011р.
Повне введення газопроводу – 2012р.
Статус проекту: пріоритетний для ЄС, частково реалізується на російській території
Підтримка проекту: Німеччина, Франція, Данія, Нідерланди, Велика Британія, Росія
Відповідність інтересам України: суперечить національним інтересам України – можливе часткове зменшення обсягів транзиту газу через Україну у зв'язку з перенаправленням його до «Північного потоку»
Термін реалізації: 5-10 років у разі вирішення екологічних проблем

* ЄС не планує фінансову підтримку.

“Ямал-Європа-2”

Маршрут: Росія-Білорусь-Польща-Німеччина
Власники газу: Росія
Пропускна спроможність: 33 млрд. м³
Протяжність: не визначено
Вартість: не визначено
Початок будівництва – не визначено
Початок поставок газу – не визначено
Повне введення газопроводу – не визначено
Статус проекту: проект спільного інтересу для Європи
Підтримка проекту: Білорусь, ЄС
Відповідність інтересам України: суперечить інтересам України – можливе часткове зменшення обсягів транзиту газу через Україну у зв'язку з перенаправленням його до “Ямал-Європа-2”
Термін реалізації: понад 15 років*

* На цьому етапі не підтримується Росією.

“Південний потік”

Маршрут: Росія-Чорне море-Болгарія-Сербія-Угорщина-Австрія; відгалуження Болгарія-Греція-Іонічне море-Італія
Власники газу: Росія
Пропускна спроможність: 63 млрд. м³
Протяжність: не визначено
Вартість: понад €25 млрд.
Початок будівництва – 2009-2010рр.
Повне введення газопроводу – 2015р.
Статус проекту: часткові двосторонні угоди та контракти
Підтримка проекту: Росія, Сербія, Греція
Відповідність інтересам України: суперечить інтересам України – можливе часткове зменшення обсягів транзиту газу через Україну у зв'язку з перенаправленням його до “Південний потік”
Термін реалізації: понад 15 років*

* У разі різкого зростання попиту на газ в ЄС та вирішення проблем з прокладанням трубопроводу у територіальних водах України та Румунії.

“Набукко”

Маршрут: Туркменістан-Каспійське море-Азербайджан-Грузія-Туреччина-Болгарія-Румунія-Угорщина-Австрія
Власники газу: Азербайджан, Туркменістан*
Пропускна спроможність: 31 млрд. м³
Протяжність: 3300 км
Вартість: \$10-11 млрд.
Початок будівництва: перша стадія – 2011р.; друга стадія – 2017р.
Початок поставок газу – 2014р.
Повне введення газопроводу – 2019р.
Статус проекту: пріоритетний для ЄС
Підтримка проекту: країни-члени ЄС, крім Німеччини
Відповідність інтересам України: не відповідає інтересам України – відволікає ресурси з традиційної або потенційної для України сировинної бази
Термін реалізації: 11-15 років**

* Потенційними учасниками проекту є Іран, Казахстан, Ірак, Єгипет, країни Перської затоки.
** 3-4 роки в разі забезпечення сировиною та вирішення статусу Каспію.

Туреччина-Греція-Італія

Маршрут: Азербайджан-Грузія-Туреччина-Греція-Адріатичне море-Італія
Власник газу: Азербайджан
Пропускна спроможність: 11,7 млрд. м³, у т.ч. 8 млрд. м³ – для Італії; 2 млрд. м³ – для Греції; 1,7 млрд. м³ – для Туреччини
Протяжність: 805 км, у т.ч. 600 км суходелом, 205 км під водою*
Вартість: € 2 млрд.
Початок будівництва – 2009р.
Початок поставок газу – 2010р.
Повне введення газопроводу – 2013р.
Статус проекту: пріоритетний для ЄС (частково реалізований)
Підтримка проекту: ЄС
Відповідність інтересам України: суперечить інтересам України – відволікає ресурси з потенційної для України сировинної бази
Термін реалізації: 3-4 роки*

* 295 км вже прокладено – Туреччина-Греція.
** ЄС планує виділити на фінансування проекту €200 млн.
*** Туреччина ставить умовою реалізації газопроводу прийняття її до ЄС.

“Блакитний потік-2”

Маршрут: Росія-Чорне море-Туреччина-Сирія-Ліван-Ізраїль
Власники газу: Росія
Пропускна спроможність: не визначено
Протяжність: не визначено
Вартість: не визначено
Початок будівництва – не визначено
Початок поставок газу – не визначено
Повне введення газопроводу – не визначено
Статус проекту: проект спільного інтересу для Європи
Підтримка проекту: Росія, Туреччина
Відповідність інтересам України: суперечить інтересам України – можливе часткове зменшення обсягів транзиту газу через Україну у зв'язку з перенаправленням його до “Блакитний потік-2”
Термін реалізації: понад 15 років*

* У разі різкого зростання попиту на природний газ в Туреччині та деяких країнах ЄС.

“Білий потік” (White Stream)

Маршрут: Туркменістан (Даулетабат-Туркменбаши) – Каспійське море (Туркменбаши-Апшеронський півострів, умовно Карадаг) – Азербайджан (Карадаг-Казі-Магомед-Агдаш-Казах) – Грузія (Сагурамо-Кутаїсі-Поті або Супса) – Чорне море (Поті-Феодосія) – Україна (Феодосія-Мар'ївка-Тальне) – країни Центральної та Західної Європи

Власники газу: Туркменістан, Азербайджан

Пропускна спроможність: 30 млрд. м³

Протяжність: 3220 км

Вартість: понад \$15 млрд.

Початок будівництва – 2012р.

Початок поставок газу – 2015р.

Повне введення газопроводу – не визначено

Статус проекту: не визначено

Підтримка проекту: Україна, Грузія

Відповідність інтересам України: відповідає національним інтересам України – газ буде надходити до України

Термін реалізації: понад 15 років внаслідок відсутності політичного, економічного та ресурсного забезпечення, а також через наявність двох морських переходів

Прикаспійський газопровід

Маршрут: Туркменістан-Казахстан-Росія-Європа

Власники газу: Туркменістан, Казахстан

Пропускна спроможність: 30 млрд. м³, у т.ч. 10 млрд. м³ – модернізація*; 20 млрд. м³ – новий газопровід

Протяжність: 1 700 км

Вартість: до \$1 млрд.

Початок будівництва – 2009-2010рр.

Початок поставок газу – 2010р.**

Повне введення газопроводу – 2017р.

Статус проекту: Міжурядова угода між РФ, Туркменістаном та Казахстаном***

Підтримка проекту: РФ, Туркменістан, Казахстан

Відповідність інтересам України: відповідає інтересам України – газ буде надходити до України

Термін реалізації: в разі реальної зацікавленості Туркменістану – 11-15 років

* Модернізація існуючого газопроводу САЦ-3, Окареу-Бейнем (Середня Азія-Центр-3).

** 2,5 млрд. м³.

*** Угода підписана у грудні 2007р.

Туркменістан-Китай

Маршрут: Туркменістан-Узбекистан-Казахстан-Китай

Власник газу: Туркменістан

Пропускна спроможність: 40 млрд. м³, у т.ч. 10 м³ є додатковими і не забезпечені ресурсами і проектами

Протяжність: 7 000 км

Вартість: \$ 20 млрд.

Початок будівництва – 2007р.

Початок поставок газу – 2009р.

Повне введення газопроводу – 2015р.

Статус проекту: дво- та багатосторонні міждержавні угоди та контракти

Підтримка проекту: Туркменістан, Узбекистан, Казахстан, Китай

Відповідність інтересам України (Європи): суперечить інтересам України та Європи – відволікає ресурси з традиційної для України сировинної бази

Термін реалізації: 1-2 роки*

* Значною мірою вже збудований.

КАЗАХСТАН

до КИТАЮ

“Схід-Захід”

Маршрут: родовища на північному сході-узбережжі Каспію

Власники газу: Туркменістан

Пропускна спроможність: 30 млрд. м³

Протяжність: 1000 км

Вартість: \$4 млрд.

Початок будівництва – не визначено

Початок поставок газу – не визначено

Повне введення газопроводу – не визначено

Статус проекту: оголошено тендер на проектування та будівництво

Відповідність інтересам України: не визначено

Термін реалізації: 5-10 років

Трансафганський газопровід

Маршрут: родовище Даулетабат (Туркменістан)-Герат-Шіндад-Діларм-Кандагар (Афганістан)-Чаман-Кветта-Мултан (Пакистан)-Фазілка- Пенджаб (Індія)

Власник газу: Туркменістан

Пропускна спроможність: до 33 млрд. м³

Протяжність: 1680 км

Вартість: \$7,6 млрд.

Початок будівництва – 2010р.

Початок поставок газу – 2015р.

Повне введення газопроводу – не визначено

Статус проекту: підписано низку багатосторонніх рамкових угод

Підтримка проекту: Туркменістан, Афганістан, Пакистан (суперечлива позиція Індії)

Відповідність інтересам України: суперечить інтересам України – відволікає ресурси з традиційної для України сировинної бази

Термін реалізації: понад 15 років через громадянську війну в Афганістані та складні пакистано-індійські відносини

Іран-Пакистан-Індія

Маршрут: родовище Південний Парс-узбережжя Аравійського моря-Гвадар-Навабшах (Пакистан)-Раджастан (Індія)

Власник газу: Іран

Пропускна спроможність: понад 50 млрд. м³

Протяжність: 2 776 км

Вартість: \$7,6 млрд.

Початок будівництва – 2010р.

Початок поставок газу – не визначено

Повне введення газопроводу – не визначено

Статус проекту: підписано низку двосторонніх рамкових угод

Підтримка проекту: Іран, Пакистан*

Відповідність інтересам України: не відповідає інтересам України – відволікає ресурси з потенційної для України сировинної бази

Термін реалізації: понад 15 років через складні пакистано-індійські відносини

* США вистають проти реалізації цього проекту. Індія має суперечливу позицію щодо проекту, в т.ч. незадоволена транзитними тарифами через Пакистан.

Перський газопровід

Маршрут: Іран-Ірак-Сирія-Середземне море-Греція-Італія (повністю маршрут не окреслено)

Власник газу: Іран

Пропускна спроможність: не визначено

Протяжність: не визначено

Вартість: не визначено

Початок будівництва – не визначено

Початок поставок газу – не визначено

Повне введення газопроводу – не визначено

Статус проекту: не визначено (виглядає лише як політична заява)

Підтримка проекту: Іран, Сирія

Відповідність інтересам України: не відповідає національним інтересам України, але існує теоретична можливість постачання іранського газу до України

Термін реалізації: не визначений, зважаючи на складну ситуацію в Іраку та проблеми навколо ядерної програми Ірану

КАТАР



Отже, у Євразії сформовано значний перелік газопровідних проектів, деякі країни (Росія, Туркменістан) планують реалізацію пакету проектів. Однак, ці амбітні плани розроблено ще до світової фінансово-економічної кризи. А на цей час неможливо точно спрогнозувати – яким буде перспективний попит на газ та очікуваний потенціал видобутку. Більшість проектів лобіюються ще “за інерцією”, а також з метою “прив’язки” потенційних партнерів підписаними домовленостями та усунення конкурентів. Обсяги постачання газу за наведеним переліком проектів газопроводів набагато перевищують як перспективи попиту на нього, так і потенціал його видобутку. Більше того, окремі країни-видобувники газу (Азербайджан, Туркменістан) повинні ще підтвердити рівень заявлених запасів газу.

Таким чином, для більшості нових проектів газопроводів існують значні ризики:

- **політичні:** складні політичні відносини між потенційними партнерами проектів; збройні конфлікти на територіях, де мають прокладатися газопроводи (Афганістан, Ірак); санкції щодо обмеження співробітництва (Іран);
- **інвестиційні:** дефіцит інвестицій на розробку родовищ і будівництво газопроводів в умовах фінансово-економічної кризи; заморожування інвестицій у створення надлишкових потужностей з транспортування газу за відставання нарощування видобутку);
- **маркетингові:** зниження темпів попиту на газ; несприятлива цінова кон'юнктура, в т.ч.

перевищення темпів зростання цін на основні матеріали та обладнання над темпами зростання цін на газ);

- **галузеві:** низька ефективність геологорозвідувальних робіт, наприклад на Ямалі або в пустелях Туркменістану.

Загострення традиційних і поява нових ризиків для реалізації газопровідних проектів під час фінансово-економічної кризи зумовить “природний відбір” найбільш економічно доцільних проектів, однак і вони будуть реалізовані із запізненням (відносно планованих термінів) – з відновленням економічного зростання більшості країн Євразії. Можна прогнозувати загальну, приблизно п'ятирічну “трубопровідну паузу” або період заморожування більшості проектів, реалізація яких на міжнародному рівні ще не започаткована.

Що стосується України, то вона має мало шансів, навіть у довгостроковій перспективі, реалізувати альтернативний російським поставкам проект постачання газу – насамперед внаслідок відсутності підтримки як з боку постачальників, так і з боку споживачів газу, а також через відсутність значних обсягів коштів на такий проект.

2.4 ПРОЕКТ ГАЗОПРОВОДУ “БІЛИЙ ПОТІК”

Проект газопроводу “Білий потік” має на меті постачання газу з країн прикаспійського регіону (Туркменістану, Азербайджану) через Каспійське море, країни

ГАЗОПРОВІД “БІЛИЙ ПОТІК”: ІСТОРИЧНА ДОВІДКА

Ідея транспортування газу з прикаспійських країн до Європи (на основі Транскаспійського газопроводу), оминаючи територію Росії, виникла в середині 1990-х років. У травні 1999р. Туреччина та Азербайджан підписали 30-річну угоду про транспортування 30 млрд. м³ газу, дещо пізніше була підписана міжурядова угода між Азербайджаном, Грузією, Туреччиною і Туркменістаном щодо підтримки Транскаспійського газопроводу, який мав постачати газ через південний Кавказ до Туреччини та Європи⁴¹. Надалі опрацювання проекту було припинене через спори між його учасниками (насамперед, Азербайджаном і Туркменістаном) навколо цін і квот на газ, а також через труднощі з фінансуванням.

Окремі елементи проекту (наприклад ті, що стосувалися Трансчорноморського газопроводу та передбачали транспортування іранського газу до української території) пророблялися і в Україні⁴².

Одним з перших розробників проекту газопроводу під назвою “Білий потік” є міжнародний консорціум експертів (GUEU-White Stream – “Грузія-Україна-ЄС”-“Білий потік”), які заснували компанію White Stream Pipeline Company, що базується в Лондоні⁴³.

Наприкінці 2005р. була завершена підготовка попереднього ТЕО проекту за часткової фінансової підтримки ЄК і вперше проект був представлений 16-17 березня 2006р. на V Міжнародній конференції з питань нафти, газу та енергетики “GIOGIE-2006” (Тбілісі). У ТЕО пропонувалося

два варіанти реалізації проекту: через Україну та через Румунію (останній варіант не розглядається як більш витратний і технічно складний – необхідно будувати більш протяжний підводний газопровід та морські компресорні підкачувальні станції). Проект постачання до України передбачав протяжність газопроводу 1235 км з пропускною спроможністю до 32 млрд. м³ (перша стадія – 8 млрд. м³) і вартістю €3,8 млрд.

28 січня 2008р. у Брюсселі на засіданні Комітету з питань закордонних справ Європарламенту Прем'єр-міністр України Ю.Тимошенко запропонувала ЄС взяти участь у реалізації газопроводу “Білий потік” з Туркменістану через Каспійське море до Азербайджану, Грузії до України та Європи. Комісар ЄС з питань енергетики А. Пібалгс заявив, що ЄК планує уважно вивчити пропозицію⁴⁴.

У 2008р. в Україні було розроблено та представлено попереднє ТЕО газопроводу “Білий потік”⁴⁵.

3 квітня 2009р. міністр енергетики Грузії О.Хетагурі та глава компанії White Stream Pipeline Company Ltd. Р.Пірані підписали меморандум про співробітництво в реалізації проекту “Білий потік”. На цей час триває робота над ТЕО проекту, що завершиться через рік-півтора. Як заявив Пірані, будівництво трубопроводу відбудеться за рахунок приватних інвестицій, не виключено, що буде створене АТ, яке залучатиме кошти за допомогою акціонерів. Будівництво газопроводу потужністю на першому етапі 8 млрд. м³/рік з можливістю розширення до понад 24 млрд. м³ заплановано на 2012-2015рр.⁴⁶

⁴¹ Для реалізації цього проекту компаніями Bechtel та General Electric; було створене спільне підприємство PSG, пізніше до проекту приєдналася компанія Royal Dutch Shell. Див.: Cutler R.M. Another trans-Caspian pipe dream. – Asia Times, Oct 24, 2007, <http://www.atimes.com>

⁴² Див.: Саприкін В. Життя газопроводів: Південний Кавказ іде від Росії до Ірану? – Дзеркало тижня, 22-28 січня 2005р., №2.

⁴³ Див.: Офіційний сайт White Stream Pipeline Company Ltd, <http://gueu-whitestream.com/main.php?id=1&lang=eng>

⁴⁴ Див.: Прем'єр-міністр України запропонувала ЄС “Білий потік” (“White Stream”). – Європейський простір. Портал проєвропейського громадянського суспільства України, 29 січня 2008р., <http://eu.prostir.ua>

⁴⁵ На цей час найбільш опрацьованим є попереднє ТЕО проекту “Білий потік”, виконане “Нафтогаз України” та “Нафтогазбудінформатика”. Див.: Презентаційний проект транспортування природного газу за напрямком: Туркменістан-Каспійське море-Закавказзя-Чорне море-Україна-країни Центральної та Західної Європи. Представлено на Міжнародному Енергетичному форумі, Київ, 22 травня 2008р.

⁴⁶ Див.: Грузія приєдналася до газопроводу через Україну. – Економічна правда, 6 квітня 2009р., <http://www.epravda.com.ua>

Закавказзя, Чорне море до України, та далі – діючими українськими газопроводами до країн ЄС⁴⁷.

Цілі проекту – диверсифікація джерел і маршрутів постачання газу з Туркменістану та Азербайджану до Європи, в т.ч.: для країн ЄС – отримання альтернативного джерела постачання⁴⁸ та диверсифікація маршруту постачання газу; для України – диверсифікація маршруту постачання газу, отримання газу за (умовно) прямими контрактами з постачальниками з прикаспійського регіону і збільшення прибутків від транзиту газу за рахунок додаткового завантаження ГТС⁴⁹.

Потенційна ресурсна база газопроводу

Ресурсною базою газопроводу є запаси Туркменістану та Азербайджану (таблиця “Запаси і прогнози видобутку та експорту газу з Туркменістану та Азербайджану”⁵⁰). Офіційні дані про запаси газу обох країн є, як правило, завищеними; крім того, реальні запаси Туркменістану значно перевищують азербайджанські, тому жоден масштабний проект (“Набукко” або “Білий потік”) не може забезпечуватися лише азербайджанським газом⁵¹.

Запаси і прогнози видобутку та експорту газу з Туркменістану та Азербайджану

Показник	Туркменістан	Азербайджан	Всього
Доведені запаси, трлн. м ³	7,94*	1,20**	9,14
Прогноз видобутку, млрд. м ³ :			
- 2008р. (факт);	70,4	14,7	85,1
- 2010р.;	120,0	н/д	н/д
- 2015р.;	160,0	н/д	н/д
- 2020р.;	175,0	30	205,0
- 2030р.	250,0	н/д	н/д
Прогноз експорту, млрд. м ³ :			
- 2008р. (факт);	До 50***	4,6	54,6
- 2010р.;	100,0	6,9	106,9
- 2015р.;	125,0	13,0	138,0
- 2020р.;	140,0	30,0	170,0
- 2030р.	200,0	н/д	н/д

* 7,94 трлн. м³ – міжнародно визнані доведені запаси газу в Туркменістані станом на кінець 2008р.

** 1,20 трлн. м³ – міжнародно визнані доведені запаси газу в Азербайджані станом на кінець 2008р. За азербайджанськими оцінками, доведені запаси газу складають 3,5 трлн. м³ (у т.ч. 1,2 трлн. м³ доведені запаси газоконденсатного родовища Шах-Деніз на шельфі Каспію). Однак, ці дані не в повному обсязі підтверджено розвідувально-оцінювальним бурінням.

*** Потребує уточнення. На російському напрямі обсяги експорту складають до 42 млрд. м³.

¹ Див.: Обнародованы данные по запасам газа Азербайджана. – *OilCapital.Ru*, 21 апреля 2009г., <http://www.oilcapital.ru/>.

Азербайджан. Згідно з останніми заявами офіційних осіб, доведені запаси газу країни складають близько 3,5 трлн. м³, у т.ч. на газоконденсатному

родовищі Шах-Деніз в азербайджанському секторі Каспію – 1,2 трлн. м³⁵². Однак, загальні доведені запаси, визнані на міжнародному рівні, становлять лише 1,2 трлн. м³.

Туркменістан. За даними ДК *Туркменгеологія*, станом на 2007р., геологічні резерви газу складають 22,5 трлн. м³ газу; всього відкрито понад 150 газових родовищ із загальним обсягом доведених запасів до 6 трлн. м³ (без запасів родовища Південний Іюлотань-Осман), з них 140 – на суходолі та понад 10 – на шельфі Каспію. В розробці знаходяться 54 родовища (з доведеними запасами понад 2,6 млрд. м³), підготовлено до роботи – 12, у стадії розвідки – 73, законсервовано – 11 родовищ⁵³.

Разом з тим, більш коректно говорити про загальні доведені запаси газу на рівні **7,9 трлн. м³ згідно даних, визнаних на міжнародному рівні.**

Видобуток та експорт газу

Детальний аналіз і прогноз цих двох показників ускладнюється відсутністю коректних даних. У випадку Туркменістану на заваді стає переривання експорту газу до Ірану протягом кількох останніх років та до Росії у 2009р. У випадку Азербайджану – неадекватний підрахунок видобутого газу (замість видобутої товарної продукції до обсягів видобутого газу відносять і той газ, що закачується до пластів з метою підвищення видобутку нафти – його обсяг складає близько 12 млрд. м³) та відсутність вихідних даних для прогнозу видобутку, оскільки досі офіційно не санкціонована реалізація другої фази видобутку газу на родовищі Шах-Деніз.

Азербайджан. За прогнозами Уряду, у 2008р. загальний видобуток газу мав скласти 27,4 млрд. м³, проти майже 20 млрд. м³ у 2007р. (діаграма “Видобуток газу в Азербайджані”). На 2009р. бюджетним прогнозом Уряду встановлено: 31,5 млрд. м³ загального видобутку газу, в т.ч. *SOCAR* (Державного нафтовою компанією Азербайджанської республіки) – 8 млрд. м³, Міжнародним операційним консорціумом (*AIOC*) – 13,9 млрд. м³, на родовищі Шах-Деніз – 9,6 млрд. м³⁵⁴. Однак, ці плани навряд чи будуть виконані внаслідок завищення реальних можливостей видобутку.

У 2008р. було видобуто 14,7 млрд. м³ товарного газу (+50% до 2007р.), а за прогнозами на 2009р., цей показник складе 17,6 млрд. куб м (з них: видобуток на родовищі Шах-Деніз – до 8,6 млрд. м³; видобуток *SOCAR* – 7 млрд. м³; супутній газ з блоку нафтових родовищ Азері-Чіраг-Гюнешлі (*AIOC*) – 2 млрд. м³⁵⁵; за максимальним сценарієм – 18 млрд. м³.

⁴⁷ Проектом враховано, що українська ГТС транспортує щороку до 120 млрд. м³ газу в західному напрямку та має технічну можливість збільшення транзиту до країн ЄС на 30-40 млрд. м³ без будівництва нових газопроводів.

⁴⁸ Це твердження є не зовсім вірним, оскільки *Газпром* і зараз продає до ЄС газ з країн Центральної Азії, однак, він вважається російським.

⁴⁹ Див. також статтю Л.Уніговського та ін. “Диверсифікація джерел і маршрутів газопостачання: вибір для Європи та України”, вміщену в цьому журналі.

⁵⁰ Таблиця складена з наступних джерел (доповнена даними, скоригованими експертами Центру Разумкова): Нефть і газ Туркменістану 2007. – Нефтегазовая вертикаль, 2008, №7, с.50-53; BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p 24, <http://www.bp.com>

⁵¹ Слід зауважити, що через невизначеність статусу Каспію окремі родовища є спірними (так, не вирішене питання належності родовища, яке в Азербайджані називають Кязз, а в Туркменістані – Сердар).

⁵² Запасы газа в Азербайджане составляют около 3.5 трлн. м³. Див.: Энергобизнес, 28 апреля 2009, с.31.

⁵³ Див.: Лукин О. На все четыре стороны. – Нефтегазовая вертикаль, 2008, №7, с.54-57.

⁵⁴ Див.: В январе-феврале в Азербайджане добыча природного газа снизилась на 1,1% – до 3,8 млрд. м³. – ABC.AZ, 17 марта 2009г., <http://abc.az>

⁵⁵ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p 24, <http://www.bp.com>

Згідно з прогнозами на 2009-2012рр., у 2009р. експорт газу може бути збільшено більш ніж у півтора рази, порівняно з 2008р. – з 4,6 млрд. м³ до понад 7 млрд. м³. Баку планує у 2009р. експортувати з Шах-Денізу 6,3 млрд. м³ газу до Туреччини, 0,5 млрд. м³ – до Грузії. Також, імовірно, незначні обсяги газу надійдуть до Греції (газ купує Туреччина, яка потім його реекспортує)⁵⁶.

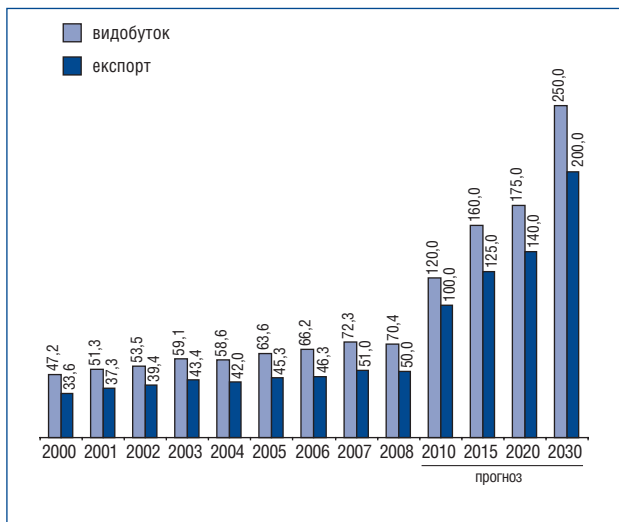
Як відомо, видобуток газу на родовищі Шах-Деніз ведеться у рамках проекту “Стадія-1”, започаткованого наприкінці 2006р.; в його рамках видобуто близько 12 млрд. м³ газу. У 2009р. тут планується видобувати до 8 млрд. м³ газу⁵⁷ (за максимального передбаченого видобутку – понад 9 млрд. м³).

Суттєве зростання обсягів експорту газу переважно пов’язується з розвитком проекту “Стадія-2” розробки Шах-Деніз (ще не санкціонованої), реалізація якого розпочнеться після 2014р. У його рамках сумарний видобуток на родовищі буде збільшено до 20 млрд. м³. Вартість реалізації другої стадії проекту, за різними оцінками, складе \$16-20 млрд.⁵⁸

Газ, що видобувається в рамках “Стадії-1”, експортується до Туреччини і Грузії Південно-Кавказькою магістраллю Баку-Тбілісі-Ерзерум (частину газу в міжнародного консорціуму викуповує сам Азербайджан). Проектна пропускна спроможність газопроводу складає 32 млрд. м³/рік, поточна – до 20 млрд. м³/рік.

Туркменістан. Порівняно з Азербайджаном, експортні можливості Туркменістану є значно більшими (діаграма “Видобуток та експорт газу в Туркменістані”), однак вони стримуються недостатнім розвитком нових проектів транспортування.

Видобуток та експорт природного газу в Туркменістані, млрд. м³



Туркменістан щорічно експортував 7-8 млрд. м³ газу до Ірану (у 2007р. – 8,3 млрд. м³), однак на початку 2008р. через розбіжності з приводу встановлення нової ціни на 2008р. поставки були тимчасово призупинені.

10-11 липня 2009р. в Ашхабаді відбулися туркмено-іранські переговори, на яких були досягнуті домовленості про збільшення експорту туркменського газу до Ірану з поточних 8 млрд. до 14 млрд. м³/рік, а в перспективі – до 20 млрд. м³/рік. Наступного дня прес-служба МЗС Туркменістану повідомила про наміри двох країн будувати новий газопровід до Ірану та підписання відповідних документів.

Передбачається, що 8 млрд. м³ будуть постачатися з родовища Корпедже (на заході Туркменістану), решта – з родовища Довлетабад, одного з основних родовищ країни, яке розташоване в її південно-східній частині та є на цей час основним джерелом постачання газу до Росії. Саме для постачань газу з Довлетабадського родовища до Ірану планується до кінця 2009р. збудувати новий газопровід⁵⁹.

Однак, враховуючи непрості відносини між країнами та міжнародні санкції проти Ірану, можна прогнозувати, що Туркменістану протягом найближчих 3-4 років вдасться лише збільшити поставки газу до Ірану діючим газопроводом.

Як відомо, на туркменському шельфі Каспію і в його прибережній зоні працюють кілька іноземних нафтовидобувних компаній, які видобувають або планують видобувати газ. Прогнозний видобуток може скласти вже у 2010р. 6 млрд. м³, а до 2014р. – 14 млрд. м³/рік⁶⁰ (таблиця “Заплановані обсяги видобутку газу іноземними компаніями, що працюють у Туркменістані”⁶¹).

Заплановані обсяги видобутку газу іноземними компаніями, що працюють у Туркменістані, млрд. м³

Компанія	2009	2010	2011	2012	2015	2020
Petronas	0,0	2,5	5,0	10,0	10,0	10,0
Dragon Oil	0,0	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0
Burren	1,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Цей газ може постачатися як у напрямку Росії, так і газопроводом “Набукко”, що планується. Хоча такі компанії, як *Petronas* і *Burren* отримали згоду від Туркменістану та Казахстану на використання діючих державних газотранспортних систем, однак вільних потужностей на цей час немає. Отже, підключення цього газового ресурсу до газових мереж потребує розбудови відповідної інфраструктури. Крім того, саме Туркменістан матиме вирішальний вплив на вибір напрямку транспортування цього газового ресурсу.

⁵⁶ Див.: Добыча энергоносителей в Азербайджане в 2008г. существенно выросла. – *Fuel Alternative*, 19 января 2009г. <http://www.fuelalternative.com.ua>

⁵⁷ Див.: Добыча газа в Азербайджане к 2020г. возрастет до 30 млрд. м³ в год. – *Oilcapital.Ru*, 28 апреля 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

⁵⁸ Реализация проекта “Шах Дениз-2” в Азербайджане зависит от транзита газа через Турцию. – *Oilcapital.Ru*, 28 апреля 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

⁵⁹ Див.: Сергеев М. Туркменистан нашел замену России. – *Независимая газета*, 14 июля 2009г., <http://www.ng.ru>

⁶⁰ Лукин О. Пока газ дорогой. – *Нефтегазовая вертикаль*, 2009, №3, с.59.

⁶¹ Там само, с.61.



Проект “Білий потік” і конкурентні проекти експорту газу

Безумовно, кожна країна-власник запасів газу має право визначати напрямок транспортування свого газу до інших країн. Сьогодні як Азербайджан, так і Туркменістан зацікавлені в диверсифікації маршрутів. Водночас, попри декларації про багатокотворність енергетичної політики та підтримку різних газопровідних проектів, ані Туркменістан, ані Азербайджан не розглядають проект “Білий потік” як перспективний.

Азербайджан. До 2020р. обсяги видобутку газу (товарної продукції) мають зрости до 30 млрд. м³/рік, з них приблизно 65% – експортні можливості⁶². Отже, Азербайджан самостійно не зможе забезпечити газом “Південний коридор”, до якого в ЄС відносять газопроводи “Набукко” (31 млрд. м³/рік) та *IGTI* (8-12 млрд. м³). Посилання на потенційно значне зростання видобутку газу з перспективного блоку Умід-Бабек (ще не розробляється) та ще не відкритих родовищ газу потребує практичного підтвердження⁶³. Складна “арифметика” підрахунку як запасів, так і обсягів видобутку газу в Азербайджані не додає чіткості перспективам роботи газового сектору і значно ускладнює прогнози експорту. Водночас, потенціал постачання суттєвих обсягів азербайджанського газу до Європи (Болгарії, Греції та Італії) є очевидним.

Загалом, сьогодні існує чотири напрямки транспортування газу з Азербайджану:

- Баку-Тбілісі-Ерзерум (до Туреччини; пропускна спроможність 20 млрд. м³/рік);
- Казі-Магомед-Гардабані (до Грузії; 3 млрд. м³/рік);
- Казі-Магомед-Моздок (до Росії; 10 млрд. м³/рік);
- Магомед-Астара-Бінанд (до Ірану; 2 млрд. м³/рік).

Перший напрямок, який фактично є для Азербайджану головним проектом, за умови приєднання до нього Туркменістану та будівництва Транскаспійського газопроводу, перетворюється на проект “Набукко”.

27 березня 2009р. *Газпром* та *SOCAR* підписали Меморандум про взаєморозуміння щодо купівлі-продажу азербайджанського газу з поставками у 2010р., що закладає підвалини для реалізації другого крупного проекту постачань газу до Росії. Досягнута домовленість стосовно переговорів з узгодження умов купівлі-продажу азербайджанського газу з початком поставок у січні 2010р. на умовах поставки на кордоні Азербайджан-Росія.

30 червня 2009р. після зустрічі Президента Росії Д.Медведева з азербайджанським колегою І.Алієвим, голова правління *ВAT Газпром* і керівник *SOCAR* підписали контракт “Основні умови контракту купівлі-

продажу азербайджанського газу”, згідно з яким у 2010р. обсяг закупівлі азербайджанського газу російським концерном становитиме 0,5 млрд. м³, але надалі планується його поступове збільшення. Вартість газу визначатиметься відповідно до формули, яка прив’язує вартість газу до ціни нафтопродуктів на європейських біржових майданчиках. Потенційно приваблива базова ціна (не оголошується) для *SOCAR* створить сприятливі комерційні умови для продажу газу *ВAT Газпром*. Азербайджанський газ використовуватиметься на внутрішньому ринку Росії, а вивільнені обсяги російського ресурсу будуть спрямовані на експорт до європейських країн. У контракті також зафіксована домовленість про першочерговість реалізації Росією газу (згідно із заявами російських ЗМІ), отриманого в рамках “Стадії-2” розробки Шах-Деніз⁶⁴.

Отже, Росія намагається загальмувати реалізацію пріоритетного газопровідного проекту “Набукко” через контракт на закупівлю азербайджанського газу, що має створити ресурсний дефіцит. “Набукко” є конкурентом “Південному потоку”, тому Росія згодна купувати азербайджанський газ навіть за комерційно непривабливою ціною, аби “зруйнувати” ресурсну базу “Набукко”.

Енергетична політика Азербайджану не передбачає переведення основних експортних потоків газу на російський напрямок, але підписання зазначеного контракту створить сприятливе підґрунтя для цінового торгу під час продажу європейським компаніям газу, отриманого в рамках “Стадії-2” розробки Шах-Деніз, а також – збереже надійний фундамент російсько-азербайджанських стосунків, що є стратегічно важливими для Азербайджану, зокрема в контексті проблеми Нагірного Карабаху.

Водночас, враховуючи незначні обсяги продажу азербайджанського газу Росії і невизначені зобов’язання щодо продажу газу, який буде видобуто в рамках “Стадії-2”, можна прогнозувати, що цей контракт не завадить реалізації проекту “Набукко”. З іншого боку, він ще раз підтверджує, що проект “Набукко” на цей час не забезпечений газовими ресурсами.

Найближчим часом *Газпром* та *SOCAR* мають провести технічну інспекцію ділянки газопроводу Баку-Ново-Філя для її модернізації. Цією ділянкою азербайджанський газ буде постачатися до Росії. Крім того, *Газпром* та *SOCAR* мають намір опрацювати варіанти та ТЕО обмінних операцій з газом⁶⁵.

Таким чином, Азербайджан може здійснювати незначні за обсягами поставки газу до Росії вже у 2010р., в умовах неготовності газопроводу “Набукко”. При цьому, зберігаються поставки до Грузії і Туреччини, а в разі суттєвого збільшення видобутку газу – і до Європи (насамперед, до Греції).

⁶² Див.: Добыча газа в Азербайджане к 2020 г. возрастет до 30 млрд. м³ в год. – Oilcapital.Ru, 28 апреля 2009г., <http://www.oilcapital.ru>

⁶³ Нефть и газ Азербайджана. – Нефтегазовая вертикаль, 2008, №7, с.36.

⁶⁴ Бирюкова Л., Батанова К. Дмитрий Медведев привез из Азербайджана газ. – Газета.RU, 30 июня 2009, <http://www.gzt.ru>

⁶⁵ Документи підписані в Москві главою російського концерну О.Міллером і президентом *SOCAR* Р.Абдуллаєвим. Див.: Дополнение: Газпром и ГНКАР заключили меморандум о купле-продаже азербайджанского газа с поставками в январе 2010г. – *РосБизнесКонсалтинг Quote*, 27 марта 2009г. <http://www.quote.ru/>. Баку-Ново-Філя – ділянка ГТС Азербайджану від Баку до російського кордону на узбережжі Каспійського моря; протяжність – до 200 км.

ЄС для забезпечення енергетичної безпеки дедалі більше уваги приділяє Прикаспійським країнам, у т.ч. і Азербайджану, якому призначає роль ключового гравця в доставці каспійських енергоресурсів до західних країн (насамперед, для проекту “Набукко”⁶⁶).

Азербайджан постійно підтверджує (як до, так і після підписання документів з Росією⁶⁷) зацікавленість і спроможність його країни забезпечити газом Європу, зокрема газопровід “Набукко”⁶⁸. 27 квітня 2009р. на Бакинській міжнародній нафтогазовій торгово-транспортній конференції Міністр промисловості та енергетики Азербайджану Н.Алієв сказав, що “незважаючи на велику кількість різних проектів транспортування газу – російський, іранський напрямки, “Білий потік”, “Набукко”, Туреччина-Греція-Італія, – у стратегічному плані ми розглядаємо один основний напрямки, дотримуючись диверсифікованості поставок. Не важливо, на який ринок буде поставлятися газ. Головне – довгострокові перспективи закупівель, а також стабільні фінансові можливості споживача. Для Азербайджану з урахуванням прогнозів міжнародних фінансових інститутів таким ринком є Європа”.

Разом з тим, керівництво Азербайджану формує свою довгострокову політику з експорту газу на основі прагматичних економічних рішень, виходячи з принципу диверсифікації маршрутів поставок газу на світові ринки⁶⁹.

Туркменістан. Як зазначалося вище, 28 січня 2008р. Прем’єр-міністр України Ю.Тимошенко на засіданні Комітету з питань зовнішніх справ Європарламенту запропонувала ЄС побудувати новий газопровід “Білий потік”, яким туркменський газ буде постачатися до країн ЄС через Каспійське та Чорне моря⁷⁰. МЗС Туркменістану відреагував на цю пропозицію наступною заявою: “Офіційні повідомлення про раніше невідомі проекти магістральних трубопроводів є незрозумілими для туркменської сторони. Згідно з міжнародною практикою, офіційні повідомлення про проекти будівництва міжнародних трубопроводів систем виходять від держав, які є виробниками енергоносіїв, після проведення відповідних переговорів і консультацій з іншими зацікавленими сторонами”⁷¹.

Таким чином, Туркменістан не розглядав ініціативу української сторони, оскільки вона навіть не була

офіційно представлена. Немає жодних підписаних документів між потенційними учасниками проекту – Туркменістаном, Азербайджаном, Грузією та Україною. Немає і підтверджень про офіційні переговори між цими країнами щодо цього проекту.

Можна назвати такі перспективні напрямки поставок туркменського газу:

- **північно-східний (умовно **східний**):** Туркменістан-Узбекистан-Казахстан-Китай (Азіатський газопровід);
- **північно-західний (**північний**):** Туркменістан-Казахстан-Росія (Прикаспійський газопровід);
- **західний:** Туркменістан-Каспійське море-Грузія-Азербайджан-Туреччина-Європа (“Набукко”);
- **південно-західний:** Туркменістан-Афганістан-Пакистан-Індія (Трансафганський газопровід);
- **південний** – Туркменістан-Іран (розширення існуючого газопроводу Копердже-Курткуї та будівництво нового газопроводу Південний Іюлтань-Осман-Серахс);
- **допоміжний внутрішній газопровід “Схід-Захід”,** що має стати головним елементом системи експорту нових обсягів газу з Туркменістану як до Росії, так і Транскаспійським газопроводом (і далі “Набукко”), і з’єднати крупні родовища на північному сході Туркменістану з інфраструктурою, що буде створена на туркменському узбережжі Каспію (пропускна спроможність – 30 млрд. м³/рік; протяжність 800-1000 км; завершення будівництва – до 2012р. На початковому етапі буде прокачуватися 6 млрд. м³/рік; у 2013р. – до 14 млрд. м³/рік; з 2014 – вихід на проектну пропускну спроможність⁷²).

Таким чином, Туркменістан намагається реалізувати нові газопровідні проекти в напрямку всіх сторін світу, однак, реально просувається та буде відносно швидко реалізований один проект – до Китаю.

ВИСНОВКИ

Врахування тенденцій і ризиків у світовій енергетиці потребує від усіх держав без винятку перегляду як конкретних планів роботи та розвитку енергетичних секторів, так і енергетичної політики загалом. У перспективі це може призвести

⁶⁶ “Ми вважаємо, що цей проект важливий для всього регіону і Європи. Я вітаю прийняті Азербайджаном у сфері енергетичної політики важкі, але сміливі рішення. На наш погляд, це така важлива сфера, що може принести Азербайджану і ЄС конкретну користь”, – сказав глава ЄК Ж.М.Баррозу на брифінгу у Брюсселі за підсумками зустрічі 28 квітня 2009р. Див.: Мамедов С. Многовекторный Баку. Алиев вновь подтвердил заинтересованность в реализации проекта “Набукко”. – Независимая газета, 30 апреля 2009г., <http://www.ng.ru>

⁶⁷ З Росією ведуться переговори з двох питань – поставки незначних обсягів газу до Дагестану (до 1,5 млрд. м³/рік), а також купівлі ВАТ Газпром за ринковою ціною газу, що видобувається з родовища Шах-Деніз. Див.: Там само.

⁶⁸ Так, під час переговорів з головою ЄК Ж.М.Баррозу в рамках співробітництва за програмою “Східне партнерство” (квітень 2009р., Брюссель), І.Алієв заявив: “Я ще раз висловив підтримку обговорюваним у Європі проектам. Азербайджан став країною, що почала будівництво трубопроводів з Каспію на Захід. Саме на основі нашої ініціативи та робіт сьогодні ми можемо говорити про газопроводи “Набукко”, Туреччина-Греція-Італія, Транскаспійський газопровід та інші проекти, тому що ми вже виконали всі необхідні первинні роботи”. Див.: Там само.

⁶⁹ На економічному форумі в Давосі наприкінці січня 2009р. Президент І.Алієв заявив, що Баку має намір максимально використовувати можливості всіх наявних в Азербайджані експортних газопроводів. Див.: Там само.

⁷⁰ Див.: Тимошенко предложила Евросоюзу построить газопровод в обход России. – Фокус, 29 января 2009г., <http://focus.in.ua>

⁷¹ Див.: Туркменистан не понял, чего от него хочет Украина. – Фокус, 31 января 2008г., <http://focus.in.ua>

⁷² Лукин О. Восток-Запад: газ в свободном доступе. – Нефтегазовая вертикаль, 2009, №14, с.71-73.

до значних змін на енергетичних ринках Євразії. Співвіднесення та аналіз інтересів учасників євразійського газового ринку свідчать про те, що сьогодні формування та реалізацію нових газопровідних проектів у більшості випадків контролює власник запасів або постачальник (виробник) газу.

В умовах різкого зменшення споживання енергоресурсів за споживачем залишається певний вибір максимального завантаження тих чи інших потужностей, що закладає підвалини для зростання впливу покупця (споживача) енергоресурсів, порівняно з їх продавцем (видобувником).

Найбільш потужні гравці на цьому ринку – ЄС і Росія – у гонитві за диверсифікацією шляхів і джерел поставок газу інколи нехтують економічними принципами та забезпеченістю проектів сировинною базою.

Отже, в Євразії окремі країни та їх об'єднання сформували значний перелік газопровідних проектів, деякі країни планують реалізацію цілого пакету проектів (Росія, Туркменістан). Однак, ці амбітні плани підготовлено ще до фінансово-економічної кризи і яким буде перспективний попит на газ та очікуваний потенціал видобутку зараз точно спрогнозувати ніхто не зможе. Отже, більшість газопровідних проектів лобіюється “за інерцією”, а також з метою прив'язки потенційних партнерів підписаними домовленостями і для відсікання конкурентів. Обсяги постачання газу за наведеним переліком проектів газопроводів набагато перевищують перспективи попиту на нього та потенціал його видобутку. Більше того, окремим країнам-видобувникам природного газу (Туркменістан, Азербайджан), треба ще підтвердити рівень заявлених запасів газу.

Таким чином, більшість нових проектів газопроводів чекають значні ризики: *політичні* (складні політичні відносини між потенційними партнерами проектів; громадянські війни на територіях окремих держав, де мають прокладатися газопроводи, наприклад, в Афганістані, Іраку; санкції, накладені, наприклад, проти співробітництва з Іраном тощо); *інвестиційні* (дефіцит інвестицій на розробку родовищ та будівництво газопроводів в умовах фінансово-економічної кризи; заморожування інвестицій у створення надлишкових потужностей у транспорт газу при відставанні нарощування його видобутку); *маркетингові* (зниження темпів попиту на газ; несприятлива цінова кон'юнктура, в т.ч. перевищення темпів зростання цін на основні матеріали та обладнання над темпами зростання цін на газ); *галузеві* (низька ефективність геологорозвідувальних робіт, наприклад на Ямалі або пустелях Туркменістану) тощо.

Загострення традиційних і поява нових ризиків для реалізації нових газопровідних проектів під час фінансово-економічної кризи здійснить природний відбір найбільш економічно доцільних проектів, однак і вони будуть реалізовані із запізненням (по відношенню до запланованих термінів) – з відновленням економічного зростання більшості країн Євразії. Разом з тим, можна прогнозувати загальну приблизно п'ятирічну “трубопровідну паузу” або період заморожування для переважної більшості тих проектів, реалізація яких на міжнародному рівні ще не розпочата.

Активне просування Росією проектів “Південний потік” і “Північний потік” має за мету підштовхнути ЄС до відмови від проекту “Набуко”, а також заручитися підтримкою більшості країн-членів ЄС на користь власних проектів.

Для України введення газопроводу “Південний потік” в дію зменшить прокачування російського транзитного газу через територію України у понад два рази, а разом із реалізацією “Північного потоку” практично може звести нанівець транзит газу через Україну. Однак, повномасштабна реалізація (за обсягами газу та термінами введення у дію газопроводів) Росією обхідних газопроводів малоймовірна. Разом з тим, у довгостроковій перспективі Україну може очікувати суттєве зменшення надходження російського транзитного газу в разі незнаходження компромісів в рамках газового трикутника ЄС-Україна-Росія.

В Україні існує має мало шансів навіть поза довгостроковою перспективою збудувати альтернативний російським поставкам проект газопровідного постачання природного газу, насамперед, внаслідок відсутності підтримки як з боку потенційних постачальників (це стосується Азербайджану та Туркменістану, які не розглядають навіть можливу участь у проекті газопроводу “Білий потік”), так і з боку споживачів газу в інших країнах (потенційних партнерах України), а також через відсутність значних обсягів коштів на такий технічно складний та високовитратний проект.

За умови партнерського та взаємовигідного співробітництва російський природний газ (або той, що прокачується з території Росії), який надходить по існуючих газопроводах, був би найбільш економічно прийнятним для України. Водночас, досить привабливим з точки зору самостійності прийняття рішення (без сторонньої політичної підтримки) є будівництво в Україні регазифікаційного терміналу ЗПГ, яке фактично стримується наявністю в державі коштів, що і буде визначати терміни будівництва. ■

3. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ПОСТАВОК НАФТИ ДО УКРАЇНИ: АКТУАЛЬНІСТЬ, ПРОБЛЕМИ, ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Україна має значні потреби в нафті та нафтопродуктах, володіє потужною нафтотранспортною системою з великими транзитними можливостями, на її території розташовані шість крупних нафтопереробних заводів, потенційно здатних не лише забезпечити внутрішній попит на якісні моторні палива, але й експортувати їх до інших країн.

Однак, сьогодні нафтовий сектор перебуває у критичному стані: низький рівень власного видобутку нафти не дозволяє забезпечити завантаження вітчизняних НПЗ в необхідних обсягах; нафтопереробні потужності завантажені на 20%, нафтотранспортні – на 36%; на внутрішньому ринку нафтопродуктів імпорт становить до 50%, що робить його та відповідно – всю національну економіку вкрай уразливими до коливань світових цін.

Одна з головних причин такого стану полягає саме в недиверсифікованості джерел і шляхів постачань нафти. Задовольняючи внутрішні потреби власним видобутком лише на третину, маючи потенційні можливості транзиту до Європи близько 40 млн. т/рік, Україна має фактично єдине джерело зовнішніх постачань – Російську Федерацію.

Сьогодні залежність НПЗ України від поставок російської нафти складає 70%, транзитних потужностей – понад 80%. Загалом, за сім місяців 2009р. частка Росії у структурі імпорту нафти склала 99%.

Негативний досвід приватизації українських НПЗ російськими компаніями, загальний характер російської енергетичної політики стосовно України не дають жодних підстав сподіватися на кардинальне покращення ситуації. Україна гостро потребує нових джерел постачань нафти для своїх переробних і транспортних потужностей.

Прагнучи диверсифікувати джерела та маршрути поставок нафти як для внутрішніх потреб, так і з метою транзиту нафти до Європи, Україна вже витратила великі фінансові, трудові, матеріальні та часові ресурси на побудову нафтопровідної системи Одеса-Броди, яка може бути використана для реалізації ідеї, що має в ЄС тривалу історію: створення Євро-Азійського нафтотранспортного коридору (ЄАНТК), яким до європейських країн буде постачатися нафта з нового перспективного нафтовидобувного регіону – Каспійського.

У цьому розділі окреслюються питання диверсифікації постачань нафти до України; характеризуються проблеми та робляться оцінки перспективності створення ЄАНТК з використанням української нафтопровідної системи «Одеса-Броди». Головні характеристики транспортних, транзитних, переробних можливостей вітчизняного нафтового сектору наведені у врізці *“Нафтовий сектор ПЕК України”*.

3.1 ОСОБЛИВОСТІ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ДЖЕРЕЛ І ШЛЯХІВ ПОСТАЧАННЯ НАФТИ В КОНТЕКСТІ НАФТОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ

У світовій практиці транспортування нафти, на відміну від природного газу, здійснюється переважно не транснаціональними трубопроводами, а танкерним флотом – саме завдяки цьому формується та існує світовий ринок нафти. Навіть більша частина російської нафти (понад 60%) постачається до кінцевих споживачів у Європі танкерами, попри існування потужної системи

транснаціональних нафтопроводів “Дружба”. Національні нафтопроводи в більшості країн використовуються переважно як допоміжні засоби для постачання нафти від морських терміналів до НПЗ.

Особливістю нафтового сектору України є абсолютне переважання трубопровідного транспорту. Танкери використовуються лише для наступного транзиту нафти, що надходить до морських нафтових терміналів трубопроводами ВАТ “Укртранснафта”. Окремий випадок постачання нафти в Україну танкерами в незначних обсягах (у 2008р. – близько 300 тис. т з Іраку) не перетворився на системні поставки через

НАФТОВИЙ СЕКТОР ПЕК УКРАЇНИ

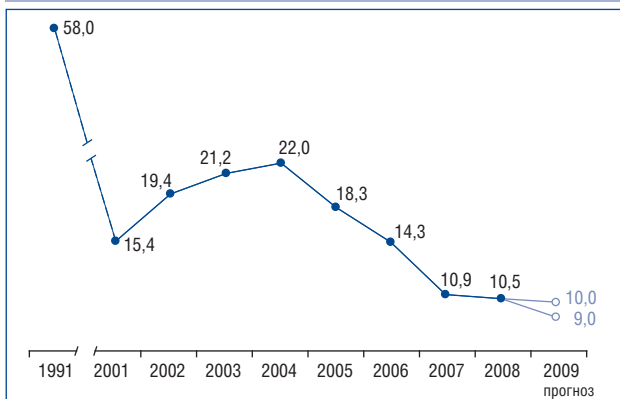


Баланс видобутку, імпорту та споживання нафти, МЛН. Т

	2008	2020* прогноз	2030* прогноз
Видобуток, у т.ч.	4,2	10,9	14,6
із власних запасів	4,2	5,3	5,4
за межами України	—	5,6	9,2
Імпорт	6,6	29,1	30,4
Споживання (разом з переробкою на експорт)	10,5	40,0	45,0
Споживання для внутрішніх потреб	10,0	21,0	23,8

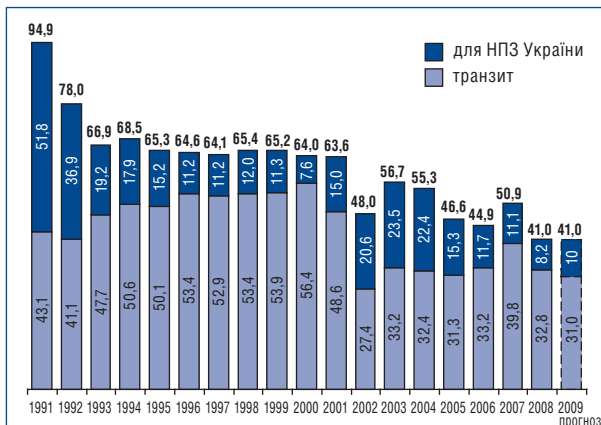
* Енергетична стратегія України на період до 2030р.

Переробка нафти в Україні*, МЛН. Т



* Різниця між обсягами переробки та поставки нафти трубопроводним транспортом зумовлена неврахуванням поставок залізницею і формування запасів на НПЗ.

Обсяги трубопроводного транспортування нафти в Україні, МЛН. Т



низьку рентабельність цієї операції внаслідок надмірних транспортних витрат, пов'язаних із фрахтом суден і перевезенням нафти від морського терміналу до Кременчуцького НПЗ залізницею.

Практично єдиним джерелом завантаження української нафтотранспортної системи є Росія. Як зазначалося вище, в загальному обсязі транзиту російська частка складає понад 80% (близько 20% — належать Казахстану, але до українського кордону ця нафта прокачується російськими трубопроводами). Практично повна залежність від поставань нафти з одного джерела не є прийнятною для України з точок зору надійності поставок, енергобезпеки економіки та можливості використання Росією цієї залежності як важелю політичного впливу.

Водночас, зорієнтованість української нафтотранспортної системи на транзит сприяє зацікавленості в її роботі західних країн-споживачів (отже, може за певних умов стимулювати приплив інвестицій в її модернізацію) та інтеграції в енергетичну систему Європи.

Проблеми завантаження нафтотранспортної системи тісно пов'язані з низькою ефективністю роботи НПЗ України та неконкурентоспроможністю їх продукції, що зумовлено, насамперед, їх традиційною зорієнтованістю на російську нафту марки *Urals* (з високим вмістом сірки) та низькою глибиною переробки — 75% проти європейських 90%¹.

Отже, існує нагальна потреба в модернізації НПЗ України. При цьому, завантаження двох західноукраїнських НПЗ каспійською, більш якісною нафтою (зокрема, азербайджанської марки *Azeri Light*, близькою за якістю до української²), у принципі, сприяло б спрощенню технологічного процесу переробки та мало б позитивний вплив на обсяги і вартість їх модернізації.

Як *альтернатива російським джерелам* постачання нафти до України розглядаються Азербайджан, Казахстан і Туркменістан, а російській нафтотранспортній системі — створення нового маршруту її транспортування в обхід російської території. Комерційна

¹ Рівень переробки на українських НПЗ наводиться за даними Мінпаливенерго. Багатьма експертами він вважається завищеним на 10-15% через запроваджену в Україні методику оцінки, яка відчутно відрізняється від міжнародної.

Докладно про стан української нафтопереробки див.: Нафтопереробна промисловість України: стан і проблеми: Аналітична доповідь Центру Разумкова. — Національна безпека і оборона №3, 2006, с.15-31.

² Російська нафтова суміш *Urals* містить 1,3% сірки, тоді як каспійська нафтова суміш *CPC* — 0,54%, азербайджанська *Azeri light* — 0,14%. Тому каспійська нафта є також більш прийнятною для європейських НПЗ, які використовували нафту сорту *Brent* з Північного моря із вмістом сірки 0,54%.

привабливість альтернативного проекту може бути забезпечена за умов підтвердження проектних показників завантаженості каспійською нафтою і її споживання на українському та європейському ринках, а також запровадження конкурентоспроможних транспортних тарифів. Інші напрями диверсифікації джерел постачання нафтозабезпечення України на цей час виглядають або мало перспективними, або мають побічні негативні аспекти (врізка “Окремі напрями диверсифікації джерел нафтозабезпечення України”).

ОКРЕМІ НАПРЯМИ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ДЖЕРЕЛ НАФТОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ

Диверсифікація постачань нафти може здійснюватися за рахунок використання альтернативних джерел і маршрутів постачання, а також доповнюватися імпортом готових нафтопродуктів і збільшенням частки альтернативних видів моторного палива на ринку.

Видобуток нафти за кордоном. З метою забезпечення альтернативних джерел надходження нафти Енергетичною стратегією України передбачене активне освоєння закордонних ресурсів нафти та переробка їх на НПЗ України. За прогнозами, це дозволило б до 2030р. забезпечити (разом з використанням власних запасів нафти) понад 32% потреб внутрішнього ринку нафтопродуктів. Але, з огляду на скрутне фінансове становище НАК “Нафтогаз України” та низьку якість її корпоративного управління можна стверджувати, що прогнозні показники з видобутку нафти за межами України досягнуті не будуть, а міжнародний напрям діяльності компанії, без її докорінного реформування та покращення фінансового стану, не дозволить суттєво впливати на зростання рівня диверсифікації поставок нафти³.

Заміна імпорту нафти імпортом готових нафтопродуктів. Ефективність цього шляху продемонстрована в Україні протягом останніх чотирьох років, коли брак поставок нафти та неспроможність вітчизняних НПЗ задовольнити внутрішній попит компенсувалися достатньо диверсифікованим імпортом нафтопродуктів з Литви, Румунії, Білорусі, Росії, Казахстану та Польщі. За цей період частка імпорту на внутрішньому ринку моторних палив зросла з 10% до 45%⁴. Проте, такий варіант диверсифікації пов’язаний з появою негативних чинників: імпортозалежність робить ринок нафтопродуктів більш чутливим до змін зовнішньої ринкової кон’юнктури; підвищення конкуренції на цьому ринку, яка, з одного боку, мала б стимулювати до розвитку вітчизняні НПЗ, але з іншого – з огляду на скрутний технологічний і фінансовий стан галузі, зумовлює збитковість підприємств, їх вихід з ринку (Херсонський НПЗ) і втрату робочих місць.

Альтернативні нафтопродукти. Як альтернативні нафтопродуктам (переважно моторним паливам) сьогодні у світі розглядаються скраплені і стиснуті газ, біопаливо та акумульована електроенергія. В Україні отримав певний розвиток сегмент скрапленого газу. Його частка на ринку світлх моторних палив становить близько 15% – рівень, який у перспективі, за наявної цінової і податкової політики та через технологічні особливості споживання цього виду палива, має обмежений потенціал зростання.

Через незначні доведені запаси нафти і труднощі із залученням інвестицій Україна в середньостроковій перспективі не зможе суттєво збільшити власний видобуток і здійснити кардинальну реконструкцію українських НПЗ. Надання переваги імпорту готових нафтопродуктів обмежується чинниками

надмірної залежності внутрішнього ринку від коливань світових цін на нафту та нафтопродукти.

Домінування російської нафти в завантаженні українських нафтотранспортних і нафтопереробних потужностей створює загрозу використання нафтозалежності України для політичного тиску з боку РФ.

Кризовий стан нафтового сектору України вимагає вжиття термінових, комплексних заходів з диверсифікації джерел і шляхів поставок нафти. Потреба диверсифікації зумовлена як оптимістичними оцінками довгострокових перспектив розвитку нафтопереробної галузі України, так і необхідністю зменшення енергетичної залежності від Росії.

Головними завданнями державної політики диверсифікації мають бути: *по-перше*, забезпечення потреб національної економіки та внутрішнього ринку в нафті та нафтопродуктах за рахунок постачань каспійської нафти; *по-друге*, забезпечення альтернативного маршруту постачання нафти з каспійського регіону до Європи; *по-третє*, забезпечення узгодженості заходів диверсифікації із заходами з модернізації нафтопереробної галузі.

3.2 ДИВЕРСИФІКАЦІЙНИЙ ПРОЕКТ ПОСТАЧАННЯ НАФТИ ДО УКРАЇНИ: СТАН І ГОЛОВНІ ПРОБЛЕМИ

Розв’язанню проблеми диверсифікації може сприяти реалізація проекту Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ⁵ – за умов врахування реальних можливостей України, оцінок нафтовидобувного потенціалу каспійського регіону, кон’юнктури на ринках збуту каспійської нафти, а також вимог до маршрутів її транспортування і впливу реалізації конкуруючих нафтотранспортних проектів у євразійському регіоні.

Проект Євро-Азійського нафтотранспортного коридору (ЄАНТК) за участю України. Ідея створення ЄАНТК виникла в середині 1990-х років у рамках здійснюваної Європейською Комісією Програми технічної допомоги державам СНД (ТАСІС) і Програми “Транспортний коридор Європа-Кавказ-Азія” (ТРАСЕКА). Програми передбачали будівництво нового коридору (маршрутів) транспортування нафти з каспійського регіону до країн Західної і Центральної Європи в обхід території Росії.

Одним із варіантів ЄАНТК є так званий чорноморсько-балтійський маршрут – Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ, основою якого є побудована Україною нафтотранспортна система Одеса-Броди (далі – НТС “Одеса-Броди”⁶), яка дозволяє отримувати каспійську нафту з Чорноморського басейну і транспортувати її як для власних потреб, так і до країн Європи (карта “Транзитні маршрути каспійської нафти”).

³ Так, у 2004р. НАК “Нафтогаз України” та *Natsonal Oil Company of Libiya* уклали угоду про розподіл продукції на трьох нафтових та одному газовому блоках у Лівії. Проте, через пасивність української компанії і відсутність у неї достатніх коштів три з чотирьох блоків для роботи було втрачено. У 2006р. НАК уклав концесійну угоду з *Egyptian General Petroleum Corporation* на пошук та освоєння покладів нафти й газу в Єгипті. Однак, дотепер там ведуться лише розвідувальні роботи – станом на липень 2009р., пробурено дві розвідувальні свердловини. З подібною результативністю “Нафтогаз України” разом з *Al Jazirah Enterprise for Project Development & Trading* веде дослідження чотирьох блоків в Об’єднаних Арабських Еміратах.

⁴ За даними Мінпаливенерго, у 2008р. видобуток нафти скоротився на 4,9%, переробка – на 24,1%. Водночас частка імпортованих нафтопродуктів на українському ринку сягнула 45% (у 2004р. – близько 10%).

⁵ На цей час проект дістав назву “Євро-Азійський нафтотранспортний коридор” (ЄАНТК), яка часто вживається, в т.ч. в офіційних документах і розширено трактує проект, включно з певними варіантами його розвитку (в офіційних документах “Євро-Азіатський нафтотранспортний коридор”).

⁶ НТС “Одеса-Броди” охоплює морський нафтовий термінал (МНТ) “Південний” і трубопровід Одеса-Броди. НТС побудована в рамках проекту, який з різних причин не був реалізований, а його первинна концепція – змінена. Див.: Розпорядження Кабінету Міністрів “Про затвердження Концепції державної політики у сфері постачання та транзиту сирої нафти” №187 від 5 квітня 2002р.



Потенційну можливість такого транспортування створило будівництво нафтопроводів Баку-Супса та Тенгіз-Новоросійськ⁷. До 5 млн. т/рік каспійської нафти може надходити на два західноукраїнські НПЗ (НПК “Галичина”, “Нафтохімік Прикарпаття”); до 8 млн. т/рік – до Словаччини та Чехії (з використанням нафтопроводу “Дружба”).

Водночас, існують потенційні можливості постачання до 40 млн. т/рік каспійської нафти до Польщі, Словаччини, Австрії, Німеччини та інших країн шляхом розширення проекту за напрямками: Броди-Братислава-Швехат, Броди-Кралупи-Інгольштадт-Карлсруе та Броди-Плоцьк-Гданськ (Шведт)-Вільгельмстафен.

З огляду на завершення у 2002р. будівництва української НТС “Одеса-Броди” та появу зазначених можливостей постачання каспійської нафти через чорноморські порти, у 2003р. Україна, Польща та Європейська Комісія підписали Спільну декларацію з питань надання підтримки проекту ЄАНТК⁸. Проект був визнаний важливим у справі зміцнення енергетичної безпеки ЄС. У Декларації відзначалося, що нафтопровід Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ створить альтернативні шляхи постачання нафти на ринки ЄС, забезпечить надійність, ефективність і прозорість її транзиту між басейнами Чорного, Балтійського та Північного морів.

На основі названої Декларації Україна та Польща 26 листопада 2003р. підписали міжурядову Угоду про використання потужностей НТС “Одеса-Броди” та її інтеграцію з нафтотранспортними потужностями Польщі⁹.

Учасники проекту ЄАНТК. У 2004р. БАТ “Укртранснафта” та польська *PERN Przyjazn* створили спільне підприємство “Сарматія”, на яке було покладено розробку бізнес-плану проекту та організацію залучення інвестицій для будівництва ділянки нафтопроводу Броди-Плоцьк (490 км). Сьогодні до складу “Сарматії” належать компанії п’яти країн: *SOCAR* (Азербайджан), *GOGC* (Грузія), *Klaipedos Nafta* (Литва), *PERN Przyjazn* (Польща) та “Укртранснафта” (Україна)¹⁰.

Однак, у спільному підприємстві відмовився взяти участь Казахстан, який володіє найбільшими нафтовими запасами Каспійського регіону, що є відчутним негативним чинником у залученні до проекту нафти та інвестицій. Особливо чітко тенденція зниження інтересу Казахстану до ЄАНТК проявилася після укладення компанією *КазМунайГаз* у 2007р. угоди про придбання 75% акцій румунської *Rompetrol Group NV*. Це дозволило Казахстану отримати доступ до нафтопереробних

потужностей в Румунії (обсягом до 4 млн. т/рік) і можливість щорічної дистрибуції понад 7 млн. т нафтопродуктів (через мережі в Болгарії, Молдові, Румунії і Франції), а Румунії – залучити казахстанську нафту та інвестиції в розвиток власного нафтового сектору¹¹.

Азербайджан не зможе компенсувати зазначеного негативного чинника – попри участь у “Сарматії” азербайджанської *SOCAR* та підтримку проекту Президентом І.Алієвим, висловлену ним на Бакинському енергетичному саміті 14 листопада 2008р., оскільки нафти, що видобувається сьогодні в Азербайджані не вистає навіть для заповнення нафтопроводу Баку-Тбілісі-Джейхан (БТД). Тому ***SOCAR* використовуватиме український маршрут лише у випадку, якщо він буде більш економічно привабливим, порівняно з іншими**, – про що неодноразово заявляли офіційні керівники нафтової галузі Азербайджану.

Отже, з огляду на необхідність зміцнення підтримки проекту, отримання потрібних обсягів нафти та інвестицій, важливим сприятливим чинником було б залучення до нього провідних міжнародних нафтових компаній, що працюють у Каспійському регіоні¹².

Проблеми реалізації проекту ЄАНТК. Попри перспективність проекту, його просуванню заважають ряд незалежних від України зовнішніх чинників. Але головні причини гальмування проекту мають внутрішній характер.

Зовнішні негативні чинники:

(а) активізація виконання конкурентних ЄАНТК проектів в обхід Турецьких проток;

(б) запровадження країнами-видобувниками нафти на Каспії будівництва власних або участі в поглинанні іноземних НПЗ. Так, Казахстан, крім купівлі акцій згаданої вище компанії *Rompetrol Group NV*, має намір у середньостроковій перспективі побудувати НПЗ на власній території. Азербайджан у партнерстві з Казахстаном розглядають доцільність будівництва НПЗ у Джейхані (Туреччина) або в Констанці (Румунія). Будівництво НПЗ планують Вірменія та Іран;

(в) здійснення або планування країнами Каспійського регіону транспортування нафти в південному напрямку. Так, Казахстан, враховуючи досвід транспортування нафти Азербайджаном через Іран (свопові поставки), активно вивчає можливість реалізації проекту нафтопроводу Казахстан-Туркменістан-Іран, а також – почав транспортувати нафту компанії *Тенгізшевройл* трубопроводом Баку-Тбілісі-Джейхан (БТД);

(г) прямування транзитних маршрутів територіями з підвищеними ризиками, що пов’язані: в регіоні

⁷ Нафтопровід Баку-Супса експлуатує Азербайджанська міжнародна операційна компанія (АМОК), Тенгіз-Новоросійськ – Каспійський трубопровідний консорціум (КТК).

⁸ Спільна декларація Ради Міністрів Республіки Польща, Кабінету Міністрів України і Європейської Комісії з питання надання підтримки проекту ЄАНТК від 23 травня 2003р. – Офіційний сайт Мінпаливенерго України, <http://www.mpe.com.ua>

⁹ Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Республіки Польща щодо використання потужностей системи транспортування вуглеводнів “Одеса-Броди” та її інтеграції з польськими потужностями. Підписана 26 листопада 2003р., затверджена Постановою Кабінету Міністрів №38 від 14 січня 2004р., набула чинності 16 лютого 2004р.

¹⁰ Рішення про розширення кола учасників “Сарматії” до п’яти ухвалене під час енергетичного саміту у Вільнюсі в жовтні 2007р.

¹¹ Румунський досвід залучення казахської нафти на НПЗ є гарним прикладом скоординованих і прозорих дій влади із забезпечення у стислі терміни диверсифікації поставок нафти на базі досягнення взаємовигідного балансу інтересів держави з нафтовидобувними, нафтопереробними та нафтотранспортними компаніями.

Натомість, в Україні в червні 2006р. між БАТ “Укртранснафта” та азербайджанською *SOCAR* була узгоджена подібна до румунської модель залучення необхідних для розвитку ЄАНТК інвестицій та обсягів нафти – проте, через вплив окремих лобістських груп ця модель реалізована не була.

¹² 29 серпня 2009р. “Укртранснафта” надіслала листи-звернення до 30 компаній-власників нафтових ресурсів у каспійському регіоні, споживачів, нафтотранспортних компаній, нефтотрейдерів, які могли б взяти участь у постачанні каспійської нафти нафтопроводом Одеса-Броди. Позитивні відповіді отримані від компаній *LOTOS Group*, *MOL*, *КазМунайГаз*, *SOCAR* і “Сарматія”. Компанія *Тенгізшевройл* на цей час не розглядає перспективу участі в цьому проекті, але бажає бути поінформованою про його розвиток.

**ПРОПОЗИЦІЯ З ПОСТУПОВОГО
РОЗВИТКУ ЄАНТК**

I ЕТАП – постачання каспійської нафти до НПЗ у Кралупах (Чехія), Вогбурзі та Інгольштадті (Німеччина).

Маршрути:

1. МНТ “Південний”-Броди-Левіце (Словаччина)-Кралупи (Чехія).

Передбачає використання потужностей нафтопроводу “Дружба” із застосуванням технології послідовної перекачки.

2. Кралупи-Інгольштадт-Вогбург.

Передбачає переведення в реверсний режим нафтопроводу Інгольштадт-Кралупи-Литвинов. Дає можливість використовувати на НПЗ Чехії і Німеччини як російську, так і каспійську нафту.

II ЕТАП – постачання каспійської нафти до НПЗ у Швехаті (Австрія) і Карлсруе (Німеччина).

Маршрути:

1. МНТ “Південний”-Броди-Братислава-Швехат.

Передбачає використання потужностей нафтопроводу “Дружба” із застосуванням технології послідовної перекачки; побудову нафтопроводу Братислава-Швехат (55 км, 10 млн. т/рік).

2. Інгольштадт-Карлсруе.

Передбачає використання Трансальпійського нафтопроводу.

III ЕТАП – постачання каспійської нафти до НПЗ у Плоцьку (Польща), північної Німеччини та порту Вільгельмсгафен (Німеччина).

Маршрути:

1. МНТ “Південний”-Броди-Плоцьк.

Передбачає побудову нафтопроводу Броди-Плоцьк (550 км, 17 млн. т/рік). Дає можливість зв'язати північну та південну гілки нафтопроводу “Дружба” для поставок каспійської нафти на НПЗ Польщі.

2. Плоцьк-Шведт-Вільгельмсгафен.

Передбачає побудову нафтопроводу Шведт-Вільгельмсгафен (414 км, 26 млн. т/рік).



НАФТОПРОВІДНІ ПРОЕКТИ В ОБХІД ТУРЕЦЬКИХ ПРОТОК

Маршрути	Сировинна база	Протяжність	Пропускна спроможність	Вартість проекту	Термін реалізації	Учасники
Бургас-Александруполіс	Західний Сибір, Казахстан	285 км	28-35 млн. т/рік у перспективі 50 млн. т/рік	€700 млн.	2009-2011рр.	Росія (Роснефть, Газпромнефть, Транснефть) – 51% акцій. Болгарія, Греція – по 24,5% акцій
Констанца-Трієст	Каспійський регіон	1400 км	40-60 млн. т/рік	\$2,0-3,5 млрд.	2009-2012рр.	Румунія, Сербія, Хорватія, Словенія, Італія
Самсун-Джейхан	Каспійський регіон	555 км	50-70 млн. т/рік	\$2 млрд.	2007-2011рр.	Трансанатолійська трубопровідна компанія (TAPCO): Calik Group (Туреччина), ENI Італія
Бургас-Скоп'є-Вльора	Каспійський регіон	900 км	35млн. т/рік	\$1,5 млрд		Албанія, Болгарія, Македонія

— Наявні маршрути



- - - Маршрути, що плануються

Джерела: сайти компаній PricewaterhouseCoopers, Channoil, Granherne; Євро-Азійський нафтотранспортний коридор, – Міжнародний енергетичний форум, Київ, 22 травня 2008р.

Пропускна спроможність нафтопроводів
з транспортування каспійської нафти,
млн. т/рік

Нафтопровід	Пропускна спроможність у 2008р.	Рівень завантаження	Потенційна пропускна спроможність
Каспійський трубопровідний консорціум (КТК)	32,0	Повне	67,0
Баку-Тбілісі-Джейхан (БТД)	50,0	80%	80,0
Атирау-Самара	15,0	Повне	20,0
Баку-Новоросійськ	5,0	50%	5,0
Баку-Супса	7,5	Повне	7,5
Атасу-Алашанькоу (Китай)	10,0	60%	20,0
Разом	119,5	-	199,5

НАФТОПРОВІД ОДЕСА-БРОДИ

Протяжність – 674 км (пряме Одеською, Вінницькою, Хмельницькою, Тернопільською, Львівською областями)
Діаметр – 1020 мм
Кількість проміжних нафтоперекачувальних станцій – 2
Потужність:
• пускового комплексу – 9-14,5 млн. т/рік
• повна – 40 млн. т/рік
Зданий в експлуатацію у 2002р.

МНТ “ПІВДЕННИЙ”

Обсяг перевалки нафти:
• перша черга – 9-14,5 млн. т/рік
• повна проектна потужність – 40 млн. т/рік
Ємність резервуарного парку:
• перша черга – 200 тис. м³
• друга черга – 600 тис. м³
Найбільший дедвейт (тоннажність) танкера – 100 тис. т
Зданий в експлуатацію у 2001р.

РОСІЯ

КАЗАХСТАН

ПРОЕКТ КАШАГАН

Реалізується консорціумом *Agip KCO* у складі:
ENI – 18,52%, *КазМунайГаз* – 8,33%, *ExxonMobil* – 18,52%, *Shell* – 18,52%, *Total* – 18,52%, *ConocoPhillips* – 9,26%, *Inprex* – 8,33%.
Видобувні запаси – 2,02 млрд. т
Видобуток:
• початок – 2013р.
• пік – 2023-2025рр., близько 60 млн. т/рік.

ПРОЕКТ АЗЕРІ-ЧІРАГ-ГЮНЕШЛІ

Реалізується консорціумом *AMOK* у складі:
BP – 34,1%, *Unocal* – 10,3%, *SOCAR* – 10%, *Лукойл* – 10%, *Statoil* – 8,6%, *ExxonMobile* – 8%, *TPAO* – 6,8%, *Devon Energy* – 5,6%, *Itochu Oil* – 3,9%, *Delta Hess* (спільне підприємство арабської *Delta Oil* і американської *Amerada Hess*) – 2,7%.
Видобувні запаси – 924 млн. т (за оцінками *SOCAR*)
Видобуток:
• початок – 2005р.
• пік – 2009-2010рр., близько 60 млн. т/рік
• завершення – 2024р.



Південного Кавказу – з наявністю зон “заморожених” конфліктів (Нагірний Карабах, не визнані республіки Абхазія і Південна Осетія); на півдні Туреччини – з діями Робітничої партії Курдистану, яка вдається до терористичних актів (останній за часом – вибух 5 серпня 2008р. на нафтопроводі БТД).

Внутрішні негативні чинники:

(а) **невизначеність перспектив реалізації проекту** – на противагу міжнародній практиці, згідно з якою проект трубопроводу спочатку забезпечується наявністю постачальників і споживачів, а вже потім реалізується, Україна, маючи практично готову нафто-транспортну систему, змушена вдаватися до пошуку постачальників і споживачів.

Крім того, ефективність ЄАНТК для самої України піддається сумніву через зрив планів модернізації Дрогобицького та Надвірнянського НПЗ¹³ та впровадження Урядом у 2005р. режиму найбільшого сприяння для імпортерів нафтопродуктів.

(б) **непослідовність державних рішень** – в липні 2004р. (після підписання Україною зазначених вище документів з Європейською Комісією і Польщею) Кабінетом Міністрів України було прийнято рішення про використання нафтопроводу Одеса-Броди в реверсному режимі¹⁴, що змусило потенційних учасників проекту та офіційних представників ЄС піддати сумніву незмінність курсу України на використання нафтопроводу відповідно до задекларованих нею намірів.

У 2008р. виникли суперечності з приводу використання нафтопроводу між Кабінетом Міністрів і Президентом України. Після того, як керівники НПК “Галичина” та “Нафтохімік Прикарпаття” отримали комерційні пропозиції від компанії *Millbert Ventures* на поставки до 5 млн. т/рік каспійської нафти, Президент видав Указ про забезпечення переведення у 2008р. роботи нафтопроводу за проектним напрямком¹⁵. Своєю чергою, Прем’єр-міністр України Ю.Тимошенко заявила, що керівництво Секретаріату Президента намагається здійснити “чергову оборудку навколо нафтопроводу Одеса-Броди”¹⁶ та заборонила “Укртранснафті” виконувати згаданий Указ.

Непослідовність у прийнятті та реалізації державних рішень, з одного боку, створюють несприятливі умови для реалізації проекту ЄАНТК. Але з іншого – приклади запровадження діаметрально протилежних рішень свідчать про готовність нафтопровідної системи до оперативних змін режимів експлуатації¹⁷;

(в) **чутливість до лобіювання інтересів Росії**. В жорсткій боротьбі навколо проекту виразно відбилися протиріччя між політичними елітами і проявилася

їх уразливість до зовнішнього впливу. Зокрема, про політичну ангажованість Уряду свідчить згадане вище липнєве рішення та договір від 16 листопада 2004р. між “Укртранснафтою” та російськими компаніями *Транснефть* і *ТНК-ВР* про транспортування нафти в реверсному режимі маршрутом Мозир-Броди-МНТ “Південний” – оскільки цей маршрут є для *ТНК-ВР* найбільш витратним¹⁸. Його лобіювання цією компанією можна пояснити лише тиском з боку Москви – з метою гальмування реалізації проекту ЄАНТК і позбавлення конкуренції на ринку поставок нафти. Крім того, умови договору російськими компаніями не виконувалися. За п’ять років його чинності лише у 2007р. системою було транспортовано близько 9 млн. т нафти, в інші роки цей показник був значно меншим, від чого Україна щорічно зазнавала втрат у десятки мільйонів доларів (таблиця “Обсяги поставок нафти системою Одеса-Броди в реверсному режимі”).

Обсяги транспортування нафти системою “Одеса-Броди” в реверсному режимі

Рік	2004*	2005	2006	2007	2008
Обсяг транспортування	1,00	5,75	3,42	9,00	7,75
Виконання контрактних зобов’язань у %	-	63,93%	37,98%	100,00%	86,11%

*Транспортування нафти здійснювалося у вересні-грудні.

Тим більш не логічною виглядає укладена 26 грудня 2006р. додаткова угода, яка передбачає зниження вдвічі тарифу на транзит нафтопроводом і перевалку нафти на МНТ “Південний”, а також подовження терміну реверсного режиму до 31 грудня 2009р.¹⁹

Більш вигідним для всіх сторін угоди – якби не втручання політичного чинника – було б спрямування російської нафти іншими маршрутами: Самара-Великоцьк-Кременчук-МНТ “Південний” та Самара-Головашівка-Кременчук-МНТ “Південний”. Це звільнило б систему “Одеса-Броди” для поставок каспійської нафти та зекономило б кошти російських компаній²⁰;

(г) **недоліки корпоративного управління**. Окремою проблемою є низький рівень державного управління ВАТ “Укртранснафта”. Його підпорядкованість НАК “Нафтогаз України” не сприяє просуванню проекту, адже діяльність останньої зосереджена на вирішенні зовсім інших проблем, пов’язаних насамперед з розрахунками за газ і забезпеченням надійності роботи ГТС України в умовах багатомільярдного дефіциту коштів. Надання “Укртранснафті” більшої фінансово-господарської самостійності сприяло б “розвантаженню” НАК “Нафтогаз України” та підвищенню оперативності управління проектом ЄАНТК з боку “Укртранснафти”.

¹³ Протягом 2000-2007рр. плани модернізації Дрогобицького та Надвірнянського НПЗ виконані лише на 7,1% та 19,9 % відповідно. Див.: Рябцев Г., Сапегин С., Лир В. Нефтепродукты в Украине: настоящее и будущее, – Киев, НТЦ “Психея”, 2008, с. 245.

¹⁴ Постанова Кабінету Міністрів “Про внесення зміни до пункту 1 постанови Кабінету Міністрів України від 4 лютого 2004 р. №114” №831 від 5 липня 2004р. 16 листопада 2004р. між “Укртранснафтою” та російськими компаніями *Транснефть* і *ТНК-ВР* укладено договір про прокачування до 2007р. нафти обсягом 9 млн. т/рік нафтопроводом Одеса-Броди в реверсному режимі.

¹⁵ Указ втратив чинність з моменту видання Указу “Про невідкладні заходи щодо забезпечення реалізації проекту Євро-Азіатського нафтотранспортного коридору” №329 від 14 травня 2009р.

¹⁶ Див.: Трубочинський О. Новий конфлікт Тимошенко і Ющенка: тепер Одеса-Броди. – *Forpost*, 17 липня 2008р., <http://www.4post.com.ua>

¹⁷ Умови укладеної 26 грудня 2006р. додаткової угоди до договору від 16 листопада 2004р. між компаніями “Укртранснафта”, *Транснефть* і *ТНК-ВР* щодо транспортування нафти обсягом 9 млн. т/рік у напрямку МНТ “Південний” дозволяють у разі підписання контрактів на використання нафтопроводу в напрямку НПЗ “Броди” змінити режим перекачування у тримісячний термін. Тому сьогодні не існує ні технологічних, ні юридичних труднощів переорієнтації нафтового потоку в північному напрямку.

¹⁸ Для російських компаній дешевшим (приблизно на \$3/т) було б використання недовантаженого маршруту Кременчук-Снігурівка-МНТ “Південний”.

¹⁹ Після травня 2009р. *Транснефть* та “Укртранснафта” працюють за прямими договорами; до цього часу оператором маршруту Броди-МНТ “Південний” була компанія *ТНК-ВР* за посередництва офшорного підприємства *Skilton Ltd*.

²⁰ Проте, це потребує додаткового будівництва: паралельної ділянки нафтопроводу Одеса-Броди (0-52 км) та розвитку інфраструктури з прийому нафти на МНТ “Південний” (будівництва другого причалу і збільшення на 240 тис. м³ резервуарного парку).

Таким чином, проект ЄАНТК не втратив актуальності, але забезпечення його конкурентоспроможності вимагає розширення підтримки з боку нафтових компаній, що працюють на Каспії. Значно більшої уваги потребують маркетинг нафтового ринку, підвищення якості управління, а також – комерціалізація проекту за рахунок зменшення впливу політичної (лобістської) складової.

3.3 ЧИННИКИ РИНКОВОЇ КОН'ЮНКТУРИ У ПРОЕКТІ ЄАНТК

Комерціалізація проекту потребує насамперед чіткого аналізу нафтовидобувного потенціалу каспійського регіону, попиту на каспійську нафту на споживчих ринках Європи, а також переваг і недоліків маршрутів її транспортування до європейських країн – з метою визначення економічної привабливості ЄАНТК.

Запаси та видобуток каспійської нафти. Реальна можливість перетворення Каспійського регіону на один з найперспективніших нафтовидобувних регіонів світу з'явилася після того, як Казахстан в 1993р. заснував з компанією *Chevron* (США) спільне підприємство *Тенгизшевройл* з розробки крупного родовища Тенгіз, а Азербайджан у 1994р. – уклав угоду про розподіл продукції з провідними міжнародними нафтовими компаніями світу на чолі з *British Petroleum (BP)* стосовно розробки крупних глибоководних родовищ (проект Азері-Чіраг-Гюнешлі). Остаточне підтвердження ця перспектива отримала з відкриттям у 2000р. в казахстанській частині каспійського шельфу гігантського родовища Кашаган.

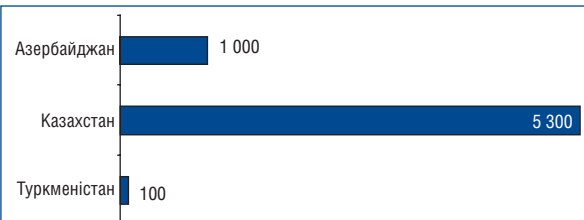
Доведені запаси нафти в Азербайджані, Казахстані та Туркменістані сумарно оцінюються в 6 400 млн. т, у т.ч. в Казахстані – 5 300 млн. т, Азербайджані – 1 000 млн. т, Туркменістані – 100 млн. т²¹ (діаграма “Доведені запаси нафти в Азербайджані, Казахстані та Туркменістані”). Вони є надійною базою для досягнення прогнозних показників видобутку нафти в регіоні.

Протягом останніх 10 років видобуток нафти в цих країнах зростає надзвичайно високими темпами: в 1998-2008рр. в Азербайджані – майже вчетверо, в Казахстані – майже втричі²² (діаграма “Видобуток нафти Азербайджаном, Казахстаном та Туркменістаном...”). Прогнозується, що він зростатиме й надалі і збільшиться зі 126,9 млн. т у 2008р. до 295,8 млн. т у 2020р.²³ (діаграми “Запаси та видобуток нафти в каспійському регіоні”).

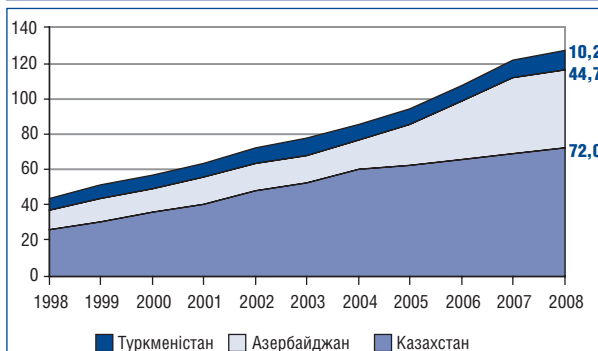
Вирішальний вплив на досягнення прогнозних показників видобутку та експорту нафти матиме введення в експлуатацію Кашаганського родовища, яке, за домовленістю оператора проекту розробки *Agip KCO* з Урядом Казахстану, заплановане на 2013р. – але на сьогодні найбільш перспективним джерелом завантаження ЄАНТК є Азербайджан²⁴.

ЗАПАСИ ТА ВИДОБУТОК НАФТИ В КАСПІЙСЬКОМУ РЕГІОНІ

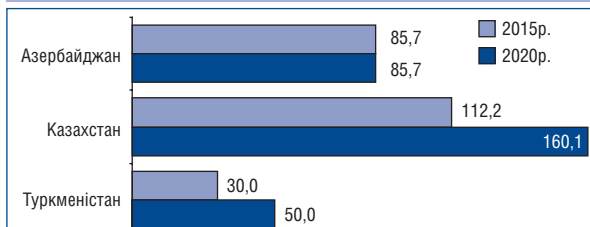
Доведені запаси нафти в Азербайджані, Казахстані та Туркменістані станом на кінець 2008р.,
МЛН. Т



Видобуток нафти Азербайджаном, Казахстаном та Туркменістаном у період 1998-2008рр.,
МЛН. Т



Прогноз видобутку нафти Азербайджаном, Казахстаном та Туркменістаном,
МЛН. Т



Світова фінансово-економічна криза призвела до помітного зменшення попиту на нафту та різкого падіння цін на неї, що знизило привабливість інвестицій в нафтовидобувний сектор багатьох країн та ускладнило отримання нафтовими компаніями кредитних ресурсів. Ці чинники можуть негативно вплинути на реалістичність прогнозних показників видобутку нафти на Каспії. Проте, у випадку збереження світових цін на нафту не нижче \$40/барель, імовірність розвитку нафтовидобувних проектів у регіоні за прогнозним сценарієм залишатиметься досить високою. Адже собівартість видобутку 1 бареля нафти на

²¹ Див.: BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p 8, <http://www.bp.com>

²² Там само.

²³ Прогноз видобутку залежить від багатьох чинників, у т.ч. сценаріїв цін на нафту, темпів нарощування транзитних потужностей і вартості транспортування за обраними маршрутами поставок нафти до ринків збуту. Див.: Purvin & Gertz Global Petroleum Market Outlook 2008, <http://www.purvingertz.com>; Нефть и газ Туркменистана. Ориентиры Программы развития нефтегазовой промышленности Туркменистана на период до 2030г. – Нефтегазовая вертикаль, 2008, №7, с.53.

²⁴ На засіданні Ради президентів України та Азербайджану (9 квітня 2009р., Баку) І.Алієв підтвердив, що Азербайджан може надати до 5 млн. т/рік нафти для роботи НТС “Одеса-Броди”. На це може бути спрямована нафта власного видобутку *SOCAR*, (у 2008р. становив 7,4 млн. т) та 1,9 млн. т, які компанія отримувє як співвласник СП та операційних компаній. Див.: В апрелі *SOCAR* збільшила общую добычу нефти на 1,4% и сократила на 3,3% собственную добычу. – Азербайджанский бизнес-центр, 15 мая 2009г., <http://abc.az>.

Продаж експортних партій азербайджанської нафти здійснюється на регулярних відкритих тендерах, організованих Управлінням маркетингу та економічних операцій компанії *SOCAR*.

більшості каспійських родовищ не перевищує \$25-30, а уряди Азербайджану, Казахстану та Туркменістану, на відміну від урядів країн ОПЕК, не здійснюють політику картельних домовленостей і зацікавлені в нарощуванні видобутку нафти та створенні для цього сприятливого інвестиційного клімату.

Розробка нових родовищ на Каспії забезпечує інвесторам вищий рівень економічної ефективності та має потенціал для більш тривалого постачання нафти, порівняно з Росією, Великою Британією, Норвегією, Мексикою і США. Тому видобувні проекти в каспійських країнах визнаватимуть менших втрат від впливу світової фінансової кризи.

Таким чином, видобуток каспійської нафти продовжуватиме стабільно зростати з орієнтацією на експортні ринки. Передбачається, що до 2020р. видобуток нафти Азербайджаном, Казахстаном та Туркменістаном зросте більш ніж удвічі. Найбільшим виробником та експортером нафти в регіоні залишатиметься Казахстан.

Отже, країни каспійського регіону у довгостроковій перспективі можуть відігравати велику роль у нафтозабезпеченні Європи і в цьому випадку – матимуть потребу в надійних шляхах експорту нафти.

Ринки збуту каспійської нафти. На цей час переважна частина каспійської нафти постачається на середземноморський та західноєвропейський ринки. Решта – транспортується до Ізраїлю, Індії, Канади, Китаю, США, Таїланду, Японії та країн Південної Америки.

Попри прогноз Європейської Комісії, який передбачає до 2020р. зростання імпорту нафти до країн ЄС лише на 20 млн. т за вартості \$61/барель (за вартості \$100/барель очікується навіть зменшення імпорту на 21 млн. т²⁵), для каспійської нафти залишається можливість збільшити свою частку на цьому важливому ринку збуту (діаграма “Прогноз імпорту нафти в ЄС”).

Це пояснюється не лише високими темпами зростання видобутку нафти на Каспії і її привабливими технологічними та комерційними властивостями, але й тенденцією зменшення з 2002р. видобутку нафти в Північному морі Норвегією та Великою Британією²⁶ (діаграма “Видобуток нафти Норвегією та Великою Британією”).

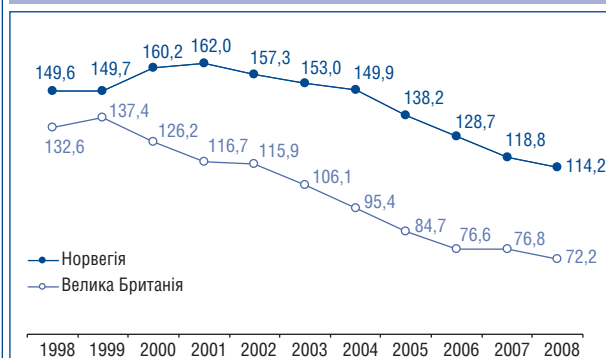
Як зазначалося вище, каспійська нафта за своїми властивостями є більш прийнятною для європейських НПЗ, крім того запровадження в ЄС дедалі більш жорстких екологічних вимог до нафтопродуктів зумовлює підвищення попиту на малосірчані сорти нафти.

Сьогодні на європейський ринок (зокрема, і до країн – потенційних користувачів ЄАНТК – Чехії, Німеччини та Польщі) постачається близько 60% азербайджанської *Azeri Light* з ресурсів *SOCAR* – компанії, яка дедалі більше розширює масштаби комерційної діяльності²⁷. Інші 40% поставок припадають на ринки Канади, США, країн Східної Азії і Південної Америки²⁸. У довгостроковій перспективі європейський ринок залишатиметься для каспійської нафти одним з найбільш ємних.

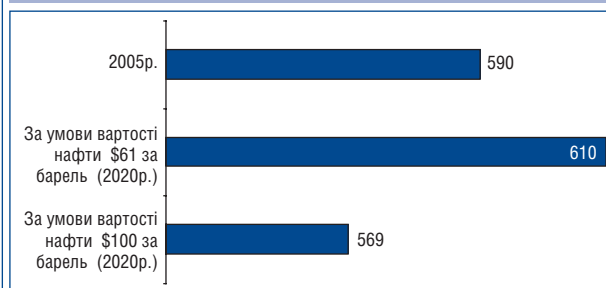
Таким чином, європейський нафтовий ринок є перспективним для збуту каспійської нафти. Збіль-

ІМПОРТ І ВИДОБУТОК НАФТИ В ЄС

Видобуток нафти в Північному морі Норвегією та Великою Британією, МЛН. Т



Прогноз імпорту нафти в ЄС у 2020р., МЛН. Т



шення обсягів її поставок нафтопровідною системою ЄАНТК є економічно виправданим.

Одним з головних операторів з просування каспійської нафти на європейський ринок є азербайджанська компанія *SOCAR*, взаємодія з якою в рамках ЄАНТК вимагає високого ступеню комерціалізації проекту та дотримання партнерами (в т.ч. Україною) укладених домовленостей.

Маршрути транспортування каспійської нафти. Для нарощування видобутку нафти на Каспії ключовою проблемою є створення економічно вигідних і надійних маршрутів її доставки до міжнародних ринків збуту. З метою оптимізації поставок, міжнародні нафтові компанії зацікавлені в диверсифікації транзитних шляхів. Для багатьох із них витрати на транспортування є головним чинником, що впливає на прибутковість інвестиційних проектів, тому цьому питанню інвестори приділяють першочергову увагу.

Діючі нафтопровідні маршрути спрямовані в західному напрямку (нафтопроводами через Росію і Туреччину або танкерами через Турецькі протоки) і здатні забезпечити транспортування 119,5 млн. т/рік. Але вже до 2020р., з огляду на прогнозовані показники видобутку, пропускна спроможність експортних нафтопроводів має збільшитися до 199,5 млн. т/рік.

Одним з “вузьких місць” виведення каспійської нафти на міжнародні ринки залишається прохід танкерів

²⁵ An EU Energy Security and Solidarity Action Plan. – Commission of the European Communities, Brussels, 2008 Nov 13.

²⁶ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.8., <http://www.bp.com>

²⁷ З 2008р. *SOCAR* активізувала самостійну торгівлю нафтою на міжнародних ринках, створивши у Швейцарії дочірню компанію *Socar Trading S.A.*, що дозволить посилити роль державної нафтової компанії як провідного експортера азербайджанської нафти та нафтопродуктів. Також відкрито офіс компанії в Сінгапурі, а у 2008р. – введено в експлуатацію нафтовий термінал у грузинському порту Кулеві потужністю 10 млн. т/рік, який належить *SOCAR*..

²⁸ Див.: Партию сирової нафти марки *Azeri Light* об'ємом 1 млн. баррель придбрела новозеландська компанія. – Агентство международной информации “Новости-Азербайджан”, 21 июля 2008г., <http://newsazerbaijan.ru>

з головних чорноморських портів Новоросійська, Супси, Батумі, Одеси та Туапсе через Турецькі протоки.

Гострота проблеми на певний час знизилася після введення в експлуатацію у 2006р. найбільшої в регіоні нафтопровідної системи БТД потужністю 50 млн. т/рік. У 2006р. відбувся також запуск казахстансько-китайського нафтопроводу Атасу-Алашанькоу проектною потужністю 20 млн. т/рік, що не лише сприяло зниженню навантаження на Турецькі протоки, але й дозволило відкрити для каспійської нафти південно-східний напрямок поставок трубопровідним транспортом.

Після очікуваного збільшення пропускної спроможності нафтопроводу КТК з 32 до 67 млн. т/рік, проблема Турецьких проток знову загостриться. До того ж, Туреччина постійно лобіює внесення обтяжливих змін до системи регулювання транзиту протоками через стурбованість питаннями екології і безпеки.

Проект ЄАНТК сприяє розв'язанню проблеми Турецьких проток.

Однак, нафтові компанії, що працюють на Каспії, зацікавлені в реалізації не більше двох нових нафтопровідних проектів в обхід Турецьких проток: для розвантаження проток достатньо мати обхідні нафтопроводи пропускною спроможністю 50-70 млн. т/рік – тоді як сумарна прогнозна потужність усіх запланованих

нафтопроводів перевищує 160 млн. т/рік. У цьому контексті конкуренцію ЄАНТК можуть скласти проекти: Бургас-Александрополіс, Самсун-Джейхан, Констанца-Трієст та Бургас-Скоп'є-Вльоре²⁹.

Тому зволікання з реалізацією ЄАНТК може призвести до втрати його конкурентних переваг та актуальності.

Вплив на реалізацію ЄАНТК Балтійської трубопровідної системи (БТС). Будівництво Росією обхідних нафтотранспортних маршрутів БТС-1 і БТС-2 створює для України і країн Східної Європи несприятливі умови на ринку нафти, отже – додатковий стимул реалізації і вдосконалення проекту ЄАНТК (карта “Нафтовий ринок Північно-Східної Європи”).

БТС-1 дозволила наростити обсяги транспортування російської нафти з 12 млн. т у 2001р. до 74 млн. т у 2006р., що значно збільшило пропозицію нафти на ринках країн Балтійського регіону і спричинило погіршення комерційної привабливості проекту Одеса-Броди-Плоцьк через зростання різниці між ціною поставок нафти марок *Urals* та *CPC*³⁰ на користь першої.

Ідея будівництва БТС-2 виникла у російського керівництва під час російсько-білоруського конфлікту в січні 2007р., коли у відповідь на запровадження Білоруссю мита на транзит нафти *Транснефть* тимчасово

Нафтовий ринок Північно-Східної Європи



ПРОПОЗИЦІЯ БІЛУРУСІ З БУДІВНИЦТВА ПЕРЕМІЧКИ В ОБХІД РОСІЇ

Цілі – зменшення залежності НПЗ Білорусі та Литви від поставок нафти з Росії та оптимізація роботи нафтопровідної системи Одеса-Броди за умов переведення її в аверсний режим роботи з транспортування каспійської нафти

Сировинна база – нафтові родовища Каспію

Маршрут – перемичка Бобровици-Костюковичи на території Білорусі, що з'єднує північну та південну гілки нафтопроводу “Дружба” і створює можливість транспортування каспійської нафти за напрямком МНТ “Південний”-Броди-Мозир-Бобровици-Костюковичи-Новополоцьк.

Протяжність – 205 км

Пропускна спроможність – 10 млн. т

Вартість проекту – \$120 млн. (за оцінкою проведеного у 2004р. ТЕО)

Терміни реалізації – не визначені, проект перебуває в стадії попереднього вивчення

БАЛТІЙСЬКА ТРУБОПРОВІДНА СИСТЕМА

БТС-1 – нафтопровід і морський нафтовий термінал у порту Приморськ.

Мета – створення нового експортного маршруту поставок російської нафти до Європи, зокрема до найкрупнішого порту континенту Роттердам, і зменшення транзитної залежності від держав Балтії

Сировинна база – Тімано-Печорське нафтове родовище, родовища Західного Сибіру, Урало-Поволжя та Казахстану.

Маршрут – Ярославль-Кіріші-Приморськ

Протяжність – 457 км.

Пропускна спроможність – 74 млн. т/рік.

Вартість проекту – \$1,2 млрд.

Терміни реалізації – 1999-2006рр.

Замовник будівництва – *Транснефть*

БТС-2 – нафтопровід і морський нафтовий термінал у порту Усть-Луга
Мета – зменшення транзитної залежності російських постачальників від Білорусі, Польщі та України шляхом спрямування нафтових потоків за новим експортним маршрутом до Фінської затоки Балтійського моря

Сировинна база – нафтові родовища Західного Сибіру, Уралу та Поволжя

Маршрут – нафтопровід Унеча-Усть-Луга буде з'єднаний з нафтопроводами “Дружба” та *Балтнефтепровод*; має відгалуження до НПЗ в Кіріші

Протяжність – 988 км

Пропускна спроможність:

• перша черга – 30 млн. т/рік

• друга черга – 50 млн. т/рік

Вартість проекту – \$4 млрд.

Терміни реалізації – 2009-2013рр.

Замовник будівництва – *Транснефть*

²⁹ Джерела: офіційні сайти компаній *PricewaterhouseCoopers*, *Channoil*, *Транснефть*, *CERA*, Секретаріату Енергетичної Хартії, а також тематичні матеріали в журналах “*Нефть і капітал*”, “*Нефтегазовая вертикаль*”.

³⁰ Нафтова експортна суміш (з казахських та російських родовищ), яка поставляється Каспійським трубопровідним консорціумом.

призупинила транспортування нафти північною гілкою нафтопроводу “Дружба”. Остаточне рішення про реалізацію проекту прийняте Урядом РФ в листопаді 2008р.³¹

Згідно з пропозицією компанії *Транснефть*, 19 млн. т/рік нафти планується постачати через БТС-2 за рахунок припинення поставок до українських портів, 12 млн. т/рік планується зняти з експортних маршрутів компанії *Сургутнефтегаз*, 10 млн. т/рік – отримати з Казахстану. Передбачається також зменшити транзит нафти на 10 млн. т/рік через Польщу та скоротити на 2 млн. т/рік залізничний перевезення до Білорусі від нафтоперекачувальної станції Унеча. Джерело поставок ще 7 млн. т сировини буде визначено пізніше.

Головною метою проекту є зменшення транзитної залежності Росії від України, Білорусі, Польщі та посилення політичного впливу на ці країни, а також на Словаччину, Чехію та Угорщину шляхом створення конкуренції між ними за право отримати нафтові потоки з Росії. Але через відсутність найближчим десятиріччям перспектив значного нарощування видобутку нафти в Росії будівництво БТС-2 не буде забезпечено необхідними додатковими обсягами нафти, що створює ризики створення дефіциту поставок нафти на НПЗ перелічених країн.³²

Таким чином, реалізація Росією обхідних нафто-транспортних маршрутів зумовлює потребу в активізації скоординованих зусиль країн Центральної і Східної Європи у просуванні проекту ЄАНТК з метою компенсації потенційної загрози дефіциту нафти.

Зростання видобутку нафти на Каспії вимагає збільшення експортних нафтопроводних потужностей регіону та визначає потенційну перспективність ЄАНТК.

Проведення Казахстаном та Азербайджаном політики багатовекторності у створенні маршрутів поставок

нафти та активізація країнами чорноморського басейну і крупними нафтовими компаніями зусиль з реалізації проектів нафтопроводів в обхід Турецьких проток зумовлюють посилення конкуренції між транзитними маршрутами поставок каспійської нафти.

Зволікання з реалізацією ЄАНТК підвищує ризики втрати переваг єдиного збудованого Україною нафтопроводу, орієнтованого на постачання каспійської нафти на європейські ринки.

3.4 ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ЄАНТК

Проект ЄАНТК спрямовано на виконання двох головних завдань: забезпечення потреб у нафті та нафтопродуктах національної економіки і внутрішнього ринку за рахунок постачань каспійської нафти; забезпечення альтернативного маршруту постачання нафти з Каспійського регіону до Європи.

У цьому сенсі маршрут з використанням НТС “Одеса-Броди” вже зараз має суттєві переваги, порівняно з конкуруючими маршрутами:

- нафтопровід практично збудований і може бути готовим до експлуатації в аверсному режимі у тримісячний термін;
- маршрут відкриває потенційні можливості для поставок нафти з Каспію до глибоководних портів Європи й водночас – сприяє суттєвому скороченню руху танкерів Турецькими протоками та в європейській морській акваторії;
- нафтопровід здатен забезпечити поставки на два західноукраїнські НПЗ та НПЗ країн Центральної і Західної Європи більш якісної, порівняно з російською, каспійської нафти і таким

БІЗНЕС-ПЛАНИ ПРОЕКТУ ЄАНТК

1999р. Бізнес-план проекту Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ; розроблений компаніями *Gulf Interstate Engineering* та *PP Limited*, Наголошується, що транспортована трубопроводом нафта не може скласти конкуренцію російській нафті на НПЗ в Центральній Європі, в. т. ч. Польщі.

2002р. Бізнес-план ЄАНТК; розроблений компаніями *CERA* та *Halliburton Kellogg Brown&Root*.

Не виявив комерційних переваг українського нафтопроводу. Аналіз різниці між ціною поставки і транспортування свідчить, що чорноморські відправники каспійської нафти не мають економічних стимулів для використання НТС “Одеса-Броди”, оскільки ця різниця є настільки великою, що жодна тарифна знижка з боку “Укртранснафти” не буде достатньою, щоб їх зацікавити.

2003р. Бізнес-план ЄАНТК; розроблений компанією *PricewaterhouseCoopers (PwC)* за участю *Channol*; є найбільш ґрунтовним.

Висвітлені різноманітні аспекти розвитку проекту, зокрема – здійснені прогноз видобутку нафти на Каспії і маркетингові дослідження ключових споживчих нафтових ринків Європи. Проведено економічний аналіз використання діючих нафтопроводів Одеса-Броди, “Дружба”, ТАЛ (Трансальпійський), ІКЛ (Інгольштадт-Кралупи-Литвинов) та нових: Броди-Плоцьк і Шведт-Вільгельмсгафен, – для постачання каспійської нафти на НПЗ Австрії, Німеччини, Польщі та Чехії.

Запропонована програма комерціалізації проекту, яка полягає в тому, що його реалізація має відбуватися у три етапи – починаючи зі створення нових маршрутів, що потребують найменших інвестицій, з поступовою розбудовою більш витратних шляхів постачання каспійської нафти на європейський ринок. Компанія *PwC* пропонує роботи кожного наступного етапу частково фінансувати за рахунок прибутку, отриманого на попередньому етапі.

2004р. Бізнес-план ЄАНТК; розроблений компанією *Energy Solution*. Показники в цілому узгоджуються з показниками бізнес-плану *PwC* та підтверджують життєздатність ЄАНТК в довгостроковій перспективі. Проте, рекомендовано протягом трьох років транспортувати нафту

системою Одеса-Броди в реверсному режимі за умови, якщо це не буде заважати виконанню заходів з укладення контрактів на постачання і транзит каспійської нафти до європейських НПЗ (за маршрутами, визначеними в пропозиціях *PwC*).

2006р. Бізнес-план проекту Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ; розроблений на замовлення Європейської Комісії консорціумом у складі фірм *SWECO PIC* (Фінляндія), *ILF Gmbh* (Німеччина) і *KANTOR* (Греція).

Розглянуто кілька варіантів маршрутів. Рекомендовано добудувати нафтопровід до Ожехово (Польща), оскільки цей маршрут є найкоротшим (серед п'яти альтернативних варіантів), що дозволяє зекономити близько \$100 млн. Крім того, маршрут не перетинає ріки і природоохоронні зони і не призводить до ускладнень із землевідводом.

Станом на 1 квітня 2008р. визначені в бізнес-плані конкретні показники економічної ефективності проекту у відкритих джерелах оприлюднені не були.

2008-2009рр. Бізнес-план проекту ЄАНТК; розроблений на замовлення СП “Сарматія” компаніями *Granherne*, *Purvin&Gertz* та *Greengate LLC*.

Висновки бізнес-плану підтверджують перспективність і комерційну привабливість проекту для усіх його учасників.³³ Відзначається наявність попиту в Європі на каспійську нафту на маршруті ЄАНТК обсягом не менше 30 млн. т/рік і наявність необхідних ресурсів для його задоволення в Азербайджані, Казахстані та Туркменістані. Прогнозується, що обсяги нафти, які перевищуватимуть зазначений рівень, транспортуватимуться через Гданський нафтовий термінал на зовнішні ринки.

Бізнес-план передбачає поетапну реалізацію проекту ЄАНТК. Перший етап не потребує розбудови нової нафтопроводної інфраструктури, що мінімізує витрати під час його виконання, та забезпечить транспортування 5-10 млн. т/рік каспійської нафти до НПЗ в Україні і країнах Центральної і Східної Європи. Наступні етапи розвитку ЄАНТК вимагають залучення \$2-8 млрд. для будівництва нових об'єктів нафтопроводної системи, які мають забезпечити додаткові можливості транспортування каспійської нафти обсягом до 40 млн. т/рік.

³¹ Распоряжение Правительства РФ №1754 от 26 ноября 2008г. Див.: Офіційний сайт проекту БТС-2, <http://bts2.ru/arrangement>. Уроцисте відкриття будівництва БТС-2 відбулося 10 червня 2009р.

³² Маслов О. Пять взглядов на падение добычи нефти в России. – Еженедельное независимое аналитическое обозрение, 5 сентября 2008г.

³³ Джерело: Президент провів нараду з питань практичної реалізації Євро-Азійського нафтотранспортного коридору на базі нафтопроводу Одеса-Броди. – Офіційний сайт Президента України, 5 травня 2009р., <http://www.president.gov.ua>



чином сприяє підвищенню рівнів ефективності ПЕК та енергетичної безпеки ЄС та України;

- потенціал проекту може бути підвищено за рахунок застосування типової технології послідовного прокачування, що відкриває можливість постачання різних сортів нафти через південну гілку нафтопроводу “Дружба”;
- розширення участі у проекті за рахунок європейських країн (компаній) сприяло б забезпеченню доступу партнерів до нового, досить потужного джерела нафти, а України – до джерел інвестицій і фінансових надходжень від транзиту.

Ці висновки підтверджуються результатами розробки бізнес-планів проекту (врізка, “Результати бізнес-планів проекту ЄАНТК”). Всього протягом 1999-2009рр. було розроблено шість бізнес-планів проекту. З них перші два – заперечують його економічну доцільність, останні чотири – в цілому підтверджують потенційну комерційну привабливість проекту³⁴. Слід зазначити, що одним з перспективних варіантів ЄАНТК, який досі не розглядався в жодному бізнес-плані, є напрямок до Білорусі та Литви (врізка “Пропозиція розвитку ЄАНТК...”).

ПРОПОЗИЦІЯ РОЗВИТКУ ЄАНТК В НАПРЯМКУ БІЛОРУСІ ТА ЛИТВИ

Пропозиція стосовно цього варіанту виникла після тимчасового припинення взимку 2007р. російською компанією Транснефть транзиту нафти до країн Європи північною гілкою нафтопроводу “Дружба” внаслідок російсько-білоруського конфлікту. Того ж року російською стороною прийнято рішення про недоцільність використання ділянки нафтопроводу Унеча-Полоцьк пропускною спроможністю 15 млн. т/рік – що призвело до зупинки поставок нафти через Білорусь до Мажейкяйського НПЗ³⁵.

Після цих подій, в листопаді 2007р. була ухвалена Комплексна програма модернізації основних виробничих фондів Білоруської енергетичної системи на період до 2011р., якою передбачена можливість постачання 20% обсягів нафти з альтернативних джерел – зокрема, можливість поставок каспійської нафти НТС “Одеса-Броди” до Білорусі за маршрутом Броди-Мозир-Бобровиці-Костюковичі³⁶ (карта “Нафтовий ринок Північно-Східної Європи”).

У жовтні 2008р. перший заступник Прем'єр-міністра Білорусі висловив зацікавленість у варіанті аверсного використання нафтопроводу Одеса-Броди, що передбачає відгалуження на Мозирський НПЗ³⁷. У серпні 2009р. Посол України в Білорусі підтвердив готовність України розглянути пропозицію Білорусі про можливу участь у проекті ЄАНТК³⁸. На цей час білоруська сторона з участю у проекті остаточно не визначилася.

Загалом, варіант поставок каспійської нафти в білоруському напрямку дозволяє завершити об'єднання всіх гілок нафтопроводу “Дружба” та поставляти до 10 млн. т/рік каспійської нафти до НПЗ Білорусі та Литви в обхід російської території. Водночас, цей варіант розвитку ЄАНТК слід розглядати лише як потенційну можливість його розширення. Це пояснюється тим, що білоруські НПЗ отримують російську нафту зі значними ціновими знижками, а влада Білорусі є досить чутливою до політики Росії.

Реалізація проекту ЄАНТК, розрахованого на певну перспективу, вимагає врахування не лише поточної ринкової кон'юнктури, а й стратегічних прогнозів її динаміки. Дійсно, ЄАНТК може стати для Європи додатковим маршрутом поставок нафти з Каспію, навіть попри те, що чисто комерційні аспекти проекту дотепер були недостатньо привабливими через цінову кон'юнктуру на європейських нафтових ринках. Так,

станом на кінець лютого 2009р. вартість нафтової суміші CPC у чорноморському порту поблизу Новоросійська була на \$1,3/барель вищою за вартість російської суміші Urals в Адамівій Заставі (Польща) – і це без врахування витрат на фрахт танкерів для перевезення нафти до МНТ “Південний”, перевалку в порту і транспортування нафтопроводом понад 1150 км. Водночас, на ринку Південної Європи різниця в ціні складала лише \$0,25 за барель³⁹.

Наведені показники свідчать про відсутність сьогоднішніх комерційних стимулів поставляти каспійську нафту за маршрутом Одеса-Броди-Плоцьк, навіть за умови готовності до роботи трубопроводу від Бродів до польської ділянки північної гілки нафтопроводу “Дружба”. Привабливішим виглядає варіант транспортування каспійської нафти за маршрутом Одеса-Броди й далі через південну гілку нафтопроводу “Дружба” через Словаччину до чеського НПЗ Кралупи. Цей варіант є більш комерційно привабливим для продавців нафти, вимагає менших інвестицій і зорієнтований на більш зацікавлений в каспійській нафті ринок.

Головною перевагою нафтопроводу Одеса-Броди як ключової ланки ЄАНТК є те, що він, на відміну від інших запланованих конкурентних нафтопроводів, вже збудований і здатен у найкоротший термін розпочати транспортування каспійської нафти до ринків країн ЄС повз завантажені Турецькі протоки.

ЄАНТК передбачає кілька варіантів реалізації за рахунок відгалужень на території України та європейських країн. За рахунок цього проект може вважатися досить гнучким та адаптивним до динаміки ринкової кон'юнктури, що підвищує його конкурентні переваги.

ВИСНОВКИ

Таким чином, успішна реалізація проекту ЄАНТК може істотним чином зменшити політичні та економічні наслідки нафтової залежності України шляхом заміщення російської нафти каспійською, що дозволить зменшити імпорту нафти з Росії на 25-30% та підвищити завантаженість НПЗ. З цієї точки зору, важливою умовою успіху державної політики є модернізація українських НПЗ.

Реалістичність і перспективність проекту підтверджуються як стабільним зростанням видобутку нафти в каспійському регіоні, участю у проекті країн-видаювачів, а також зростаючим попитом на каспійську нафту на ринках Європи. Водночас, вимоги до економічної окупності зумовлюють високу конкуренцію проектів нафтотранспортних коридорів в євро-азійському регіоні.

Головними умовами реалізації конкурентних переваг ЄАНТК і наступного його просування є зменшення впливу політичних чинників, покращення менеджменту, укладання контрактів на постачання і транспортування нафти з нафтовими компаніями з числа тих, що працюють в каспійському регіоні, та розширення інвестиційної бази проекту. ■

³⁴ Бізнес-плани ґрунтуються на ряді економічних і технічних припущень, що вимагають постійної корекції результатів, залежно, зокрема від зміни тарифів, рівня завантаженості Турецьких проток, коливань попиту і пропозиції на ринках нафти, показників видобутку тощо.

³⁵ Ростехнадзор визнав, що ця ділянка не відповідає вимогам техніки безпеки відразу після того, як робота першої черги БТС-1 вийшла на проектний рівень потужності.

³⁶ Указ Президента Республики Беларусь “Об утверждении Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011г.” № 353 от 29 июня 2009г., <http://pravo.by>

³⁷ Білорусь готова брати участь у реалізації проекту роботи Одеса-Броди в аверсному режимі. – РБК-Україна, 7 жовтня 2008р., <http://www.rbc.ua/ukr/newsline/2008/10/07/443834.shtml>

³⁸ Україна пропонує Білорусі приєднатися до проекту Одеса-Броди. – Телеканал новин “24”, 21 серпня 2009р., – <http://www.24tv.com.ua/economics/2009-08-21/28851.htm>

³⁹ Розраховано експертами Центру Разумкова на підставі даних джерела: Обзор мирового рынка нефти. – Argus Нефтепанорама, 26 февраля 2009г., выпуск 9, №7, с.22.

4. ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ПОСТАЧАННЯ ЯДЕРНОГО ПАЛИВА НА УКРАЇНСЬКІ АЕС

Завдання диверсифікації стосується також постачання ядерного палива – з огляду, насамперед, на 100% залежність від постачань свіжого палива з Росії, значну частку атомної енергетики у виробництві електроенергії (близько 50%), а також – перспективи її розвитку, визначені Енергетичною стратегією України.

На цей час у країні працюють чотири АЕС, на яких розташовані 15 енергоблоків загальною встановленою потужністю 13,8 млн. кВт.; два енергоблоки – №№3-4 Хмельницької АЕС планується ввести в експлуатацію у 2016р. Енергетична стратегія передбачає збільшення до 2030р. 29,8 млн. кВт встановлених ядерних потужностей як шляхом будівництва нових ядерних енергоблоків, так й за рахунок подовження експлуатації (як мінімум, на 15 років) 13 діючих енергоблоків, термін проектною експлуатації яких спливає в період 2011-2026рр.

Отже, потреби вітчизняної атомної енергетики в ядерному паливі є значними і в довгостроковій перспективі зростатимуть. Тим часом, Україна досі залежить від єдиного постачальника – російської компанії ТВЭЛ – що створює певні ризики, перш за все, політичного характеру.

Для їх мінімізації необхідними є як диверсифікація джерел постачання ядерного палива, так і створення елементів власного ядерно-паливного циклу. Відповідні програми були започатковані в Україні ще в 1990-х роках, однак досі їх головні завдання не виконані. На цей час зроблено фактично лише один реальний крок до диверсифікації джерел постачання ядерного палива – підписано контракт з транснаціональною компанією *Westinghouse* на постачання ядерного палива для трьох енергоблоків – у випадку успішного завершення процесу його кваліфікації, який триватиме до 2014р.

У цьому розділі стисло окреслюються особливості диверсифікації джерел постачання ядерного палива, а також поточний стан виконання проектів і програм диверсифікації його поставок на українські АЕС і створення елементів вітчизняного ЯПЦ. Головні характеристики української атомної енергетики наведені у врізці “Ядерний енерго-промисловий комплекс України”.

4.1. Особливості диверсифікації джерел постачання ядерного палива для АЕС

Диверсифікація джерел постачання ядерного палива має ряд особливостей, що потребують врахування під час прийняття відповідних політичних рішень і зумовлені специфічністю цього виду палива та його виробництва (врізка “Ядерний паливний цикл: світові потужності за елементами”).

По-перше, ядерне паливо містить матеріали, що розщеплюються, а тому – належить до товарів подвійного використання (у мирних або військових цілях). Відповідно, його міжнародні передачі здійснюються за спеціальними процедурами на підставі угод з МАГАТЕ про застосування гарантій у зв’язку з Договором про нерозповсюдження ядерної зброї (ДНЯЗ), і підлягають державному експортному контролю. При цьому, Договір визнає невід’ємне право кожної держави-учасниці “розвивати дослідження, виробництво та використання ядерної енергії в мирних цілях”¹. Найбільш чутливими, з точки зору нерозповсюдження, вважаються

технології збагачення природного урану та переробки відпрацьованого ядерного палива (ВЯП)².

Україна має відповідну угоду з МАГАТЕ, що дає їй можливість розвивати як ядерну енергетику, так і здійснювати наукові дослідження в цій сфері та мати на своїй території ядерні об’єкти, поставлені під зазначені гарантії³.

По-друге, коло країн, які володіють повним комплексом ядерних технологій, є досить обмеженим: насамперед, це країни т.зв. “ядерного клубу” – Велика Британія, Китай, Росія, США, Франція⁴. Практично лише ці країни можуть власними силами забезпечувати виробництво ядерного палива (однак, і вони віддають перевагу його виробництву в міжнародній кооперації).

По-третє, як правило, виробники ядерного палива є водночас розробниками проектів і постачальниками обладнання АЕС або тісно пов’язані з ними. Тому вони виробляють паливо насамперед для реакторів власної конструкції (дизайну). Це тягне за собою два наслідки. *Перший*, різні типи реакторів потребують різні види

¹ Договір про нерозповсюдження ядерної зброї, ст.ІV. – Офіційний сайт Верховної Ради України, www.rada.gov.ua. Договір підписано в липні 1968р. Україна приєдналася до Договору як без’ядерна держава у грудні 1994р., обумовивши цей акт необхідністю надання їй гарантій безпеки з боку ядерних держав. Такі гарантії були надані Великою Британією, Росією, США, Францією (на зустрічі ОБСЄ в Будапешті 5 грудня 1994р.), пізніше – Китаєм.

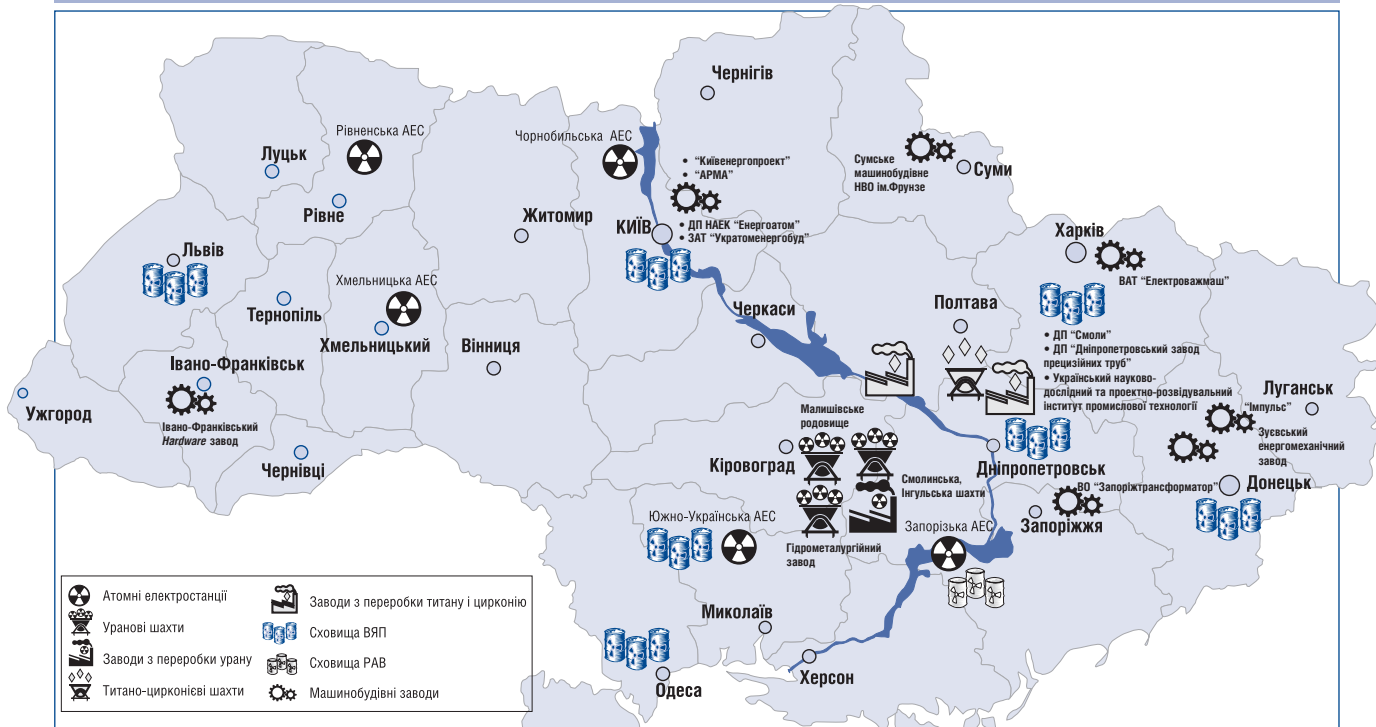
МАГАТЕ – Міжнародне агентство з атомної енергії (International Atomic Energy Agency, IAEA), створене в 1956р. Саме на систему гарантій Агентства спирається ДНЯЗ.

² У червні 2005р. саміт Великої вісімки (Group of Eight, G-8) схвалив План дій з нерозповсюдження, яким, зокрема, передбачалося запровадження річного мораторію на експорт зазначених чутливих технологій. При цьому США відстоювали позицію повної заборони експорту технологій ЯПЦ.

³ Угода між Україною і МАГАТЕ про застосування гарантій у зв’язку з ДНЯЗ ратифікована Верховною Радою в 1997р. Додатковий протокол до Угоди підписаний у серпні 2000р.

⁴ До “ядерного клубу” відносять країни, що володіють ядерною зброєю і є учасниками ДНЯЗ. Мають ядерну зброю, але не приєдналися до ДНЯЗ, – Індія, Пакистан, Північна Корея, Ізраїль.

Ядерний енерго-промисловий комплекс України



УКРАЇНА

- посідає шосте місце у світі і перше – в Європі за розвіданими запасами урану (1,8% світових розвіданих запасів)
- володіє унікальними родовищами цирконію, найбільшими в Європі; українські підприємства є фактично монополістами в постачанні цирконієвої сировини на світовий ринок
- має підприємства з переробки уранової і цирконієвої руди

- має дослідно-промислову базу і найновіші технології виробництва ядерно чистих цирконію і гафнію та цирконієвого прокату
- є третьою країною у світі, після США і Франції, що виробляє чистий гафній
- посідає сьоме місце у світі і п'яте – в Європі за обсягами виробництва електроенергії на АЕС
- має реальні шанси створення в перспективі власного ядерного палива, започавши зарубіжні потужності лише в частині збагачення урану

Діючі енергоблоки

АЕС	Номер енергоблоку	Електрична потужність, МВт	Тип реакторної установки	Дата введення в експлуатацію	Рік закінчення проектного терміну експлуатації
ЗАЕС	1	1 000	ВВЕР-1000	грудень 1984р.	грудень 2014р.
	2	1 000	ВВЕР-1000	липень 1985р.	липень 2015р.
	3	1 000	ВВЕР-1000	грудень 1986р.	грудень 2016р.
	4	1 000	ВВЕР-1000	грудень 1987р.	грудень 2017р.
	5	1 000	ВВЕР-1000	серпень 1989р.	серпень 2019р.
	6	1 000	ВВЕР-1000	жовтень 1995р.	жовтень 2025р.
ЮУ АЕС*	1	1 000	ВВЕР-1000	грудень 1982р.	грудень 2012р.
	2	1 000	ВВЕР-1000	січень 1985р.	січень 2015р.
	3	1 000	ВВЕР-1000	вересень 1989р.	вересень 2019р.
РАЕС	1	420	ВВЕР-440	грудень 1980р.	грудень 2010р.
	2	415	ВВЕР-440	грудень 1981р.	грудень 2011р.
	3	1 000	ВВЕР-1000	грудень 1986р.	грудень 2016р.
	4	1 000	ВВЕР-1000	жовтень 2004р.	жовтень 2034р.
ХАЕС	1	1 000	ВВЕР-1000	грудень 1987р.	грудень 2017р.
	2	1 000	ВВЕР-1000	серпень 2004р.	серпень 2034р.

* Назву приведено у відповідність до офіційних джерел.

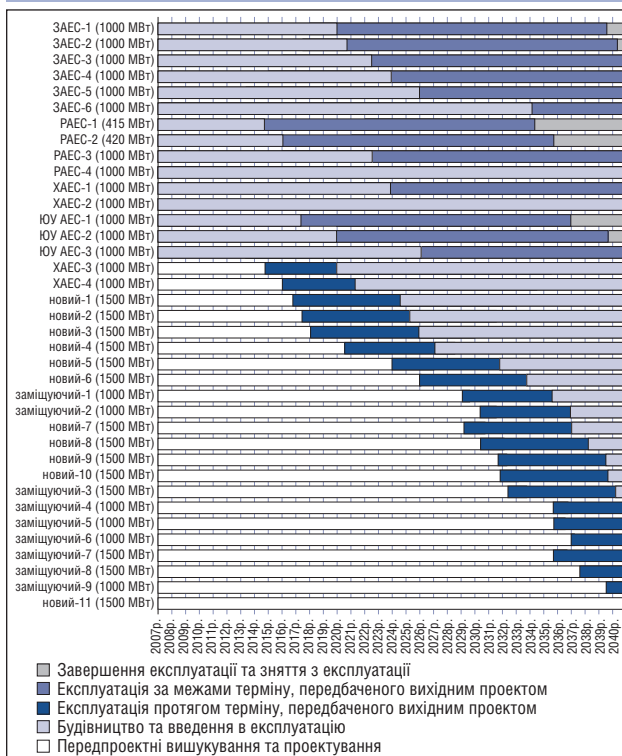
Див.: Офіційний сайт ДП НАЕК "Енергоатом" – <http://www.energoatom.kiev.ua>

Енергоблоки, що плануються до спорудження

АЕС	Номер енергоблоку	Електрична потужність, МВт	Тип реакторної установки	Дата введення в експлуатацію (за планом)
Хмельницька	3	1 000	В-320	Здійснюються дослідження
	4	1 000	В-320	

Скорочення: ВЯП – відпрацьоване ядерне паливо; РАВ – радіоактивні відходи; ЗАЕС – Запорізька АЕС; ЮУ АЕС – Южно-Українська АЕС; РАЕС – Рівненська АЕС; ХАЕС – Хмельницька АЕС

Будівництво і введення в експлуатацію енергоблоків з використанням прилеглих майданчиків АЕС (енергоблоки 1000 МВт або 1500 МВт)



Ядерний паливний цикл: світові потужності за елементами

ЯДЕРНЕ ПАЛИВО

Ядерне паливо використовується в ядерних реакторах у вигляді тепловиділяючих збірок (ТВЗ), що складаються з тепловиділяючих елементів (твелів). Твел – уранова таблетка розміром у кілька сантиметрів, вміщена в герметичну оболонку, виготовлену з цирконієвого сплаву.

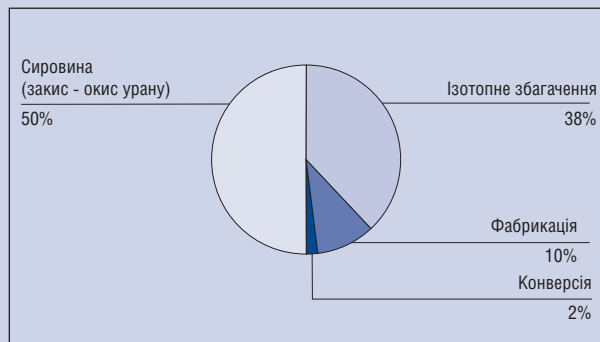
ТВЗ – високотехнологічна продукція, створення та виробництво якої пов'язано із впровадженням науково-технічних розробок, які є інтелектуальною власністю компаній-розробників. Експлуатаційна надійність ТВЗ – важлива складова загальної безпеки ядерної установи, тому вони підлягають обов'язковому ліцензуванню.

До активної зони реакторів ВВЕР-1000 завантажується 163 ТВЗ, які використовуються протягом паливної кампанії – періоду роботи енергоблоку між плановими перевантаженнями. На цей час паливна кампанія на українських АЕС триває 270-300 днів. По завершенню кампанії здійснюється перевантаження чверті ТВЗ (42 одиниць).

Стадії виробництва ядерного палива

1. Видобуток і переробка уранової руди на урановий концентрат, що містить закис-окис урану U3O8 ("жовтий кек");
2. Конверсія: переведення уранового концентрату в газоподібну сполуку із фтором – гексафторид урану (UF6);
3. Збагачення урану: гексафторид урану (UF6) збагачується ізотопом U-235; тобто відбувається збільшення концентрації ізотопу U-235 з 0,7%, що міститься у природному урані, до 3,5–4,5%, необхідних для використання урану для виробництва ядерного палива (або до 90% – для військових цілей)¹;
4. Фабрикація палива
 - реконверсія: збагачений ізотопом U-235 газ UF6 переводиться у двоокис урану UO2;
 - таблетування: з двоокису урану UO2, виробляються уранові таблетки;
 - виготовлення твелів: уранові таблетки поміщаються у трубки з цирконієвого сплаву;
 - виготовлення ТВЗ: певна кількість твелів збирається в жорстку конструкцію визначеної геометричної конфігурації

Частка послуг з виробництва на зазначених стадіях у кінцевій вартості ядерного палива, %



¹ До недавнього часу збагачення урану було найдорожчою стадією ЯПЦ. Однак, після різкого підвищення цін на концентрат урану частка збагачення в ціні ядерного палива складає близько 40%.

Світові потужності збагачення урану, тис. ОРР/рік

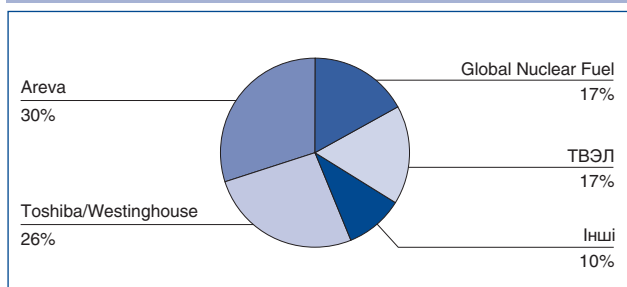
	2002	2006	2015
Франція – Areva	10 800*	10 800*	7 500
Німеччина-Нідерланди-Великобританія – Urenco	5 850	9 000**	15 000
Японія – JNFL	900	1 050	1 500
США – USEC	8 000*	8 000*	3 500+
США – Urenco	0	0	3 000
США – Areva	0	0	1 000
Росія – Tenex	20 000	25 000	33 000+
Китай – CNNC	1 000	1 000	2 000
Інші	5	300	300
Всього	46 500	54 150	66 800+
Потреби (WNA)***	–	48 428	57 000 – 63 000

* застосовується газодифузійна технологія збагачення урану; решта компаній використовують газоцентрифужну технологію

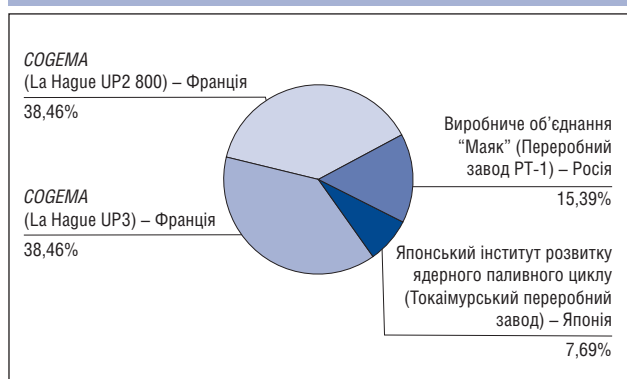
** Urenco збагачувала 10 000 тис. ОРР у червні 2008р. Якщо врахувати завод зі збагачення у США, то у 2012р. очікується 15 000 тис. ОРР

*** За оцінкою Всесвітньої Ядерної Асоціації (World Nuclear Association)

Найбільші компанії за часткою світового ринку виробництва ядерного палива, %



Світові потужності з переробки ВЯП легководних реакторів, станом на кінець 2005р., МТВМ/р, %



Джерело: Федченко В. Багатосторонній контроль над ЯПЦ (таблиця 13Б3), Щорічник СІПРІ 2006: Озброєння, роззброєння та міжнародна безпека. Переклад з англійської/ Стокгольмський міжнародний інститут дослідження миру, Український центр економічних і політичних досліджень імені Олександра Разумкова. – Київ, 2007, с. 614.

Скорочення: ТВЗ – тепловиділяюча збірка; МТВМ – метричні тонни важкого металу; ЯПЦ – ядерний паливний цикл

палива, що обумовлено суттєво відмінними ядерними технологіями, які використовуються в сучасній ядерній енергетиці. Другий, для однотипних технологій ТВЗ різних виробників відрізняються за певними властивостями, що ускладнює їх взаємозамінність і часто зумовлює монополізм одного постачальника⁵. Водночас, деякі оператори АЕС періодично змінюють постачальників або розширюють їх коло з метою диверсифікації джерел постачання та/або підтримки конкуренції на світовому ринку.

Як правило, країни, що розвивають атомну енергетику, але не мають власних підприємств з виготовлення, ядерного палива прагнуть налагодити його виробництво на своїй території та отримати відповідну проектно-конструкторську документацію. Фактично всі крупні розробники реакторів ліцензують свою продукцію у країнах-покупцях.

Питання диверсифікації джерел і закупівлі палива від того чи іншого постачальника також тісно пов'язане з такими питаннями перспектив розвитку атомної енергетики як вибір типу реактора та, відповідно, обладнання (так званого "реакторного острова") для нових ядерних установок.

Країни, які не володіють усіма технологіями ЯПЦ, можуть забезпечувати свої АЕС ядерним паливом шляхом або його виробництва в міжнародній кооперації (Китай, Північна Корея), або закупівлі на світовому ринку (Болгарія, Словаччина, Угорщина, Україна, Фінляндія, Чехія та ін.).

Відповідно, диверсифікація джерел постачання для цих країн можлива двома шляхами: або закупівлі готового ядерного палива на світовому ринку у **трьох постачальників**, або закупівлі у **двох постачальників і водночас – фабрикації палива на власній території** в кооперації з країнами - власниками відповідних технологій (що теж є напрямом диверсифікації).

З початку 1990-х років Україна обрала другий варіант диверсифікації, що згодом і було задекларовано в її Енергетичній стратегії до 2030р.

4.2. Постачання ядерного палива на українські АЕС і проблеми диверсифікації його джерел

Усі діючі українські АЕС оснащувалися реакторами радянської (російської) конструкції – ВВЕР, та забезпечувалися ядерним паливом з Росії, де в рамках єдиного ядерно-промислового комплексу СРСР було налагоджене його виробництво. Таким чином, після розпаду Союзу українська атомна енергетика опинилася у 100% залежності від постачань російського виробника ядерного палива – компанії *ТВЭЛ*.

Така ситуація створювала ризики для енергетичної, отже – національної безпеки країни. Тому в середині 1990-х років було прийнято рішення про пошук альтернативного постачальника ядерного палива.

На цей час означене рішення ще не реалізовано. Зроблені важливі, але ще не остаточні кроки до диверсифікації джерел постачання ядерного палива шляхом налагодження співробітництва з транснаціональною компанією *Westinghouse*. Разом з тим, ці кроки піддаються масованій критиці як у Росії, так і в Україні і стали приводом для інформаційної війни проти відповідних рішень українських державних органів та оператора українських АЕС – Національної акціонерної енергогенеруючої компанії (НАЕК) "Енергоатом".

Співробітництво з корпорацією *ТВЭЛ*. Як зазначалося, 100% потреб у ядерному паливі для українських АЕС задовольняється поставками ТВЗ від компанії

ТВЭЛ. До 1996р. включно паливо постачалося на компенсаційній основі – в рахунок збройового урану, що містився в ядерних боєголовках, які Україна, відмовившись від ядерної зброї, вивозила до Росії для наступного розукомплектування (врізка "*Постачання ядерного палива на АЕС України на компенсаційній основі*").

Постачання ядерного палива на АЕС України на компенсаційній основі

Як відомо, на початку 1990-х років Україна відмовилася від ядерної зброї, яку успадкувала від колишнього СРСР. 14 січня 1994р. була зроблена Тристороння заява президентів України, США і Росії, де визнавалася доцільність компенсації Україні вартості високозбагаченого урану, що містився в ядерних боєзарядках, які вивозилися до Росії з метою їх розукомплектування та переробки збройового урану в енергетичний. У Заяві йшлося про надання Україні "компенсацій у формі тепловиділяючих збірок для атомних електростанцій".

При цьому, США та Росія брали на себе зобов'язання сприяти "розробленню і прийняттю МАГАТЕ угоди, яка поставить всю ядерну діяльність України під гарантії МАГАТЕ, що дозволить безперешкодно експортувати ТВЗ з Росії до України для ядерної енергетики України"⁶. Зокрема, було вирішено, що для започаткування компенсації Росія надасть Україні протягом 10 місяців ТВЗ, що міститимуть 100 т низькозбагаченого урану.

Процес вивезення стратегічних озброєнь з території України до Росії завершився в 1996р. Постачання палива в рахунок вивезених озброєнь продовжувалося до 1998р., однак з 1997р. воно було вже недостатнім для забезпечення роботи українських АЕС і дедалі в більших обсягах їх потреби задовольнялися за рахунок комерційних поставок.

У 1996р. *ТВЭЛ* виграла міжнародний тендер на постачання палива на українські АЕС на комерційних засадах і в 1997р. було підписано контракт, що передбачає постачання ядерного палива на 13 енергоблоків українських АЕС до 2010р. включно. Стосовно енергоблоків №4 РАЕС і №2 ХАЕС, введених в експлуатацію у 2004р. діє контракт, згідно з яким *ТВЭЛ* постачатиме паливо для них до завершення терміну їх експлуатації (включно з терміном подовження, якщо таке подовження буде здійснено).

Корпорація *ТВЭЛ*

Створена в 1996р. Структура, в якій головна організація – *ВАТ ТВЭЛ* – здійснює управління дочірніми утвореннями – підприємствами ЯПЦ Росії. Станом на початок 2009р., у складі корпорації – 14 підприємств, загальна чисельність працівників – близько 17 тис. осіб.

Належить до складу інтегрованої компанії *ВАТ Атомэнергопром*, яка консолідує цивільні активи російської атомної галузі та забезпечує повний цикл виробництва у сфері ядерної енергетики від видобутку урану до будівництва АЕС та виробництва електроенергії. Компанія, своєю чергою, належить до Державної корпорації *Росатом*, створеної у 2007р. з метою консолідації всіх ядерних (військових і цивільних) активів РФ.

ТВЭЛ має два заводи з виробництва ядерного палива, які забезпечують фабрикацію ТВЗ для реакторів ВВЕР, а також, у співробітництві з компанією *AREVA NP* – для реакторів *PHWR* та *BWR*:

- *ВАТ "Машиностроительный завод"*, м. Електросталь (постачає ТВЗ для двох енергоблоків ВВЕР-440 Рівненської АЕС);
- *ВАТ "Новосибирский завод химконцентратов"* (постачає паливо для 13 блоків ВВЕР-1000 трьох інших АЕС України).

Загалом, на паливі корпорації працюють 74 енергоблоки АЕС (17% світового ринку) і 30 дослідницьких реакторів у 14 країнах світу, а також судові реактори російського флоту. Однак, на цей час виробничі потужності з фабрикації ТВЗ завантажені дещо більш ніж наполовину.

На міжнародних ринках корпорація проводить політику активної експансії і користується політичною підтримкою Уряду РФ.

На сьогодні участь України у виробництві ядерного палива для вітчизняних АЕС полягає переважно у видобутку та переробці уранової і цирконієвої руди

⁵ Так, для виробництва ядерного палива російського і західного походження використовуються різні сплави цирконію, ТВЗ також мають різну геометричну конфігурацію,

⁶ Тристороння заява президентів України, США та Росії, 14 січня 1994р. – Офіційний сайт Верховної Ради України.

та поставках до Росії уранового та цирконієвого концентрату (в обсягах 30% та 100% потреби, відповідно). Також до Росії на збереження та переробку вивозиться ВЯП ХАЕС, РАЕС, ЮУ АЕС.

Ціни та обсяги постачань російського палива, які щорічно узгоджуються у відповідних додаткових угодах до контрактів, у відкритих джерелах офіційно не повідомляються. Однак, контракт від 1997р. передбачав, що Україна купуватиме паливо зі значними знижками. Протягом перших років знижки складали 20-25%, але надалі поступово зменшувалися, наближаючи ціну до “базової”, на яку сторони мали вийти до завершення дії контракту.

У 2005р. НАЕК “Енергоатом” і компанія ТВЭЛ підписали документ, згідно з яким до 2010р. ціна на паливо мала визначатися із врахуванням цін на спотових ринках на послуги, пов’язані з різними стадіями ядерно-паливного циклу.

За експертними даними, ціни на російське паливо та послуги зі збереження та переробки ВЯП зростали фактично щороку і протягом останніх 10 років зросли майже вдвічі⁷.

Водночас, нещодавно один з керівників концерну В.Рожественский визнав, що у сфері постачання ядерного палива відносини з Україною будувалися “в ексклюзивному порядку, й ціна на паливо формувалася суб’єктивними факторами”⁸.

Співробітництво з компанією Westinghouse Electric. Як зазначалося вище, на цей час Україна має шанс отримати другого постачальника ядерного палива для енергоблоків ВВЕР-1000 – компанію Westinghouse (врізка “Транснаціональна компанія Westinghouse Electric”).

Компанія присутня на ринку атомної енергетики України з 1994р. В цей час вона разом з АТ “Хартрон” (Харків) – українським розробником і виробником автоматичних систем управління технологічними процесами (АСУ ТП) на АЕС – створили СП “Вестрон”, якому компанія на підставі ліцензійної угоди передала відповідні технології. Сьогодні це підприємство є не лише незмінним учасником реконструкції і модернізації українських АЕС, але й експортером АСУ ТП на АЕС (зокрема, програмно-технічних комплексів “Вулкан”) та послуг з їх обслуговування до багатьох країн світу, в т.ч. – до США.

Після підписання в 1998р. Угоди про співробітництво між Урядом України та Урядом США стосовно мирного використання ядерної енергії (далі – Міжурядова угода Україна-США) компанія Westinghouse була залучена американською стороною до виконання спільних українсько-американських проектів у галузі атомної енергетики⁹.

У червні 2000р. на основі Міжурядової угоди Україна-США була підписана Виконавча угода між Урядом України та Урядом США стосовно проекту кваліфікації ядерного палива для України (проект UNFQP). У 1999р. Westinghouse виступила співзасновником Центру проектування активних зон (ЦПАЗ) на базі Національного наукового центру “Харківський

Транснаціональна компанія Westinghouse Electric

Заснована в 1886р. у США. До 2006р. належала компанії British Nuclear Fuels (BNFL, Велика Британія). У жовтні 2006р. 77% акцій Westinghouse придбала у BNFL японська електротехнічна компанія Toshiba, 3% – японська промислова компанія Ishikawajima-Harima Heavy Industries, 20% – американська промислова компанія The Shaw Group⁹. У серпні 2007р. Toshiba продала 10% акцій Westinghouse казахстанській державній компанії Казатомпром¹⁰.

Компанія має сім підприємств у США, Великій Британії і Швеції; виробляє обладнання для АЕС і ядерне паливо, елементи реакторів і ВВЕР; її відділення розміщені в 60 країнах світу.

У виробництві ядерного палива зайняті понад 4 500 працівників.

Компанія має завод з фабрикації ядерного палива у Швеції (Westinghouse Electric Sweden AB; Nuclear Fuel Factory, працює з 1971р.), де виробляються ТВЗ для реакторів ВВЕР; компоненти виготовляються на заводах США, Чехії і Швеції.

Крім того, компанія забезпечує поставки 60% палива для реакторів BWR у Швеції, для реакторів BWR і PWR в інших країнах Європи, переважну частину палива для реакторів PWR у США.

Загалом, на цей час Westinghouse належить 26% світового ринку ядерного палива. Станом на січень 2006р., на її ТВЗ працювали понад 50% ядерних реакторів США (56 із 104) і понад 40% – Європи (86 із 205).

фізико-технічний інститут”. ЦПАЗ створено як структурний підрозділ Науково-технічного комплексу “Ядерний паливний цикл”, який працює, зокрема, над виконанням Програми наукового, конструкторсько-технологічного і проектного супроводу ЯПЦ України¹².

На її підставі НАЕК “Енергоатом” і Westinghouse започаткували проект кваліфікації ядерного палива цієї компанії з метою вивчення можливості його використання на енергоблоках українських АЕС (врізка “Проект кваліфікації ядерного палива для України (проект UNFQP)”).

Проект кваліфікації ядерного палива для України (проект UNFQP)

Проект передбачає:

- передачу Україні від США технологій з проектування ядерного палива, активних зон реакторів, аналізу безпеки, ліцензування та використання ядерного палива;
- проектування, виготовлення та поставки до України альтернативного ядерного палива для енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000;
- створення в Україні організації, яка б мала право та необхідну науково-технічну базу для проектування ядерного палива та активної зони реактора;
- навчання українських фахівців методам проектування ядерного палива, активних зон реакторів, методології аналізу безпеки та ліцензування¹³.

Фінансування Проекту здійснюється в рамках Міжнародної програми з ядерної безпеки, головним донором якої є Уряд США¹⁴.

Координацію та управління Проектом від України здійснює Державний департамент з ядерної енергетики Мінпаливенерго.

⁷ У відкритих джерелах у різні періоди наводилися різні експертні оцінки. Так, наприкінці 1990-х років повідомлялося, що обсяги закупівлі СЯП становлять до \$250 млн./рік, вивезення ВЯП – до \$50 млн.; на цей час – до \$600 млн. та до \$100 млн., відповідно.

⁸ Див.: Заика А. Не свечной заводик. – Бизнес, 27 июня 2009г., с.18.

⁹ Див.: Завершена продажа Westinghouse Electric. – Радио Свобода, 17 октября 2006г., <http://www.svobodanews.ru>

¹⁰ Казахстан купил у Toshiba 10% американского атомного холдинга Westinghouse. – ЦентрАзия, 23 августа 2007г., <http://www.centrasia.ru>

¹¹ Угода про співробітництво між Урядом України та Урядом США стосовно мирного використання ядерної енергії – підписана 6 травня 1998р., ратифікована 19 березня 1999р., набула чинності 28 травня 1999р.

¹² ЦПАЗ створений на підставі Рішення уповноваженої комісії з вибору базової організації для створення в Україні Центру з проектування палива та активних зон реакторних установок та на виконання Міжурядової угоди Україна-США.

¹³ Недашковской Ю. Контракт с Westinghouse является логическим завершением Проекта квалификации ядерного топлива. – Офіційний сайт НАЕК “Енергоатом”, www.energoatom.kiev.ua

¹⁴ Міжнародна програма з ядерної безпеки США (МПЯБ США) виконується в рамках Угоди між американським та українським урядами щодо підвищення експлуатаційної безпеки, зменшення ступеня ризику експлуатації та зміцнення систем регулювання цивільних атомних об’єктів в Україні від 1992р. У межах Програми лише в 1992-2004рр. було відкрито 72 проекти, профінансовані на загальну суму \$270 млн.



Виконавцями з американської сторони є компанія *Westinghouse* та *Pacific Northwest National Laboratory* – консультант Міністерства енергетики США.

Виконання Проекту передбачає два етапи.

На I етапі здійснені підготовчі роботи (включно з навчанням персоналу) для проведення дослідної експлуатації шести ТВЗ виробництва *Westinghouse* на енергоблоці №3 ЮУ АЕС. Усі стадії виготовлення ядерного палива (купівля концентрату урану, конверсія, збагачення, реконверсія, таблетування, збірка ТВЗ) забезпечувала *Westinghouse*.

На II етапі передбачено здійснення дослідно-промислової експлуатації ТВЗ компанії *Westinghouse* в обсязі перевантаження енергоблоку (42 одиниці).

У серпні 2005р. шість ТВЗ виробництва *Westinghouse* (вироблені на заводі цієї компанії у США) були завантажені в активну зону реактора енергоблоку №3 ЮУ АЕС для дослідної експлуатації.

Дозвіл на дослідну експлуатацію надав Державний комітет ядерного регулювання України (далі – Держатомрегулювання) на підставі розгляду документів з обґрунтування безпеки експлуатації “змішаної” активної зони та результатів їх експертизи.

Роботи з ліцензування експлуатації дослідних ТВЗ ведуться відповідно до документа “Підходи до регулювання ядерної безпеки в рамках проектів впровадження в Україні нових модифікацій ядерного палива”. Однією з основних вимог до ТВЗ виробництва *Westinghouse* була сумісність їх характеристик з ядерним паливом російського виробництва.

Підготовчі роботи, розробку програмно-технічного забезпечення моніторингу активної зони енергоблоку №3 ЮУ АЕС здійснювали згадані вище ЦПАЗ та СП “Вестрон”.

За час дослідної експлуатації 2005-2008рр., тобто за підсумками трьох паливних кампаній, ТВЗ виробництва *Westinghouse* виявили високі експлуатаційні якості.

Партія ТВЗ (42 одиниці), призначена для промислово-дослідної експлуатації, вже доставлена до України, її планується завантажити в січні 2010р. Слід зауважити, що ці збірки мають удосконалену конструкцію (зокрема – посилені їх жорсткості).

Таким чином, загальні результати проекту кваліфікації ядерного палива *Westinghouse* будуть відомі у 2013рр., після завершення чотирьох паливних кампаній з використанням другої партії ТВЗ. У разі позитивних висновків Держатомрегулювання, Україна може отримати другого постачальника ядерного палива.

30 березня 2008р., на виконання рішення РНБО та відповідного Указу Президента України, підписаний контракт між НАЕК “Енергоатом” та компанією *Westinghouse Electric Sweden* про постачання протягом 2011-2015рр. ядерного палива для забезпечення щорічного планового перевантаження трьох енергоблоків ВВЕР-1000 АЕС України¹⁵. Контракт передбачає поставку протягом п’яти років орієнтовно 630 ТВЗ. За необхідності, обсяги поставок можуть бути збільшені до трьох додаткових завантажувальних партій щорічно, в цьому випадку пропорційно збільшенню поставок знижуватиметься ціна.

Форсування підписання контракту, насамперед, з боку Президента України, з компанією *Westinghouse*

створило неузгодженість у часі між намірами Держатомрегулювання підбити підсумки дослідно-промислової експлуатації СЯП і видати/не видати дозвіл на промислову експлуатацію з термінами реалізації контракту на постачання палива компанією *Westinghouse*.

Водночас, контракт містить ряд застережень, оскільки, як зазначалося вище, дослідна експлуатація ТВЗ ще триває. У разі, якщо за її підсумками НАЕК “Енергоатом”, з незалежних від нього причин, не зможе отримати дозвіл Держатомрегулювання на промислову експлуатацію палива *Westinghouse*, він має право розірвати контракт без будь-яких додаткових витрат зі свого боку. За НАЕК “Енергоатом” визнається також право розірвати контракт і припинити постачання у випадку масових технічних відмов палива компанії.

Контракт передбачає, що компанія *Westinghouse* буде здійснювати лише фабрикацію палива, що становить близько 10% вартості ТВЗ. Збагачення урану виконуватиметься Міжнародним центром із збагачення урану в Ангарську (Росія).

Підписання контракту викликало досить нервову реакцію з боку компанії *ТВЭЛ* та українських лобістів її інтересів і супроводжувалося інформаційною війною не лише проти компанії *Westinghouse*, але й проти Уряду України та керівників НАЕК “Енергоатом” (врізка “Інформаційна війна навколо контракту...”).

Противники контракту (і загалом співробітництва України з компанією *Westinghouse*) використовували переважно три аргументи.

1. Негативний досвід використання палива компанії *Westinghouse* на чеській АЕС *Temelin*. У 2005р. на АЕС виникли проблеми з використанням ТВЗ виробництва *Westinghouse*, внаслідок чого вони були достроково вивантажені, а оголошений згодом тендер на постачання палива виграла *ТВЭЛ* (врізка “*Westinghouse* і *ТВЭЛ* на АЕС *Temelin*”).

Westinghouse і ТВЭЛ на АЕС Temelin

На чеській АЕС *Temelin* працюють два енергоблоки ВВЕР-1000, введені в експлуатацію у 2000р. і 2002р. та модернізовані згідно з рекомендаціями ряду місій МАГАТЕ і Всесвітньої організації операторів АЕС відповідно до стандартів ЄС для водо-водяних реакторів під тиском. Згідно з угодою, укладеною до 2009р., СЯП на енергоблоки постачала компанія *Westinghouse*. Перші дві паливні кампанії деформації ТВЗ не виявили, однак під час третьої паливної кампанії (2005-2006рр.) виникли проблеми.

Внаслідок цього, у травні 2006р. був проведений тендер на постачання ядерного палива для АЕС протягом 2010-2020рр., який виграла компанія *ТВЭЛ*.

У вересні 2007р. орган державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки Чехії *SÚJB* оприлюднив спеціальну доповідь “Деформація ТВЗ на АЕС *Temelin*”, в якій наведені дані про механічні деформації ТВЗ (ТВЗ-W), виявлені протягом 2005-2007рр.¹⁶

Водночас, з квітня 2007р. після доопрацювання компанією *Westinghouse* жорсткості конструкції ТВЗ кількість їх механічних деформацій кардинально зменшилася. Влітку 2008р. у ЗМІ з’явилися повідомлення, що оператор АЕС *Temelin*, розуміючи необхідність диверсифікації постачання СЯП, не виключає повернення компанії *Westinghouse* на чеський ринок¹⁷.

Виходячи з цього, можна зробити висновок, що чеська експлуатуюча компанія дещо покvapилася з проведенням тендеру.

¹⁵ Згаданим Указом Уряду доручалось укласти до кінця 2008р. “з метою диверсифікації джерел постачання ядерного палива... під державні гарантії” угоди на постачання АЕС України, починаючи з 2011р. ядерного палива від альтернативного постачальника “в обсягах, не менших, ніж необхідно для перевантаження трьох енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000”. – Указ Президента України “Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 1 лютого 2008р. “Про безпеку ядерної енергетики держави” №156 від 25 лютого 2008р.

¹⁶ Див.: *Degradation of Fuel Elements in Temelin NPP*. – *SÚJB*, September 3, 2007, http://www.sujb.cz/?c_id=624

¹⁷ Чехия сохраняет за собой возможность обратного перехода на топливо от Вестингауза. – *AtomInfo.ru*, 2 июня 2008г., <http://www.atominfo.ru/news/air4231.htm>

ІНФОРМАЦІЙНА ВІЙНА НАВКОЛО КОНТРАКТУ НАЕК “ЕНЕРГОАТОМ” І КОМПАНІЇ WESTINGHOUSE

Жорсткість інформаційної війни, розв’язаної навколо контракту, від самого початку була дещо не зрозумілою, оскільки, *по-перше*, робота над контрактом на постачання російського палива після 2010р. проводилася з середини 2007р., коли була створена спеціальна спільна російсько-українська робоча група в межах Підкомісії з питань атомної енергетики та ядерних матеріалів (у рамках Комітету з питань економічного співробітництва Україно-Російської міждержавної комісії). До її складу ввійшли: від російської сторони – керівники і фахівці корпорацій *Росатом*, *ТВЭЛ*, *ВАТ Технабэкспорт*, від української – Мінпаливенерго, НАЕК “Енергоатом”, ЗАТ “СП “УкрТВЗ”. І вже **від початку її роботи йшлося про постачання російського палива на 12 енергоблоків або менше**.

Фактично в той самий час – у липні 2007р. наказом Мінпаливенерго була створена також спільна робоча група для опрацювання умов комерційного контракту між НАЕК “Енергоатом” і *Westinghouse* (у складі представників Мінпаливенерго, РНБО, Держатомрегулювання та НАЕК “Енергоатом”). І російська сторона знала про створення зазначеної групи та підготовку контракту.

По-друге, українська сторона завжди відкрито визнавала, що не має до компанії *ТВЭЛ* претензій і вважає її й надалі стратегічним партнером, але повинна мінімізувати ризики і в цьому сенсі – налагоджує співпрацю з *Westinghouse*¹.

Проте, інформаційна атака на співробітництво України з компанією *Westinghouse* розпочалася з моменту підписання контракту.

У російських та деяких українських ЗМІ з’явилися десятки матеріалів, у яких йшлося про небезпеку застосування збірок виробництва *Westinghouse* в реакторах російського дизайну². Лунали загрози збільшення ціни на паливо, що його поставлятиме *ТВЭЛ* до України у 2009-2010рр., згідно з контрактом 1997р.³, запровадження фінансових санкцій проти України через порушення авторських прав російських атомників⁴. Уряд України звинувачували в порушенні законодавства про державні закупівлі, хоча Закон “Про закупівлю товарів, робіт і послуг за державні кошти” чітко визначає, що “процедури закупівлі, передбачені цим Законом, **не застосовуються у випадках, якщо предметом закупівлі є: ядерне паливо, неопромінені паливні елементи (ТВЕЛ) для ядерних реакторів**” (ст.3)⁵.

Нарешті, 9 квітня 2008р. на вимогу Партії регіонів відбулися парламентські слухання з питання укладення контракту. В доповіді Мінпаливенерго зазначалося: “залежність від одного монопольного постачальника палива містить у собі елементи загрози національній енергетичній безпеці. І не тому, що російські постачальники ядерного палива є ненадійними чи є проблемними партнерами. На корпоративному рівні це надійний, прогнозований і дуже комфортний для українських атомників партнер, з яким у нас багато спільних програм довгострокового співробітництва. Мова йде про інші ризики. В першу чергу, політичні, техногенні і природні. Світ не винайшов поки що інших рецептів їх подолання чи мінімізації, аніж диверсифікація джерел постачання”⁶. Після слухань з боку української “опозиції” інформаційна війна тимчасово припинилася.

Друга хвиля інформаційної війни припала на початок 2009р. 23 січня з’явилася кілька повідомлень в Інтернет-виданнях з приводу листа голови Держатомрегулювання на адресу першого віцепрем’єр-міністра України О.Турчинова від 30 вересня 2008р. щодо неможливості промислової експлуатації ядерного палива на виконання умов контракту між НАЕК “Енергоатом” та *Westinghouse* з 2011р., оприлюднений російським Інтернет-виданням *REGNUM*⁷.

Зміст листа активно коментували експерти та політики РФ, які висловлювали занепокоєння безпекою використання нерезидентного ядерного палива в реакторах російського дизайну, обурювалися, що російських фахівців не запросили для обстеження стану ТВЗ компанії *Westinghouse* під час планово-попереджувального ремонту енергоблоку №3 ЮУ АЕС влітку 2008р. після третього року їх експлуатації в активній зоні.

У листі йшлося, що за результатами дослідної експлуатації протягом чотирьох років шести ТВЗ, розташованих у периферійній частині активної зони реактора, зробити висновки про прийнятність використання палива *Westinghouse* для промислової експлуатації неможливо. На думку О.Миколайчук, це питання можна буде вирішити лише після отримання результатів дослідної експлуатації 42 ТВЗ протягом чотирьох років, тобто у 2013р., оскільки “як доводить досвід, проблеми с паливними збірками, як правило, виникають під час третього та четвертого років експлуатації”⁸.

Додаткові приводи для інформаційних атак надали суперечності між Прем’єром і Президентом, який підтримує розвиток співпраці з компанією *Westinghouse* (так, у Рішенні РНБО “Про невідкладні заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки України” йдеться про “успішне проведення під керівництвом глави держави переговорів і підписання з Американською Стороною контрактів на постачання компанією *Westinghouse* ядерного палива на 3 атомні енергоблоки, починаючи з 2011р.”⁹).

Зрозуміло, що в Росії використали це як привід оголосити підписані контракти такими, що мають політичне, а не економічне підґрунтя, а Президента України запідозрити в лобюванні американських інтересів.

Усе це негативно впливає на перебіг переговорів між НАЕК “Енергоатом” та російськими компаніями не лише з питань постачання ядерного палива на українські АЕС, але й з приводу інших можливих спільних проектів, наприклад, будівництва нових ядерних енергоблоків.

Не обійшлося без звинувачень і всередині України. Так, у Поданні народних депутатів України “Про ініціювання питання усунення Президента України Ющенка Віктора Андрійовича з поста в порядку імпідменту у зв’язку з вчиненням злочинів” Президента звинувачено в лобюванні інтересів зарубіжної комерційної компанії: “... В.Ющенко неодноразово, користуючись своїми повноваженнями, здійснював кроки, які дають підстави для звинувачень у корупції. Зокрема, це:... лобювання постачання збірок ядерного палива виробництва компанії *Westinghouse*, які набагато дорожчі і непристосовані для реакторів, якими оснащені українські АЕС...”¹⁰.

Наведене дає підстави для наступних тверджень.

- Російська сторона завжди використовує інформаційну складову під час переговорів з метою формування громадської думки і впливу на українського партнера. На жаль, українська сторона не завжди дає адекватну відповідь.
- Використання українськими політиками тих самих аргументів, що їх застосовує російська сторона в боротьбі за збереження своїх позицій на ринку ядерного палива в Україні, свідчить про захист ними російських інтересів в Україні.
- Суперечності між Президентом і Прем’єр-міністром України у вирішенні проблем диверсифікації джерел постачання ядерного палива на українські АЕС послаблюють позиції держави під час переговорів з будь-якими іноземними партнерами не лише у сфері використання ядерної енергії.

¹ Ю.Недашковский: Контракт с *Westinghouse* является логическим завершением Проекта квалификации ядерного топлива. – Офіційний сайт НАЕК “Енергоатом”.

² Див.: Юрий Стужнев: Вестингаузу до сих пор не удалось сделать настолько же качественные топливные сборки как у российского ТВЭЛ – AtomInfo.Ru, 31 марта 2008г.

³ Див.: ТВЭЛ учтет контракт Энергоатома с *Westinghouse* при обсуждении цен на топливо для АЭС Украины. – РБК-Украина, 1 апреля 2008г., <http://www.rbc.ua>

⁴ Див.: Переход на топливо от Вестингауза повлечёт за собой многомиллиардные санкции для Украины. – AtomInfo.Ru, 1 апреля 2008г.

⁵ Закон України “Про закупівлю товарів, робіт і послуг за державні кошти” (2000р.) втратив чинність на підставі Закону “Про визнання таким, що втратив чинність, Закону України “Про закупівлю товарів, робіт і послуг за державні кошти” від 20 березня 2008р.

⁶ Див.: Стенограма п’ятнадцятого засідання Верховної Ради України. 9 квітня 2008р.

⁷ Госкомитет ядерного регулирования Украины выступил против эксплуатации топлива фирмы *Westinghouse* на украинских АЭС. – REGNUM, 23 января 2009г., <http://www.regnum.ru>

⁸ Там само.

⁹ Введено в дію Указом Президента №82 від 11 лютого 2009р.

¹⁰ Україні не потрібен Президент Ющенко! – Голос України, 13 травня 2009р., <http://www.golos.com.ua>

Однак, *по-перше*, на підставі аналізу повідомлень ЗМІ можна зробити припущення, що перевага на тендері була віддана *ТВЭЛ* не через технічні проблеми, які, як визнає речник Чеської енергетичної компанії *CEZ* Е.Новакова, компанія *Westinghouse* “досить успішно розв’язувала”. Головним аргументом був радше ціновий¹⁸.

За свідченнями чеських джерел, “угода була частиною ширшого пакету”, який охоплював не лише ядерне паливо, що дало можливість запропонувати на нього “великі знижки”.

Крім того, чеські аналітики у сфері безпеки дійшли висновку, що у випадку “великих проблем у чесько-російських відносинах” Росія не зможе вчинити тиск на Чехію з цього боку, оскільки “ядерне паливо упродовж кількох місяців можна замовити з інших джерел”. Водночас, чеські спостерігачі визнають, що після угоди з компанією *ТВЭЛ* енергетична залежність Чехії від Росії зросла¹⁹.

По-друге, технічні проблеми виникають і можуть виникнути під час використання палива не лише компанією *Westinghouse*, але й інших виробників, у т.ч. – *ТВЭЛ*.

Так, у вересні 2008р. на VI Міжнародному форумі “ПЕК України: сьогодні та майбутнє” (Київ) була представлена доповідь фахівців Науково-технічного центру НАЕК “Енергоатом”²⁰, в якій вперше оприлюднювалась інформація про кількість негерметичних і деформованих ТВЗ компанії *ТВЭЛ*, виявлених під час їх експлуатації на українських АЕС.

Максимальна кількість пошкоджень ТВЗ припала на 1998р. – рік початку експлуатації удосконалених ТВЗ (модифікації ТВЗ-М). Протягом 1998-2003рр. було достроково вивантажено 145 ТВЗ всіх модифікацій, з яких 40 могли бути повернені в активну зону після ремонту, 105 – ремонту не підлягали²¹. Протягом 2003-2007рр., коли впроваджувалася нова модифікація – ТВЗА, достроково були вивантажені 119 ТВЗ²².

Водночас, досвід експлуатації засвідчив, що протягом 2003-2007рр. динаміка відмов удосконалених російських ТВЗ мала тенденцію до зменшення (з 41 випадку у 2003р. до дев’яти у 2007р.).

Однак, через виявлені в 1999-2000рр. проблеми, пов’язані з недоліками конструкції ТВЗ-М, НАЕК “Енергоатом” відмовився від їх використання на українських АЕС.

Отже, під час впровадження нових модифікацій ТВЗ у дослідно-промислову експлуатацію проблеми виникали в обох компаній – як у *Westinghouse*, так і у *ТВЭЛ*. Обидві компанії, за результатами отриманого

досвіду експлуатації, доопрацьовують конструкції ТВЗ, що, як правило, дає позитивні результати.

Так, за свідченнями фахівців, компанія *Westinghouse* усунула недоліки в конструкції ТВЗ-W, виявлені під час експлуатації на АЕС *Temelin* і реалізувала всі технічні рішення в конструкції ТВЗ, шість одиниць яких сьогодні знаходяться в дослідно-промисловій експлуатації на енергоблоці №3 ЮУ АЕС²³. Так само досвід експлуатації удосконалених російських ТВЗ (ТВЗ-А) протягом 2003-2007рр. на українських АЕС засвідчив, що динаміка відмов мала тенденцію до зменшення (з 41 випадку у 2003р. до дев’яти у 2007р.). На цей час збірки успішно експлуатуються.

2. Надвисока вартість ядерного палива. Російські ЗМІ системно поширюють інформацію, що паливо компанії *Westinghouse* є набагато дорожчим від палива *ТВЭЛ*. При цьому називалися різні параметри цінової відмінності – від 25% до 50%.

Як зазначалося вище, за контрактом, компанія *Westinghouse* здійснюватиме лише фабрикацію ТВЗ. За експертними оцінками, вартість цієї послуги *Westinghouse* є більш ніж на 10% вищою, ніж вартість аналогічної послуги, що її виконує *ТВЭЛ*. Але, на думку фахівців, різниця цін на саме паливо може скоротитися або навіть змінитися не на користь російської компанії. Так, віце-президент НАЕК “Енергоатом” Ю.Коврижкін вважає, що “до 2011р. ціни будуть приблизно однаковими, а до 2015р. у *ТВЭЛ*а вони явно стануть вищими”²⁴. В будь-якому випадку, зі збільшенням обсягів виробництва ціна палива буде знижуватися – що передбачено і контрактом на його постачання на українські АЕС.

Доречно також зауважити, що поява реального конкурента змусить і компанію проводити більш помірковану цінову політику. Отже, в будь-якому випадку збільшення вартості однієї стадії виробництва СЯП, яка складає приблизно 10% вартості палива, жодним чином не може збільшити його кінцеву ціну на 50%.

3. Ризики експлуатації “змішаної” активної зони (тобто одночасне використання різних типів ТВЗ).

Однак, експлуатація в активній зоні реактора ТВЗ різних типів є досить поширеною практикою, оскільки виробники ядерного палива періодично вносять зміни до конструкції збірок з метою підвищення надійності та ефективності їх експлуатації. Так, протягом 2003-2006рр. українські АЕС переводилися на використання російського вдосконаленого ядерного палива – ТВЗА. У зв’язку з цим, на більшості енергоблоків в активній зоні експлуатувалися ТВЗ двох типів – старого зразка та модернізовані. Таким чином, і російський досвід свідчить про можливість одночасного використання різних типів ТВЗ.

¹⁸ Багато експертів вважають, що саме ціновий фактор був головним у перемогах *ТВЭЛ* над *Westinghouse* не лише в Чехії, але й у Фінляндії (2005р.) та Словаччині (2008р.). Що стосується останньої, то пропозиції російської сторони могли бути поєднані “в пакет”, як це практикують російські компанії, – питання поставок ТВЗ могло розглядатися в поєднанні з питанням будівництва на території Словаччини заводу з фабрикації ядерного палива за участю РФ.

Припущення про те, що цінова пропозиція росіян була, можливо, дуже привабливою впливає із заяви радника дирекції НЦ “Курчатовский институт” Ю.Черніліна: “Наші ціни завжди були більш помірними відносно інших постачальників. Сьогодні ця довіра словачів виявилася в підписанні контракту на постачання палива для двох АЕС і, що особливо важливо, у безпрецедентній угоді, яка документально закріплює єдиного постачальника – російську компанію *ТВЭЛ* в ранзі “по життєвого” постачальника палива для словачьких АЕС”. Див.: *Атомная энергетика является наиболее устойчивой к влияниям кризисов: эксперт*. – Информационное агентство REGNUM, 18 ноября 2008г., <http://www.regnum.ru>

¹⁹ Див.: Ярмошук Т. Атомні перегони: яке ядерне паливо краще для України – російське чи американське? – Радіо “Свобода”, 14 липня 2009р., www.radiosvoboda.org

²⁰ Власенко Н. Годун О. Потребность украинских АЭС в модернизации ядерного топлива. Участие научно-исследовательских институтов Украины в международных программах по проектированию перспективных реакторных установок и ядерного топлива. – VI Международный форум “Топливно-энергетический комплекс Украины: настоящее и будущее”, 25 сентября 2008г., презентация.

²¹ При цьому із 40 ТВЗ-М: на семи – зафіксована відмова за механічною цілісністю без пошкодження ТВЕЛів (надірвані дистанційні решітки); вісім – кваліфіковані за відмовою на підставі контролю герметичності оболонок; 17 – достроково вивантажені для ремонту.

²² З яких: 24 – мали відмову за результатами контролю за герметичністю оболонок без пошкодження ТВЕЛів або відмову через прямий контакт палива з теплоносієм; 17 – повернені в активну зону; 75 – виробили свій ресурс більш ніж на 60%; три – вивантажені достроково з можливістю повернення після відповідного ремонту (1 ТВЗА, 2 ТВЗ-М).

²³ Sun Kaichao “MCNP modeling of hexagon VVER fuel”. – Master of Science Thesis Reactor Physics Department Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2008, <http://clio.neutron.kth.se/publications/library/KaichaoMSc.pdf>

²⁴ Див.: Рясной Д. Группа контактов. Украина вплотную взялась за диверсификацию источников поставок ядерного топлива. – Деловая столица, 7 апреля 2008г.

4.3. Створення елементів ЯПЦ в Україні

Рішення про створення в Україні елементів ЯПЦ прийняте Кабінетом Міністрів відповідно до згаданої вище Тристоронньої домовленості президентів України, Росії і США від 1994р. Передбачалося, що воно буде реалізоване через розвиток вітчизняних промислових потужностей з видобутку та переробки урану, створення потужностей з виробництва цирконієвого сплаву і прокату, виробництва нержавіючих і цирконієвих комплектуючих ТВЗ для ВВЕР-1000 та кінцевої збірки ТВЗ.

Комплексна програма створення елементів ЯПЦ в Україні. На виконання цього рішення у квітні 1995р. була затверджена Комплексна програма створення елементів ЯПЦ в Україні (далі – Комплексна програма), що була розрахована на 1995-2004рр., складалася з шести галузевих програм і передбачала²⁵:

- досягнення виробництва уранового концентрату до 100% потреби в урані АЕС України;
- розвиток цирконієвого виробництва в обсязі потреб атомної енергетики України та РФ;
- організацію виробництва металевих цирконію і комплектуючих для ТВЗ в обсязі потреб АЕС України.

Водночас, не передбачалося створення підприємств зі збагачення урану та переробки ВЯП, оскільки, *по-перше*, ці виробництва є чутливими з точки зору можливого їх використання у військових цілях, *по-друге*, Комплексна програма ухвалювалася в умовах глибокої економічної кризи, *по-третє*, за оцінками,

створення повного ЯПЦ є доцільним за умови наявності в країні не менш ніж 26 ГВт встановлених потужностей АЕС²⁷ – тоді як на той час Україна мала 11 ГВт (сьогодні – 13,7 ГВт). Виходячи з наведеного, фахівці Державного комітету України з використання ядерної енергії дійшли висновку, що ні з економічної, ні з технічної точки зору Україна не зможе створити зазначені виробництва²⁸.

У 1995р. відбувся також міжнародний тендер з вибору технології виготовлення ядерного палива, власне – партнера у створенні заводу з виробництва ядерного палива, який мав забезпечувати всі діючі енергоблоки ВВЕР-1000 в Україні. Перемогу в тендері здобула компанія *ТВЭЛ*, пропозиції якої передбачали створення СП Україна-Казахстан-Росія з виробництва ядерного палива для реакторів ВВЕР-1000 АЕС України, а також – передачу українській стороні технології виробництва комплектуючих ТВЗ і програмних кодів, необхідних для проектування та супроводу паливних компаній енергоблоків АЕС.

Зазначене СП – ЗАТ “Спільне українсько-казахстансько-російське підприємство з виробництва ядерного палива “УкрТВЗ” – було створене лише у 2001р., однак, з різних причин фактично так і не почало працювати²⁹.

Доречно відзначити, що, на відміну від України, Казахстан, ухваливши рішення про створення елементів ЯПЦ на своїй території, успішно його реалізує (врізка “Досвід Казахстану зі створення елементів ЯПЦ”).

ДОСВІД КАЗАХСТАНУ ЗІ СТВОРЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЯПЦ

З середини 1990-х років Казахстан став на шлях укладення стратегічних альянсів для залучення інвестицій, створення спільних підприємств з провідними учасниками світового ядерного ринку, обміну частками участі в їх підприємствах. Завдяки послідовній реалізації цієї політики, *Казатомпром* у 2008р. перетворилася на транснаціональну вертикально інтегровану компанію, яка має на меті торгувати готовим ядерним паливом, а не урановою сировиною. Компанія може брати участь у виконанні всіх елементів ЯПЦ за винятком переробки ВЯП та розміщення РАВ.

Видобуток урану. *Казатомпром* ініціював програму, що передбачає введення в експлуатацію 16 урановидобувних рудників і масштабне збільшення видобутку концентрату урану – з 3 000 т у 2003р. до 15 тис. т до 2010р.

У 2007р. було видобуто 6 637 т, у 2008р. – 8 521 т (приріст – 28,8%). У 2009р. планується видобути 11 900 т.

Створені і працюють спільні підприємства з видобутку урану з канадською корпорацією *Cameco (Inkai)*, французькою *Areva (Katco)*, російською *Техснабэкспорт*, японськими *Sumitomo Corporation* та *Kansai Electric Power Co. Inc.*

Конверсія. У червні 2008р. підписана угода з *Cameco* (Канада) про створення нового СП – *ТОВ Ульба-Конверсія (Казатомпром – 51%, Cameco – 49%)*. *Cameco* надає технологію виробництва гексафториду урану. Виробнича потужність – 12 тис. т/рік, що складе 17% світових потужностей²⁶.

Збагачення урану. У травні 2007р. на базі Ангарського електролізного хімічного комбінату (м.Ангарськ, Іркутська область, РФ) створено Міжнародний центр зі збагачення урану (МЦЗУ); 90% акцій належить РФ, 10% – Казахстану.

Реконверсія. Реконверсія збагаченого гексафториду урану в двоокис урану здійснюється на Ульбінському металургійному заводі (Казахстан).

Паливні таблетки. Виробництво паливних таблеток з двоокису урану здійснюється на Ульбінському металургійному заводі з радянських часів. Протягом 40 років завод забезпечував паливними таблетками

реактори російського дизайну – ВВЕР та РБМК. *Казатомпром* є сертифікованим постачальником порошків двоокису урану американській компанії *General Electric* для виготовлення ТВЗ для реакторів типу *BWR*.

Казатомпром має намір вийти на світові ринки з паливними таблетками для реакторів типу *PWR, BWR, CANDU*, а також – російських ВВЕР, розташованих поза територією РФ.

З цією метою ведуться активні роботи з кваліфікаційних випробувань і сертифікації компонентів палива спільно з партнерами – провідними світовими атомними компаніями-розробниками реакторів і постачальниками палива для АЕС: *Areva NP* (Франція), *Westinghouse EC/Toshiba* (США-Японія), *CGNPC, CNNC* (Китай), *Nuclear Fuel Industries* (Республіка Корея), *Kansai Electric Power Co.*, *Sumitomo Corporation* (Японія), *BAT “Государственный научный центр – Научно-исследовательский институт атомных реакторов”* (РФ).

Фабрикація. У липні 2008р. *Казатомпром* і французька компанія *Areva NP* підписали угоду про розвиток спільної діяльності в галузі ЯПЦ, відповідно до якої *Areva* забезпечить технічну підтримку створення виробництва з виготовлення ТВЗ потужністю 1 200 т/рік на Ульбінському металургійному заводі³⁰. В рамках СП (*Казатомпром* – 51%, *Areva* – 49%) виробництво матиме окрему лінію для виробництва ТВЗ для реакторів французького дизайну (400 т урану/рік), при цьому паливні таблетки будуть постачатися *Казатомпром*. Решта виробничої потужності – 800 т урану/рік (*Казатомпром* – 100%) – будуть використовуватися для виробництва палива для реакторів іншого дизайну.

Будівництво заводу заплановане на 2009-2012рр., випуск першої продукції – у 2013р. СП збудуватиме продукцію самостійно.

У 2007р. *Казатомпром* уклав також угоду з Гуандунською ядерно-енергетичною корпорацією (*CGNPC*, Китай). Згідно з угодою, *Казатомпром* постачатиме ядерне паливо для китайських АЕС, оператором яких є *CGNPC*.

На цей час у Казахстані здійснюються також заходи з розробки, проведення кваліфікаційних випробувань і ліцензування перспективних видів палива на різних реакторних базах (модифіковане уран-гадолінієве, уран-нітридне та уран-берилієве паливо).

²⁵ Затверджена Постановою Кабінету Міністрів №267 від 12 квітня 1995р.; надалі головні показники Програми були переглянуті, нова редакція Програми затверджена Постановою №634-8 від 6 червня 2001р. (постанови мають гриф “Для службового використання”). Комплексна програма була внесена до Національної енергетичної програми України до 2010р., затвердженої Верховною Радою у 1996р.

²⁶ Див.: Смирнов С. Урановий ренесанс Казахстану. – Международный деловой журнал KAZAKHSTAN, 2008, №3, <http://www.investkz.com/journals/56/554.html>

²⁷ The Economics of the Nuclear Fuel Cycle. – Nuclear Energy Agency OECD, 1994; <http://www.nea.fr/html/ndd/reports/efc>

²⁸ Державний комітет України з використання ядерної енергії – на той час профільний центральний орган виконавчої влади.

²⁹ Докладно про виконання галузевих програм “Уран України” і “Цирконій України”, діяльність ЗАТ “Спільне українсько-казахстансько-російське підприємство з виробництва ядерного палива “УкрТВЗ”, яке так і не розпочало повноцінну роботу, див.: Ядерна енергетика у світі та Україні: Стан і перспективи розвитку. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2008, №3, с.25-29.

³⁰ Див.: Тепловыделяющие сборки. – Официальный сайт *Казатомпром*, http://www.kazatomprom.kz/ru/pages/Teplovodyayayuschie_sborki

Перебіг виконання Комплексної програми. Протягом часу виконання Комплексної програми фактичне фінансування її складових становило, за різними оцінками, від 20% до 40% планованих обсягів³¹. Крім того, лише з 2000р. різко зросли ціни: на обладнання та будівельні матеріали – більш ніж утричі, на будівельно-монтажні роботи – в чотири рази. У результаті, коштів вистачало лише для підтримки діяльності підприємств і заробітну плату. Практично жодне завдання, передбачене Комплексною програмою, в повному обсязі не виконане.

Законом про Держбюджет на 2009р. на виконання заходів Комплексної програми та Державної програми приведення небезпечних об'єктів виробничого об'єднання "Придніпровський хімічний завод" в екологічно безпечний стан і забезпечення захисту населення від шкідливого впливу іонізуючого випромінювання передбачено 888 743,5 тис. грн. (проти 229 860,4 тис. у 2008р.).

Таким чином, планове фінансування створення елементів ЯПЦ було збільшено вчетверо. Крім того, вперше виділено кошти на створення резерву ядерного палива та ядерних матеріалів – 450 млн. грн.³²

Однак, станом на серпень 2009р. із зазначеної вище суми в майже 889 млн. грн. освоєно лише 130 млн. грн., або близько 15% запланованої на рік³³. З іншого боку, Постановою Кабінету Міністрів від 19 серпня 2009р. кошти, що передбачалися на виконання названих вище програм, частково передані на поточні потреби інших секторів ПЕК³⁴. Така ситуація дає підстави стверджувати, що заходи зі створення елементів ЯПЦ в Україні, заплановані на поточний рік, виконані не будуть.

Слід додати, що систематичні зриви виконання заходів Комплексної програми вже призводили до її перегляду у 2001р. Після ухвалення у 2005р. Енергетичної стратегії України стала очевидною необхідність розробки нової, реалістичної Державної програми створення елементів ЯПЦ. На цей час схвалена Концепція Державної цільової програми "Ядерне паливо України", якою передбачалася, що названа програма буде розрахована на 2009-2013рр.³⁵ Однак, сама Концепція була затверджена лише в лютому 2009р., відповідно – програма, що охоплювала поточний фінансовий рік, не могла бути прийнята.

Будівництво заводу з виробництва ядерного палива в Україні. Як зазначалося вище, підприємство "УкрТВЗ", створене у 2001р. з метою налагодження виробництва ядерного палива в Україні, фактично не діяло. Тому проблема організації такого виробництва є актуальною й досі. Так само як і проблема вибору партнера з будівництва та експлуатації заводу – оскільки

Україна не володіє усіма необхідними технологіями. Зокрема, вона зацікавлена, щоб потенційний партнер був згоден передати технології:

- реконверсії урану та виготовлення паливних таблеток;
- виготовлення комплектуючих виробів для ТВЗ з цирконієвого прокату та нержавіючої сталі;
- виробництва твелів і ТВЗ.

Відповідно до нинішніх планів, завод з фабрикації ядерного палива має бути введений в експлуатацію до запуску енергоблоків №№3 і 4 ХАЕС (з тим, щоб забезпечити їх перші завантаження паливом вітчизняної фабрикації) – тобто, до 2015-2016рр.

Планується, що на першому етапі завод буде здійснювати складання ТВЗ. Одночасно для виробництва комплектуючих з цирконієвого прокату передбачається:

- визначити та узгодити умови передачі технології виробництва цирконієвого сплаву і трубної заготовки, закупити необхідне обладнання;
- удосконалити технології холодної деформації і закупити необхідне обладнання для виробництва цирконієвого прокату;
- провести реконструкцію і технічне переобладнання ДНВП "Цирконій", ДП "Дніпропетровський завод прецизійних труб", дослідного виробництва НДІ "Титан"³⁶.

Таким чином, першочерговим завданням підготовки до налагодження виробництва ядерного палива в Україні є вибір партнера з будівництва заводу з його фабрикації. Це завдання є непростим для концерну "Ядерне паливо України", оскільки, *по-перше*, крім економічних чинників, вагому роль у цьому виборі відіграють політичні чинники. *По-друге*, прийняте рішення вплине на майбутнє ядерної енергетики України в цілому, насамперед, у питанні вибору типу реактора для нових енергоблоків – західного чи російського дизайну.

4.4. Поточний стан розв'язання проблеми диверсифікації джерел забезпечення АЕС України ядерним паливом

На цей час Україна має фактично двох потенційних партнерів як у подальшому забезпеченні постачань ядерного палива на вітчизняні АЕС, так і в будівництві на своїй території заводу з його фабрикації – російську компанію *ТВЭЛ* і транснаціональну компанію *Westinghouse*³⁷.

При цьому, судячи з повідомлень преси, кожна з компаній користується підтримкою певних вищих

³¹ Для прикладу: фінансування будівництва Новокостянтинівського рудника, передбаченого програмою "Уран України", у 2007р. склало 12,9% передбачених обсягів (83,1 млн. грн. замість 643 млн. грн.), у 2008р. – 14,4% (146,8 млн. грн. замість 1 019 млн.). Недофінансування уранового виробництва в цілому у 2007р. склало 1 161,2 млн. грн., у 2008р. – 1 571 млн. грн.

³² Закон "Про Державний бюджет України на 2009р." (26 грудня 2008р.). Зокрема, джерелом фінансування заходів зі створення ЯПЦ в Україні визначено: "збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на електричну та теплову енергію, в т.ч. 160 млн. грн. нарахованих і несплачених зобов'язань державного підприємства "Енергоринок" перед Держбюджетом України із цього збору за минулі роки" (п.5 ст.6).

³³ Див.: Соколовський: КМУ формирует новые угрозы энергобезопасности Украины. – УНИАН, 26 августа 2009г.

³⁴ Постанова Кабінету Міністрів "Питання здешевлення кредитів на створення запасів твердого палива для теплоелектростанцій" №883 від 19 серпня 2009р.

³⁵ Затверджена Розпорядженням Кабінету Міністрів №216 від 25 лютого 2009р.

³⁶ "Международное сотрудничество в обеспечении украинских АЭС ядерным топливом" стенограма виступу президента НАЕК "Енергоатом" Ю.Недашковського на Круглому столі "Міжнародна кооперація на ринку ядерного палива як фактор підвищення гарантій постачання" у рамках Форуму "АТОМЕКСПО 2009". – Офіційний сайт НАЕК "Енергоатом", 27 травня 2009р.

³⁷ У 2007р. була створена Міжвідомча робоча група з вивчення доцільності використання уран-дейтерієвого реактора *CANDU* (Canadian Deuterium-Uranium) канадської державної компанії *AECCL*. Однак, досі жодні її висновки чи рекомендації офіційно не презентувалися.

У березні 2008р. Ю.Тимошенко повідомила про готовність французької компанії *AREVA* обговорити можливість будівництва в Україні заводу з конверсії урану, який міг бути або спільним, або українським підприємством, для функціонування якого могли бути закуплені ліцензії на технології та обладнання. Проте, про розвиток домовленостей на цей час нічого не відомо.

державних посадовців України. Так, Прем'єр-міністр України Ю.Тимошенко підтримує співробітництво з компанією *ТВЭЛ* (про це йшлося, зокрема, під час її візиту до Москви у квітні 2009р.). Натомість, Президент України віддає перевагу співробітництву з *Westinghouse*³⁸.

Позиції *ТВЭЛ* і російської сторони. Оскільки Україна підписала згаданий вище контракт на постачання СЯП на три енергоблоки ЮУ АЕС з компанією *Westinghouse* та зацікавлена в диверсифікації постачань надалі, після завершення проекту кваліфікації (яке очікується у 2014р.), то в її інтересах укласти з *ТВЭЛ* середньостроковий контракт – наприклад, на 2011-2015рр.

Однак, намагаючись зберегти за собою ринок ядерного палива в Україні, російські компанії, за підтримки вищого керівництва РФ, пов'язують в єдиний пакет вирішення питань подальшого постачання СЯП на АЕС України з іншими питаннями співробітництва у сфері атомної енергетики і ставлять виконання спільних проектів у ядерно-промисловій галузі (будівництво енергоблоків №3-4 ХАЕС³⁹; заводу з фабрикації ядерного палива на території України) в залежність від параметрів майбутнього контракту. Йдеться насамперед про обсяги поставок – мінімум для 12 енергоблоків, і термін дії контракту – 15 років (2011-2025рр.).

Такі вимоги обґрунтовуються економічними міркуваннями. Керівники *ТВЭЛ* неодноразово заявляли, що лише в разі постачання їх палива на 90 реакторів російської конструкції має економічний сенс будувати заводи з фабрикації російського палива на територіях інших країн. Віце-президент *ТВЭЛ* В.Константинов так прокоментував зазначені вище пропозиції: "Росія запропонувала не просто довгострокові відносини з поставок палива, а їх якісно новий рівень – виробничу інтеграцію. Тому створення заводу ми розглядаємо в нерозривному зв'язку з довгостроковим контрактом... Без довгострокових відносин з Україною в галузі атомної енергетики проекти стають для нас економічно неефективними"⁴⁰.

Питання контракту на постачання ядерного палива, будівництва заводу та енергоблоків №3 і 4 ХАЕС обговорювалися 29 квітня 2009р. під час візиту Прем'єр-міністра України Ю.Тимошенко до Москви в рамках засідання українсько-російської Комісії економічного співробітництва. На підсумковій прес-конференції Прем'єр-міністр РФ В.Путін заявив, що РФ готова надати кредит у \$4 млрд. для будівництва згаданих енергоблоків за умови, що він буде використаний для виробництва обладнання на російських заводах. Йшлося також про те, що контракти на постачання ядерного палива для українських АЕС плануються укласти до 2020р. Однак, жодних документів

підписано не було⁴¹. Про розвиток домовленостей на цей час офіційно не повідомлялося.

З іншого боку, російська сторона вдається до певного тиску на Україну, активізуючи переговори зі Словаччиною про будівництво на її території заводу з фабрикації ядерного палива – що поставить під сумнів доцільність будівництва такого заводу в Україні за участю чи без участі РФ⁴².

Пропозиції *Westinghouse*. Компанія зацікавлена як у постачанні ядерного палива на українські АЕС, так і в участі в будівництві заводу з його фабрикації. Зокрема, зацікавленість в участі в будівництві заводу підтвердив у лютому 2009р. Посол США в Україні В.Тейлор⁴³. На його думку, налагодження в Україні власного виробництва елементів ТВЗ зменшить вартість СЯП для українських АЕС.

Крім того, за умовами проекту кваліфікації ядерного палива, в разі успішного його завершення *Westinghouse* має передати українській стороні технології: проектування ядерного палива та активних зон; ліцензування ядерного палива; виконання аналізу безпеки ядерних установок з його використанням. А за інформацією представників *Pacific Northwest National Laboratory*, в рамках наступного етапу проекту кваліфікації ядерного палива розглядаються можливості виробництва деяких елементів палива на заводі відокремленого підрозділу НАЕК "Енергоатом" – Атоменергопрому⁴⁴.

Переваги і ризики. Таким чином, боротьба між *ТВЭЛ* і *Westinghouse* поширилася не лише на ринок СЯП для українських АЕС, але й на право участі в будівництві заводу з фабрикації ядерного палива.

Вибір партнера має для майбутнього ядерної енергетики стратегічний характер. Оскільки, якщо в майбутньому будуть будуватися нові енергоблоки лише російського дизайну, то це має економічний сенс, однак водночас – поставить Україну в залежність від одного постачальника реакторних технологій, оскільки, як зазначалося вище, власники реакторних технологій одночасно виробляють ядерне паливо для своїх реакторів.

З іншого боку, якщо завод буде будуватися спільно з російськими компаніями, а *Westinghouse* залишиться постачати паливо лише на три українських енергоблоки, то вона може вийти з українського ринку, оскільки такий обсяг постачань є для неї економічно не вигідним.

Водночас, існує загроза, що після виходу *Westinghouse* з українського ринку, російська сторона може припинити співробітництво з будівництва заводу з фабрикації, оскільки *ТВЭЛ* бажає зберігати монополію на паливо для своїх реакторів і виробляти його на власній території. В цьому випадку Україна залишиться у 100% монопольній залежності від *ТВЭЛ*.

³⁸ Так, у червні 2009р. на засіданні РНБО Президент В.Ющенко висловився наступним чином: "Мене тривожить ситуація, яка складається на ринку ядерного палива. Можу сказати, що наші традиційні партнери в даному питанні сьогодні активно здійснюють заходи щодо монополізації ринку послуг з ізотопного збагачення урану". Подібний підхід, за словами Президента, фактично повторює сценарій газового енергетичного шантажу, апробований в січні 2009р. Єдиним орієнтиром у цій ситуації є принцип диверсифікації, визначений в Енергетичній стратегії. Водночас, В.Ющенко наголосив, що це питання перебуває винятково в компетенції Уряду. Див.: Глава держави стурбований ситуацією на ринку ядерного палива. – Офіційний сайт Президента України, 5 червня 2009р., <http://www.president.gov.ua>

³⁹ У жовтні 2008р. переможцем тендеру з будівництва енергоблоків Мінпаливенерго визнано російську компанію *Атомстройэкспорт*, яка запропонувала проект В-392Б. Загальна вартість проекту – 15 млрд. грн. Російська сторона запропонувала також, що в загальній вартості поставок вона забезпечить 85% товарного кредиту, лише 15% – повинна забезпечити українська сторона.

⁴⁰ Див.: Осада Я. Знадобиться не менше семи років для створення виробництва ядерного палива. – Голос України, 24 квітня 2009р., <http://www.golos.com.ua>

⁴¹ Див.: *Россия и Украина 15 июля подпишут долгосрочный контракт по ядерному топливу.* – Газета.ру, 29 апреля 2009г., <http://www.gazeta.ru>

⁴² За словами віце-президента корпорації П.Лавренюка, під час переговорів у листопаді 2008р. словацькі партнери "надали досить серйозні аргументи для того, щоб розмістити завод на території Словаччини. Дійсно, це політично стабільна держава, повноправний член ЄС, який підтримує конструктивні контакти з Росією на найвищому політичному рівні, планує розвивати атомну енергетику... і прийняла рішення про добудову 3 і 4 енергоблоків АЕС "Моховце" за російськими технологіями". Див.: Словачка может перехватить у Украины завод по выпуску топлива для АЭС. – <http://www.ogo.ua>, 17 июля 2009г.

⁴³ Див.: Посол США на Украине: Вестингауз готов помочь украинским атомщикам наладить производство ТВС. – AtomInfo.Ru, 11 февраля 2009г.

⁴⁴ На ЮУ АЕС проходить семінар з приймального контролю паливних збірок США. – Офіційний сайт НАЕК "Енергоатом", 18 березня 2009р.

Саме про загрозу монополізації Росією українського ринку ядерного палива йдеться в рішенні РНБО від 10 січня 2009р. “Про невідкладні заходи із забезпечення енергетичної безпеки України”: “Поточний стан переговорів з Російською Стороною про постачання ядерного палива для українських АЕС, зокрема спроба Російської Сторони пов’язати укладення контрактів на постачання ядерного палива для українських АЕС у 2009р. і 2010р. з укладенням довгострокової угоди до 2020р., свідчить про можливість реалізації ряду ризиків для Української Сторони, пов’язаних з монополізацією ринку ядерного палива в Україні”⁴⁵.

Що стосується партнерства України з *Westinghouse*, то принципово важливою перевагою виконання проекту в такому партнерстві є те, що після його завершення та повного завантаження виробничих потужностей українського заводу Україна матиме можливість виходу на світовий ринок ядерного палива як експортер – оскільки технологія *Westinghouse* дозволяє виробництво палива для реакторів різних типів⁴⁶.

Якщо взяти до уваги наміри багатьох держав розвивати ядерну енергетику, то реактори дизайну компанії *Westinghouse*, зважаючи на їх високі експлуатаційні характеристики та рівень безпеки, будуть активно будуватися у світі (за прогнозами МАГАТЕ, до 2030р. половина реакторів АЕС світу будуть виготовлені цією компанією). В цьому сенсі співробітництво з *Westinghouse* дозволяє сподіватися, що з часом буде потреба виробляти ядерне паливо також для цього типу реактора на українському заводі та дозволить вийти на світовий ринок ядерного палива. У стратегічному плані співробітництво з компанією *Westinghouse* з питання будівництва заводу з фабрикації ядерного палива для України є вигідним.

На цей час проблема вибору Україною стратегічного партнера в розвитку її атомної енергетики залишається відкритою. Фактично всі питання, пов’язані з диверсифікацією джерел постачання ядерного палива на українські АЕС є предметом гострих дискусій – як внутрішніх, так і на міжнародному рівні. Озвучені офіційними особами терміни як визначення партнера з будівництва заводу з фабрикації ядерного палива, так і підписання контракту з *ТВЭЛ* минули⁴⁷, проте дискусії продовжуються та, відповідно – справляють суперечливий вплив на процес переговорів між НАЕК “Енергоатом” і компанією *ТВЭЛ*.

До головних причин зволікання з вирішенням зазначених питань слід віднести не лише їх важливість для національних інтересів України і складність примирення в інтересах України двох великих компаній, які ведуть запеклу конкурентну боротьбу на світових ядерних ринках. На жаль, однією з причин є відсутність консенсусу в цих питаннях серед вищого державного керівництва України. Тим часом, вибір лише одного партнера має свої переваги, але таїть у собі і значні ризики.

Україна зацікавлена у співробітництві з обома компаніями, оскільки, *по-перше*, саме в розширенні кола партнерів полягає сутність диверсифікації,

по-друге, таке співробітництво відповідає потребам забезпечення енергетичної, отже – національної безпеки країни.

ВИСНОВКИ

Мінпаливенерго, ДК “Ядерне паливо України”, НАЕК “Енергоатом” мають уважно прорахувати всі варіанти, спрогнозувати можливі наслідки, щоб успішно продовжувати переговори з *ТВЭЛ*, оскільки саме *ТВЭЛ* сьогодні наполягає на закріпленні постачань свого палива не менш як на 12 українських енергоблоків після 2010р. та пов’язує це з цінами на СЯП на 2009-2010рр. й іншими проєктами в галузі ядерної енергетики.

В умовах коливання цін на урановий концентрат і наявності масштабних планів розвитку ядерної енергетики у світі, що може призвести до зростання цін на ядерне паливо, створення елементів ЯПЦ має стати пріоритетним напрямом діяльності атомно-промислового комплексу України. Незважаючи на економічну кризу, Уряд повинен сконцентрувати матеріальні та фінансові ресурси і спрямувати їх в цю галузь.

Протягом 14 років практично жодне завдання Комплексної програми створення елементів ЯПЦ в Україні виконане не було. До причин такої ситуації слід віднести насамперед брак політичної волі і труднощі з фінансуванням.

Реальним кроком до диверсифікації джерел постачання ядерного палива на українські АЕС є реалізація проекту кваліфікації ядерного палива виробництва компанії *Westinghouse* та підписання контракту, подальша доля якого залежить від результатів дослідно-промислової експлуатації ТВЗ виробництва цієї компанії, які будуть відомі у 2013р.

Підписання контракту стало причиною інформаційної війни з боку російських ЗМІ проти планів України залучити другого постачальника ядерного палива. Намагаючись зберегти за собою український ринок ядерного палива, російські компанії за підтримки вищого керівництва РФ, пов’язують виконання інших спільних проєктів у ядерно-промисловій галузі (будівництво енергоблоків №№3 і 4 ХАЕС, будівництво заводу з фабрикації ядерного палива) з параметрами майбутнього контракту на постачання ядерного палива від компанії *ТВЭЛ* до України після 2010р.

У цій ситуації необхідно досягти розумного компромісу під час переговорів з російською стороною щодо контракту на постачання до України ядерного палива компанією *ТВЭЛ* – за умови максимального забезпечення національних інтересів України. Однак, можна констатувати, що українська сторона до завершення президентських виборів в умовах перманентних гострих протиріч між Президентом і Прем’єр-міністром, скоріш за все, не зможе дати адекватну відповідь консолідованим зусиллям усіх гілок російської влади та державних корпорацій РФ у відстоюванні їх інтересів на українському ринку ядерних матеріалів і ядерних технологій. ■

⁴⁵ Указ Президента України “Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 10 лютого 2009р. “Про невідкладні заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки України” №82 від 11 лютого 2009р.

⁴⁶ У Секретаріаті Президента України відбулася зустріч з Віце-президентом компанії *Westinghouse* (США) Майклом Карстом. – Офіційний сайт Президента України, 25 червня 2009р.

⁴⁷ Так, 13 березня 2009р. заступник Міністра палива та енергетики Н.Шумкова повідомила: “Вибір партнера для будівництва заводу з фабрикації ядерного палива в Україні має відбутися до кінця травня. Термін визначений з урахуванням строків розробки ТЕО на будівництво заводу, яке має бути представлено Уряду у I кварталі 2010р.”. Див.: Кильницький О. *Атомный проект создадут к лету*. – Рынки&Бизнес, 13 марта 2009г., <http://www.rynok.biz>

У квітні 2009р. Прем’єр-міністр України Ю.Тимошенко заявила, що контракти будуть винесені для обговорення до 15 червня 2009р. Див.: Россия и Украина 15 июля подпишут долгосрочный контракт по ядерному топливу. – Газета.ру, 29 апреля 2009г., <http://www.gazeta.ru>

5. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

ВИСНОВКИ

Наведений в Аналітичній доповіді аналіз свідчить про наступне. *По-перше*, імпортозалежність України від постачань природного газу, нафти та свіжого ядерного палива з Росії практично складає 100% і є монопольною.

По-друге, у зв'язку з критичною залежністю України від російських поставок природного газу, нафти та свіжого ядерного палива питання реалізації диверсифікаційних проектів у наведених галузях залишається вкрай актуальним.

По-третє, готовність диверсифікаційних проектів, за оцінками експертів Центру Разумкова, є наступною: фактично “нульовою” в газовій сфері; значною (до 50%) – у нафтовій завдяки побудові більшої частини нафтопроводної системи; близько 100% (завдяки готовності до початку поставок диверсифікаційного ядерного палива (хоча й експериментального)) – в ядерній. Про це свідчать дані, наведені в таблиці “Порівняльний аналіз стану готовності проектів диверсифікації поставок енергоносіїв та свіжого ядерного палива до України”.

По-четверте, можна говорити про загальну невизначеність перспектив реалізації диверсифікаційних проектів, насамперед щодо нафти та газу і непрогнозованість перспектив отримання дозволу від Держатомрегулювання на промислову експлуатацію ядерного палива компанії *Westinghouse*. Вирішення питання доцільності або недоцільності і встановлення навіть попередніх термінів реалізації проектів щодо поставки газу та нафти буде зроблено, скоріше за все, після президентських виборів в Україні.

По-п'яте, можна стверджувати, що в цілому Україна не має системних підходів при реалізації диверсифікаційних проектів. Технологічний цикл розробки та реалізації інвестиційного проекту (а саме таким є будь-який диверсифікаційний проект) складається з певних фаз (етапів), у т.ч. обов'язкових, без яких успішність реалізації проекту ставиться під загрозу. Мінімальний набір складових циклу реалізації інвестиційного проекту, згідно з рекомендаціями Світового банку та підрозділу ООН з промислового розвитку (*UNIDO*), має наступний вигляд¹:

- *передінвестиційна фаза*: аналіз інвестиційних можливостей, розробка попереднього ТЕО, остаточного ТЕО та бізнес-плану;
- *інвестиційна фаза*: переговори та підписання контрактів, проектування, будівництво, маркетинг, навчання;

- *експлуатаційна фаза*: приймання та введення в дію, заміна обладнання, розширення, інновації;
- *ліквідаційна фаза*: ліквідація або консервація об'єкта (особливо важливо для підприємств ядерної енергетики).

Порушення (недотримання) цієї технології під час підготовки державних рішень, формування політики диверсифікації в енергетичній сфері призводить до суперечливості та неадекватності політики внутрішнім і зовнішнім умовам, певної невизначеності та наявності “білих плям” під час підготовки та реалізації проектів, що в цілому значною мірою гальмує їх подальше просування.

Таким чином, Кабінет Міністрів України разом із зацікавленими міністерствами, відомствами та іншими державними структурами має проаналізувати та переглянути стан підготовки та реалізації всіх диверсифікаційних проектів (у газовій, нафтовій, ядерній галузях), дотримуючись зазначеної технології підготовки та реалізації інвестиційних проектів.

ПРОПОЗИЦІЇ

Для ухвалення остаточних рішень щодо підготовки та реалізації проектів диверсифікації поставок до України природного газу, нафти та ядерного палива (в т.ч. створення вітчизняного підприємства з фабрикації ядерного палива), а також налагодження вигідного міжнародного співробітництва в цих галузях необхідно вжити наступних заходів.

Верховній Раді України:

- провести парламентські слухання з питань підготовки та реалізації проектів диверсифікації поставок до України природного газу, нафти та ядерного палива.

Кабінету Міністрів України:

- сформувати концептуальні засади державної політики диверсифікації джерел постачання вуглеводнів (нафти, природного газу) та ядерного палива і створення елементів ядерно-паливного циклу, які мають базуватися на реальних ресурсних можливостях держави;
- із залученням зацікавлених міністерств і відомств **переглянути та оновити Енергетичну стратегію України на період до 2030р., у т.ч. щодо диверсифікації поставок нафти, природного газу та ядерного палива.**

¹ *Етапы разработки и реализации инвестиционного проекта.* – Инвестиции, 20 января 2009г.; <http://pacug.org/?p=21>

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ ГОТОВНОСТІ ПРОЕКТІВ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ПОСТАВОК ЕНЕРГОНОСІВ ТА СВІЖОГО ЯДЕРНОГО ПАЛИВА ДО УКРАЇНИ

Показники	Природний газ (зріджений)	Нафта	Свіже ядерне паливо (поставки <i>Westinghouse</i>)
1. Наявність ТЕО	Немає Розроблена лише попередня техніко-економічна оцінка проекту будівництва регазифікаційного терміналу, яку виконало ТОВ "Нафтогазбудінформатика" за кошти НАК "Нафтогаз України"	Розроблено Розроблено сім ТЕО щодо проекту Одеса-Броди-Плоцьк-Гданськ, результати останнього не оприлюднені	Д/н* Не оприлюднені жодні попередні економічні оцінки вартості ядерного палива компанії <i>Westinghouse</i> , порівняно з паливом російської компанії <i>ТВЭЛ</i> ¹
2. Наявність контрактів	Немає Підписаних контрактів або угод немає	Немає Підписаних контрактів або угод немає	Підписано контракт з компанією <i>Westinghouse</i>
3. Вартість	\$1,5-2 млрд. (з урахуванням поглиблення дна порту, створення допоміжної інфраструктури, фрахту (купівлі) танкерів ЗПГ. Однак, кінцеві витрати значною мірою залежатимуть від потужності заводу ЗПГ та вибраного порту в Україні)	\$0,5 млрд. (з урахуванням супутньої інфраструктури в Україні та Польщі. Водночас, зміна маршруту (наприклад, до Німеччини) потребує нових розрахунків)	Д/н Створення експериментального ядерного палива для реакторів ВВЕР компанією <i>Westinghouse</i> профінансовано Урядом США, а закупівля України СЯП – закладена в тарифі на електроенергію, отже, закупівля СЯП відбувається за рахунок коштів від реалізації електроенергії, виробленої на АЕС України. Ймовірне перевищення ціни СЯП компанії <i>Westinghouse</i> , порівняно з російським паливом, може бути компенсоване підвищенням тарифу на електроенергію
4. Зовнішня підтримка (на політичному рівні)²	Немає	ЄС, Азербайджан, Польща, країни Балтії, Грузія	Уряд США, ЄС
5. Внутрішня підтримка (консенсус еліт)	Немає Еліти недостатньо ознайомлені з варіантом диверсифікації, обговорення такого проекту відбувається лише у вузькому колі експертів. Зокрема це є наслідком відсутності промислових технологій зрідження та регазифікації газу як за часів СРСР, так і зараз на теренах СНД (проект зрідження газу реалізований лише в Росії, на о.Сахалін, за участі іноземних компаній)	Немає Крім цього спостерігається жорстке протистояння, насамперед, з боку російського лобі в Україні, ведеться жорстка кампанія, спрямована на зрив проєктів	Немає Крім цього спостерігається жорстке протистояння, насамперед, з боку проросійського лобі в Україні, ведеться жорстка кампанія спрямована на зрив проєктів
6. Наявність коштів	Немає Не передбачені ні в державному бюджеті, ні в загальнодержавних програмах. Також не підписано жодних угод щодо позик на фінансування цих проєктів	Немає Не передбачені ні в державному бюджеті, ні в загальнодержавних програмах. Також не підписано жодних угод щодо позик на фінансування цих проєктів	Тариф на електроенергію Вартість ядерного палива врахована в тарифі на електроенергію, яку виробляють АЕС
7. Законодавча підтримка³	Немає	Немає	Немає
8. Наявність бізнес-плану	Немає Комплексних затверджених бізнес-планів (або планів дій) ні на урядовому, ні на галузевому (Мінпаливенерго України), ні на підгалузевому (НАК "Нафтогаз України") рівнях немає	Немає Комплексних затверджених бізнес-планів (або планів дій) ні на урядовому, ні на галузевому (Мінпаливенерго України), ні на підгалузевому (НАК "Нафтогаз України") рівнях немає	Д/н
9. Загальна готовність проєкту	0% Проект постачання ЗПГ знаходиться на нульовій відмітці	До 50% Так можна оцінити рівень виконання проєкту, оскільки (а) збудовано нафтопровід від Одеси до Бродів і нафтовий термінал "Південний"; (б) немає нафтопроводів Броди-Західний кордон України та Західний кордон України-Плоцьк (та супутньої інфраструктури). У випадку зміни напрямку постачання каспійської нафти до Європи необхідний повний перегляд проєкту	Близько 100% Планується, що в січні 2010р. 42 ТВЗ виробництва компанії <i>Westinghouse</i> (які вже прибули до України) будуть завантажені до активної зони реактору №3 Южно-Української АЕС. Оскільки буде здійснюватися дослідно-промислова експлуатація (ДПЕ), цей момент умовно можна вважати початком реалізації диверсифікаційного проєкту. Але ДПЕ може бути припинена в разі виникнення серйозних проблем або якщо за підсумками ДПЕ у 2013р. Держатомрегулювання не надасть дозвіл НАЕК "Енергоатом" на промислову експлуатацію палива <i>Westinghouse</i>
10. Прогноз терміну реалізації	Поза 2025р. Жодного точного прогнозу зробити неможливо внаслідок відсутності контрактів	2012-2014рр. Жодного точного прогнозу зробити неможливо внаслідок відсутності контрактів	2011-2015рр. Реалізація проєкту має розпочатися у 2010р., а Держатомрегулювання планує підбити підсумків у 2013р. Водночас, контракт між НАЕК "Енергоатом" та <i>Westinghouse</i> на постачання палива підписано на 2011-2015рр., що суперечить планам Держатомрегулювання

* Даних немає.

¹ ТЕО та, насамперед, контракти стосовно диверсифікаційних проєктів є комерційною таємницею, однак, мають бути оприлюднені хоча б основні економічні параметри цих документів.

² ЄС підтримує будь-які диверсифікаційні проєкти у Європі, в т.ч. і в Україні. Росія виступає категорично проти постачання каспійської нафти та ядерного палива виробництва компанії *Westinghouse* в Україну. Щодо поставок ЗПГ, то такої протидії немає через нульовий рівень опрацювання проєкту.

³ Жодного закону, який стимулював би або фіксував міжнародні домовленості щодо диверсифікаційних проєктів, в Україні не прийнято.

Міністерству палива та енергетики України:

- разом з НАК “Нафтогаз України”, ВАТ “Укртранснафта”, НАЕК “Енергоатом” здійснювати публічне обговорення диверсифікаційних проектів постачання природного газу, нафти та ядерного палива до України шляхом часткового оприлюднення результатів ТЕО, проведення міжнародних і загальноукраїнських фахових конференцій із залученням представників транснаціональних енергетичних компаній та фінансових установ, вітчизняних експертів, проведення презентацій окремих проектів.

У ГАЗОВОМУ СЕКТОРІ**Кабінету Міністрів України:**

- провести переговори з урядами країн, компанії яких виробляють зріджений природний газ, насамперед, з Катаром і Лівією;
- забезпечити перегляд і пролонгацію чинних десятирічних контрактів на поставки і транзит газу між НАК “Нафтогаз України” з концерном Газпром на 10-15 років з метою коригування окремих пунктів контрактів;
- розробити нормативно-правові акти, які регулюють діяльність підприємств, що працюють із зрідженим природним газом.

Міністерству палива та енергетики України:

- разом з НАК “Нафтогаз України” та залученням відповідних структур розробити ТЕО проекту постачання зрідженого природного газу до України.

У НАФТОВОМУ СЕКТОРІ**Міністерству палива та енергетики України:**

- разом з НАК “Нафтогаз України” та ВАТ “Укртранснафта” реалізацію проекту ЄАНТК (з переведенням роботи нафтопроводу Одеса-Броди в режим транспортування “південь-північ”) доцільно планувати, спираючись на наступні три базові модулі розвитку, що мають здійснюватися поетапно:

- постачання легкої малосірчаної каспійської нафти обсягом до 5 млн. т/рік на два західноукраїнських НПЗ та 3 млн. т/рік південною гілкою нафтопроводу “Дружба” до чеського НПЗ у Кралупах; транспортування нафти з Каспію обсягом 5 млн. т/рік на два заводи на півдні Німеччини у Вогбурзі та Інгольштадті. Цей етап вимагає застосування технології послідовної перекачки нафти на нафтопроводі “Дружба” та реверсування нафтопроводу IKL;
- транспортування 20 млн. т/рік нафти до НПЗ у Плоцьку (Польща) та до глибоководного порту Вільгельсхафена (Німеччина). Для реалізації цього етапу потрібно збудувати нафтопровід Броди-Плоцьк, який з’єднає північну та південну гілку нафтопровідної системи “Дружба” та нафтопровід Шведт-Вільгельмсгафен;

- транспортування до 7 млн. т/рік нафти до австрійського НПЗ у Швехаті та німецького у Карлсруе. Цей етап потребує будівництва нафтопроводу Братислава-Відень.

Основними механізмами втілення цієї моделі розвитку ЄАНТК мають стати:

- створення міжнародного консорціуму на базі нафтопровідної системи Одеса-Броди із залученням до нього провідних міжнародних нафтових компаній, які здійснюють розробку родовищ на Каспії;
- податкове стимулювання західноукраїнських НПЗ для здійснення інвестицій в їх технологічну модернізацію;
- підписання пакету контрактів на купівлю-продаж нафти та її прокачування за будь-якого варіанту транспортування каспійської нафти.

Законодавче, нормативно-правове та організаційне забезпечення**Верховній Раді України:**

- ухвалити закон “Про стимулювання розвитку Євро-Азіатського нафтотранспортного коридору”

Цілі закону – створення організаційно-правових та економічних умов розвитку та завантаження нафтопровідної системи Одеса-Броди каспійською нафтою для постачання на нафтопереробні заводи України, а також до країн Центральної та Західної Європи;

- внести зміни до законів України:

- “Про трубопровідний транспорт”, “Про концесії” та до інших нормативно-правових актів з метою створення можливостей передачі в довгострокову концесію нафтопроводу Одеса-Броди та МНТ “Південний” міжнародному нафтовому консорціуму;
- “Про оподаткування прибутку підприємств”, “Про податок на додану вартість”, “Про митний тариф” з метою вилучення з бази оподаткування прибутку підприємств витрат, пов’язаних з їх реконструкцією та модернізацією, звільнення від обкладання ввізним митом і податком на додану вартість операцій із ввезення на територію обладнання, що використовується на вказані цілі.

Кабінету Міністрів України:

- забезпечити реалізацію проекту будівництва паралельної ділянки нафтопроводу Одеса-Броди (0-52 км) та розвитку інфраструктури порту “Південний” (спорудження другого причалу, розширення резервуарного парку на 240 тис. м³) з метою створення оптимальних умов для транспортування каспійської нафти шляхом спрямування російської нафти з маршруту МНТ “Південний”-Броди на маршрути

Самара-Великоцьк-Кременчук-МНТ “Південний” та Самара-Головаши́вка-Кременчук-МНТ “Південний”;

- **встановити конкурентоспроможні тарифи і збори** з транспортування нафти за маршрутом МНТ “Південний”-Броди та перевалки нафти в порту “Південний” на весь період функціонування ЄАНТК;
- **визначити показники** економічної ефективності виробництва нафтопродуктів із каспійської нафти марок *Azeri Light* та *CPC* на українських нафтопереробних заводах, порівняно з нафтопродуктами, які виробляються з російської нафти марки *Urals* та імпортованих з інших країн;
- **розробити програму** розвитку нафтопереробної галузі України на період до 2020р., якою передбачити внесення змін до законодавства з метою стимулювання впровадження інноваційних технологій, підвищення глибини переробки нафти та якості нафтопродуктів згідно з нормативами, прийнятими країнами ЄС, що має забезпечити високий рівень конкурентоспроможності продукції української нафтопереробки;
- **розробити пропозиції** координації спільних зусиль країн Центральної Європи з метою протидії потенційній загрозі дефіциту нафти в цих країнах через плани РФ будівництва БТС-2. Ключовою ланкою в цьому повинен стати розвиток проекту Одеса-Броди, за допомогою якого слід компенсувати дефіцит нафти, що очікується після введення в експлуатацію у 2012р. БТС-2;
- **провести переговори** з власниками пакетів акцій нафтопереробних заводів ВАТ НПК “Галичина” та ВАТ “Нафтохімік Прикарпаття” для досягнення домовленостей стосовно термінів реконструкції та модернізації заводів, або продажу стратегічному інвестору, яким можуть бути учасники консорціуму. Водночас, Кабінету Міністрів України для посилення синергетичного ефекту потрібно сприяти майбутнім учасникам консорціуму у придбанні на взаємовигідній основі крупного пакету акцій однієї з провідних українських роздрібних мереж з торгівлі нафто-продуктами;
- **забезпечити адаптацію і впровадження** нормативно-технічних документів з будівництва та експлуатації магістральних нафтопроводів відповідно до вимог міжнародних стандартів *ISO 9000*, *ISO 1400* та *TQM*;
- **забезпечити перехід** від адміністративних методів управління нафтотранспортною системою до методів корпоративного управління, економічного та антимонопольного регулювання. Вивести ВАТ “Укртранснафта” з підпорядкування НАК “Нафтогаз України” та передати його безпосередньо до державного управління Мінпаливенерго.

У ЯДЕРНОМУ СЕКТОРІ

Законодавче, нормативно-правове та організаційне забезпечення

Верховній Раді України

- **ухвалити закон “Про порядок здійснення в Україні іноземних інвестицій в підприємства, що мають стратегічне значення для економіки та безпеки держави”**

Мета закону – визначення видів діяльності, що мають стратегічне значення для національної безпеки України (в т.ч. в ядерному секторі) та правового врегулювання участі іноземних інвесторів у статутних капіталах підприємств, які здійснюють діяльність у цьому секторі, для забезпечення захисту національних інтересів і національної безпеки України.

Кабінету Міністрів України:

- **із залученням Міністерства палива та енергетики, Державного комітету ядерного регулювання, НАЕК “Енергоатом”, інших зацікавлених міністерств і відомств усунути суперечності у термінах між підписаним НАЕК “Енергоатом” з компанією *Westinghouse* контрактом на постачання ядерного палива на 2011-2014рр. та програмою проведення дослідно-промислових випробувань цього палива і підбиття підсумків за результатами цих випробувань у 2013р. (протягом чотирьох років) з метою надання дозволу НАЕК “Енергоатом” на промислову експлуатацію палива компанії *Westinghouse*;**
- **розглянути можливості співробітництва** в галузі ядерно-паливного циклу з такими державами, як Китай, Індія, Японія і Казахстан та активізувати зусилля з укладання міжурядових договорів про співробітництво у сфері мирного використання ядерної енергії з цими державами;
- **утворити центральний орган виконавчої влади з питань управління ядерною енергетикою та атомною промисловістю** з метою підвищення ефективності впровадження державної політики у ядерному секторі.

Міністерству палива та енергетики України:

взяти під особливий контроль:

- діяльність ДК “Ядерне паливо України” та зміцнити кадровий потенціал керівництва концерну;
- дотримання термінів розробки і схвалення Державної цільової програми створення елементів ядерно-паливного циклу.

Державному комітету ядерного регулювання України:

- **активізувати зусилля з розробки нормативно-правових актів, які регулюють ядерну та радіаційну безпеку діяльності підприємств ядерно-паливного циклу (заводу з фабрикації ядерного палива в Україні).** ■

ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ПОСТАЧАННЯ НАФТИ ДО УКРАЇНИ



Михайло ГОНЧАР,
керівник енергетичних програм
Центру "НОМОС", м.Севастополь

Проблема подолання залежності України від одного джерела постачання нафти постала на порядку денному після проголошення незалежності країни. Визначальним чинником стало різке падіння нафтовидобутку в РФ і скорочення обсягів постачання російської нафти на українські НПЗ, сумарна потужність яких, станом на 1991р., складала 54 млн. т¹.

Однак, на початку 1990-х років диверсифікація джерел і шляхів постачання енергоносіїв, у т.ч. нафти, не була визначена як державний пріоритет. У контексті тодішньої економічної реформи пріоритетом визначалася приватизація, яка поширилась і на об'єкти вітчизняної нафтопереробної промисловості. Ця та інші обставини внесли негативні корективи у процеси подолання енергозалежності національної економіки.

У цій статті стисло окреслюються чинники, які, на фоні багаторічних офіційних декларацій про наміри диверсифікації джерел і шляхів постачання енергоносіїв призвели до того, що сьогодні задоволення потреб України в імпорті нафти на 100% залежить від одного джерела – Російської Федерації.

Отже, прогресуюча негативна тенденція з нафтозабезпеченням українських переробних потужностей визначила курс на створення технічних можливостей з приймання нафти з неросійських джерел з метою компенсації дефіциту сировини та завантаження НПЗ (таблиця "Динаміка видобутку..."²).

Динаміка видобутку російської нафти, її постачання та переробки в Україні, млн. т

Рік	Видобуток нафти в РФ	Постачання з РФ на НПЗ України	Переробка на НПЗ України з урахуванням власного видобутку
1990	515,9	51,7	58,2
1991	461,1	46,5	52,9
1992	399,0	33,3	37,5
1993	354,1	19,5	23,0
1994	317,8	13,8	17,8
1995	307,0	10,9	16,4

Уже протягом 1992р. були зроблені відповідні напрацювання, а 15 лютого 1993р. декретом Прем'єр-міністра Л.Кучми започатковане спорудження морського нафтоперевалочного комплексу (НПК) "Південний" в порту Южний Одеської області. Мета – створити технічні можливості для прийому нафти з моря. Згодом Інститут "ПівденДІПРОнафтопровід" (нині – Інститут транспорту нафти) запропонував масштабний проєкт будівництва системи сполучних нафтопроводів від МНПК "Південний" в напрямку основних НПЗ України у Кременчуку, Херсоні, Дрогобичі та Надвірній. Пріоритетним було визначено проєкт нафтопроводу МНПК "Південний" – Західна Україна, який пізніше отримав роботу назву Одеса-Броди і мав на меті забезпечити постачання нафти для потреб двох українських НПЗ: у Дрогобичі та Надвірній.

Чинник приватизації нафтопереробки

Першим із таких чинників стала приватизація нафтопереробних потужностей України, започаткована в середині 1990-х років. Здійснювалася вона в нафтовому секторі у відриві від вирішення завдань модернізації НПЗ та диверсифікації нафтопостачання. Вважалося, що нові власники НПЗ – російські компанії – забезпечать як відновлення нафтопереробки в докризових обсягах, так і модернізацію підприємств. Однак, цього не сталося, оскільки нові власники, що отримали в непрозорий спосіб переробні потужності за символічні кошти та досить умовні інвестиційні зобов'язання, ставили за мету максимізацію прибутків і мінімізацію витрат за рахунок максимального використання залишкового технічного ресурсу української нафтопереробки.

Таким чином, у II половині 1990-х років триєдина мета "приватизація – модернізація – диверсифікація" була трансформована в моноціль приватизації, а інші складові проігноровані. Практично це й призвело до того плачевного стану і української нафтопереробки, і системи транспортування нафти, і деформованого розвитку внутрішнього ринку нафтопродуктів, на якому дедалі більше домінують імпортні готові нафтопродукти.

Переробка нафти в посткризовий період, досягнувши піку у 2003-2004рр. (21,2 млн. т і 22 млн. т, відповідно) почала скорочуватися, досягнувши у 2008р. 10,5 млн. т³. Не вдаючись до аналізу причин цього процесу, слід зазначити, що тема диверсифікації внаслідок такого скорочення стає дедалі більш другорядною. Оскільки нафтопереробка не розвивається, переробні потужності майже не модернізуються, то автоматично

¹ Нафта і газ України. – Київ, 1997, с.246.

² Джерело: Нафта і газ України. – Київ, 1997, с.276.

³ Джерела: Нафтогазовий сектор України: прозорість функціонування та доходів. – Київ, 2008, додаток 22 "Основні показники функціонування нафтогазового сектору України"; Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за грудень та 12 місяців 2008р. – Мінпалиенерго України, 20 січня 2009 р., <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish>

знижується інтерес до урізноманітнення джерел постачання сировини, створення технологічних міксів з різних сортів нафти. Тим більше, що головними постачальниками, через мережу дочірніх фірм, залишаються російські нафтові компанії і трейдери. По суті, нафтозабезпечення українських переробних потужностей залежить від корпоративної політики тієї чи іншої російської нафтової компанії - власника НПЗ.

Таким чином, в Україні склалася тенденція занепаду нафтопереробки в Україні, незалежно від того, якого кольору уряди були при владі (а було їх у період 2003-2008рр. – п'ять).

“Російський чинник”

Стратегія РФ на пострадянському просторі завжди мала на меті зберегти, а за можливості – збільшити ступінь залежності пострадянських країн з одночасною мінімізацією ступеня залежності Росії від нових незалежних держав. Насамперед, це стосується інфраструктурної залежності. Подолання кризових явищ у російському нафтовидобутку наприкінці 1990-х років призвело до активізації нафтової політики РФ. Ще до прийняття Енергетичної стратегії, Росія вдалася до реалізації проектів будівництва обхідних трубопроводів. Зокрема, у 2000-2001рр. був збудований обхідний нафтопровід Суходільна-Родіонівська, яким АК *Транснефть* обійшла російською територією ділянку Великоцьк-Лисичанськ-Луганськ української системи Придніпровських магістральних нафтопроводів. Це призвело до різкого скорочення обсягів транзиту – з 48,6 млн. т у 2001р. до 27,4 у 2002р.

Енергетична стратегія Росії до 2020р., схвалена Урядом РФ у 2003р., офіційно закріпила курс РФ на створення альтернативної нафтопровідної інфраструктури: “З метою підтримання енергетичної та економічної безпеки необхідно прагнути диверсифікувати напрямки експорту енергоресурсів з розвитком північного, східного та південного напрямків... З метою зниження залежності країни від зовнішніх ризиків... доцільно здійснювати державну підтримку проектів, спрямованих на створення транспортної інфраструктури в напрямку російських морських терміналів для експорту енергоресурсів”.

Таким чином, згідно зі Стратегією, головними напрямками розвитку нафтотранспортної галузі визначалося:

- будівництво власних терміналів для морських поставок нафти у традиційних і перспективних напрямках експорту;
- формування нових напрямків експорту нафти та нафтопродуктів в обхід транзитних держав;
- максимальне замикавання нафтових потоків з Каспійського регіону на систему російських нафтопроводів, яка має стати для них транзитною.

Головними напрямками розвитку систем транспортування нафти були визначені: Північно-Балтійський, Каспійсько-Чорноморсько-Середземноморський (без використання території України), Східно-Сибірсько – Далекосхідний.

Оновлена Енергетична стратегія РФ до 2030р., схвалена 27 серпня 2009р., фіксує низку пріоритетних трубопровідних проектів, реалізація яких суттєво змінить нафтотранспортну карту регіону. За офіційним повідомленням Уряду РФ: “Належить реалізувати крупні інфраструктурні проекти, орієнтовані на диверсифікацію експортних маршрутів і просування

Стратегічні напрямки експорту нафти та розвитку трубопровідних систем РФ



на нові ринки. Насамперед, це – нафтопровідна система “Східний Сибір-Тихий океан” і Балтійська трубопровідна система-2, нафтопровід Бургас-Александрополіс... Частка європейського напрямку в загальному обсязі експорту російських ПЕР буде неухильно скорочуватися й до кінця етапу реалізації Енергетичної стратегії питома вага східного напрямку в експорті рідких вуглеводнів (нафта та нафтопродукти) зросте з 6% на цей час до 22-25%... Приріст потужностей трубопроводів до далекого зарубіжжя складе 65-70%”⁴.

РФ досить успішно реалізує означені положення Стратегії. У проекті оновленої Енергетичної стратегії, розробленому Інститутом енергетичної стратегії (Москва), міститься оцінка виконання положень попередньої: “Побудовані нові магістральні нафтопровідні системи, в т.ч. Балтійська, потужністю 65 млн. т на рік, створені портові потужності з перевалки та морського транспорту рідких вуглеводнів (Приморськ, Варандей)”⁵.

Проект передбачає продовження реалізації політично мотивованих проектів: “Розвиток **трубопровідного транспорту нафти та нафтопродуктів** буде здійснюватися адекватно зростанню обсягів і диверсифікації внутрішніх і зовнішніх поставок рідких вуглеводнів. При цьому будуть вирішуватися завдання наступного збільшення частки трубопровідного транспорту рідких вуглеводнів у загальному обсязі транспортування нафти та нафтопродуктів, а також зменшення залежності Росії від транзиту нафти та нафтопродуктів територіями суміжних держав.

Головними проектами у сфері розвитку транспорту нафти та нафтопродуктів є:

- будівництво нафтопроводу Східний Сибір-Тихий океан (ССТО) пропускною спроможністю 80 млн. т нафти на рік;
- будівництво нафтопроводу Унеча-Усть-Луга (БТС-2);
- розвиток експортних терміналів у містах Приморськ, Мурманськ, Находка”⁶.

⁴ “К заседанию Правительства Российской Федерации 27 августа 2009 года”, Пресс-релиз от 26 августа 2009г.; <http://www.government.ru/content/governmentactivity/kzp/2c5cc904-030b-4b2e-b4e2-898bb0569ad4.htm>

⁵ Энергетическая стратегия России на период до 2030г. (проект). – Москва, 2008, с.79.

⁶ Там само, с.83.

Реалізація РФ обхідної енерготранспортної стратегії зумовлює генеральну тенденцію падіння обсягів транспортування і транзиту нафти територією України. Так, якщо в 1991р. обсяги транспортування російської нафти українською територією складали 94,9 млн. т, то у 2008р. – 41 млн. т. Певне збільшення обсягів транспортування і транзиту (до 50,9 млн. т) спостерігалось у 2007р., але воно було зумовлене безпрецедентним демпінгом – майже двократним – зниженням ВАТ “Укртранснафта” тарифів на транзит та перевалку нафти на МНТ “Південний”.

Після завершення будівництва наведених вище нафтопроводних систем РФ мінімізує необхідність використання нафтотранспортної інфраструктури України та Білорусі для транзиту російської нафти. Це призведе до повторення ситуації, що виникла з будівництвом в обхід території України ділянки нафтопроводу Суходільна-Родіонівська, тільки в загальноукраїнському масштабі.

Проект Енергетичної стратегії Росії містить низку індикаторів, на які варто звернути увагу з позиції необхідності реалізації Україною політики диверсифікації (таблиця “Індикатори стратегічного розвитку...”⁷).

Індикатори стратегічного розвитку нафтового комплексу РФ на період до 2030р.			
Індикатори/напрямки	I етап (2012-2014рр.)	II етап (2020-2022рр.)	III етап (2030р.)
Транспортування нафти			
Приріст потужностей магістральних трубопроводів і морських експортних терміналів, до 2005р., млн. т	78-83	93-98	108-113
Профіцит експортних потужностей, в т.ч. для здійснення транзитних поставок, млн. т	37-38	52-66	88-94
Нафтопереробка			
Приріст обсягів нафтопереробки, до 2005 г., %	19-24	30-49	32-61
Експорт нафти			
Приріст/падіння експорту, до 2005р., %	0,0-1,0	0,0-5,0	падіння експорту на 3-7%

Фрагменти таблиці підтверджують прогнозну оцінку, що ставка на збільшення транзиту російської нафти територією України є химерною і веде у глухий кут. За умови приросту суттєвих профіцитів трубопроводних потужностей, збільшення нафтопереробки на території РФ та зменшення нею експорту, потреба в послугах української нафтотранспортної системи для АК Транснефть стає близькою до нуля.

Означені тенденції проявилися в політиці РФ ще на початку 2000-х років. Здавалося б, ці ризики та загрози мали б стати чинником прискорення реалізації політики диверсифікації в Україні – в частині як забезпечення альтернативного нафтопостачання, так і залучення нових нафтових потоків для транзиту вітчизняною нафтотранспортною системою, завантаження якої з року в рік знижується.

До того ж і Європейська Комісія стимулювала розвиток диверсифікаційних проектів – 13 травня 2003р. вона віднесла проект Одеса-Броди з його подальшим розвитком на польський Плоцьк до числа пріоритетів. До підписання Брюссельської Декларації від 23 березня 2009р. щодо модернізації української ГТС це був єдиний український проект, що здобув такий високий статус.

Однак, сталися зовсім інші події, які не лише не прискорили, а навпаки – загальмували диверсифікацію. Російська сторона висунула принцип єдиного оператора АК Транснефть з транспортування нафти територіями РФ, Білорусі, Казахстану, Латвії і Литви. Це мотивувалося тим, що магістральні нафтопроводи зазначених країн є технологічно єдиними, і транспортування ними нафти виконується за єдиним графіком,

який затверджує Комісія Уряду РФ з питань використання систем магістральних нафтогазопроводів і нафтопродуктів, а також тим, що управління діяльністю нафтопроводних систем країн СНД та Балтії, де-факто, теж здійснюється з одного центру в Москві.

Підписавши 16 листопада 2004р. договір з АК Транснефть, ВАТ “Укртранснафта” дозволила взяти під контроль не лише обсяги та напрямки транспортування нафти територією України, але й оперативне управління системою магістральних нафтопроводів. Сам факт подібної угоди дав підстави для АК Транснефть обґрунтовувати всі свої наступні дії стосовно ВАТ “Укртранснафта” правом ексклюзивного операторства, яке вона отримала автоматично після підписання угоди українським партнером. Таким чином, фактично, явочним порядком суверенітет Уряду України над магістральним нафтопроводним транспортом виявився частково переданим АК Транснефть.

Блокування диверсифікації через перешкоджання європейському напрямку використання Одеса-Броди

Виразним прикладом торпедування політики диверсифікації постачань нафти до України за наявності тінювих механізмів прийняття стратегічних рішень є Постанова Кабінету Міністрів №831 від 5 липня 2004р. щодо реверсного використання нафтопроводу Одеса-Броди.

Головна ідея проекту Одеса-Броди після 2001р. полягає у використанні новими нафтовими потоками більш дешевого маршруту транспортування сировини, порівняно з традиційним – через Босфор і Трієст. Шлях реалізації – використання потенціалу нафтових компаній, які оперують на Каспії і яким трубопровід Одеса-Броди дозволяє вийти із своїми обсягами нафти на німецькі НПЗ більш дешевим шляхом (Одеса-Броди-Ужгород-Будковце (Словачина)-Кралуپی (Чехія)-Інгольштадт (Німеччина)). Цілеспрямована робота ВАТ “Укртранснафта” спільно з міністерствами та відомствами України над проектом Євро-Азійського нафтотранспортного коридору (ЄАНТК) у 2003р. мала результатом підписання низки домовленостей як з постачальниками, так і споживачами каспійської нафти, зокрема:

- з державною нафтогазовою компанією Казахстану KazMunayGaz та нафтотрейдерською компанією SOM Petrol угод про забезпечення нафтопроводу Одеса-Броди сировиною загальним обсягом не менше 7,6 млн. т (4 і 3,6 млн. т, відповідно) на 2004р.;
- з польськими PKN Orlen та Grupa Lotos протоколів про наміри використання нафтотранспортної системи Одеса-Броди для постачання легкої малосірчаної нафти загальним обсягом до 7 млн. т щорічно;
- з чеським холдингом Unipetrol Rafinerie Меморандуму щодо забезпечення легкою малосірчаною нафтою НПЗ в м.Кралупі (до 2,5 млн. т).

Були отримані також гарантії від Надвірнянського і Дрогобицького НПЗ щодо постачання для їх потреб нафтопроводною системою Одеса-Броди, починаючи з 2004р. до 2 млн. т щорічно.

Дипломатичні зусилля спрямовувалися на створення правового поля для розвитку проекту ЄАНТК у польському напрямку. 26 листопада 2003р. на розвиток Спільної Декларації Україна-Польща-ЄС, укладено Угоду між урядами України та Республіки Польща щодо використання системи транспортування вуглеводнів Одеса-Броди та її інтеграції з польськими

⁷ Джерело: Там само, с.86.



потужностями, що означало готовність польської сторони до будівництва з'єднувального нафтопроводу Броди-Плоцьк.

Компанія *PwC* розробила бізнес-план проекту ЄАНТК. За розрахунками, маршрут Одеса-Броди-Ужгород-Центральна Європа пропонує економічно вигідну альтернативу для НПЗ Чехії, Австрії і Південної Німеччини, які з початку 2000-х років споживають легку малосірчану нафту з Каспію. Постачання на зазначені НПЗ традиційно здійснюється через Босфор або з терміналу Джейхан до Трієста й далі нафтопроводами *TAL* та *IKL*. Головною перевагою Одеса-Броди є його економічність, що було підтверджено розрахунками. Так, постачання 1 т нафти з використанням НПЗ *ČESKÁ RAFINERSKÁ* в м.Кратупи (Чехія) в цінах 2004р. давало \$0,95-1,0 економії, порівняно з традиційним маршрутом. Показники бізнес-плану переконливо свідчать на користь прямого використання нафтопроводу.

У травні 2004р. віце-прем'єр А.Клюєв переконував у листі від імені Уряду України Єврокомісарів з питань транспорту та енергетики Лойолу де Паласіо в незмінності позиції Уряду щодо європейського напрямку використання Одеса-Броди. На ім'я віце-прем'єр-міністра були надіслані підтвердження гарантій від компанії, що працюють на Каспії, із завантаження нафтопроводу нафтою.

У листі від 26 січня 2004р. до А.Клюєва президент компанії *SOM Petrol* С.Айян пише: "Компанія *SOM Petrol* має багатий досвід роботи на ринку нафти та нафтопродуктів, і сьогодні ми сміливо можемо сказати, що є одним з основних експортерів нафти, що добувається в Казахстані та Туркменістані. Через жорсткість вимог по проході протоку Босфор і Дарданелли, а також збільшення їх завантаження, наша компанія, як і інші нафтотрейдерів зазнають значних збитків... Ми й сьогодні підтверджуємо та готові розвивати досягнуті раніше домовленості відповідно до підписаних з БАТ "Укртранснафта" договорами стосовно:

- постачань до Європи понад 3,6 млн. т каспійської нафти на рік нафтопроводом Одеса-Броди;
- участі в заповненні нафтопроводу Одеса-Броди технологічною нафтою обсягом 360 тис. т;
- інвестування будівництва залізничної естакади на терміналі "Південний"⁸.

17 червня 2004р. надійшов лист ще від одного нафто-трейдера – компанії *Baltic Petroleum*. У ньому йдеться: "...Наша компанія готова до укладення угоди на транспортування сирої нафти потужностями нафтопроводу Одеса-Броди обсягом 5-7 млн. т перші 18 місяців, починаючи з вересня 2004р.". Не одержавши офіційної відповіді, компанія звернулася до Міністра палива та енергетики С.Тулуба. Лист від 6 липня президента компанії Й.Еклунда: "Ми ще раз засвідчуємо свою готовність до підписання контракту на перевезення нафти за маршрутом Одеса (Південний)-Броди обсягом 5-7 млн. т перші 18 місяців для подальшого відправлення залізничним транспортом до європейських споживачів. Нафта, необхідна для заповнення трубопроводу, буде поставлятися для БАТ "Укртранснафта" **безкоштовно**, починаючи з вересня-жовтня ц.р."⁹.

Лист керівника компанії *Chevron-Texaco* Д.О'Рейлі до Президента України від 29 січня 2004р. залишився без уваги. "Ми готові продовжувати активно співпрацювати з "Укртранснафтою" та іншими трубопровідними компаніями вздовж маршруту для втілення цього проекту та реалізації транзиту нафти через Одеса-Броди до Центральної Європи" – йшлося в листі. Без відповіді свого часу залишився і лист голови правління компанії *ЮКОС* М.Ходорковського від 30 травня 2003р., в якому він, на відміну від керівництва *ТНК*, пропонував співпрацю "без негативного впливу на стратегічні прагнення сторін", тобто використовувати для транзиту російської нафти не Одеса-Броди, а систему Придніпровських нафтопроводів. "На нашу думку, за умови продовження незначних взаємних зусиль і без негативного впливу на стратегічні прагнення сторін, може бути налагоджена стійке трубопровідне постачання нафти з Росії в напрямку Кременчук-Снегірівка-термінал "Південний" в обсязі 3-4 млн. т на рік з перспективою наступного його розширення"¹⁰.

Зате, лист *ТНК* щодо реверсу Одеса-Броди за підписом Г.Хана від 15 серпня 2003р. отримав власноручну резолюцію Президента "Бойко Ю.А. Прошу терміново опрацювати" вже 16 серпня, – ще до того, як лист був офіційно зареєстрований в Адміністрації Президента України 18 серпня¹¹. 2003р. став роком дуже частих зустрічей Президента України з керівниками російських державних і приватних нафтових компаній. 5 липня 2004р. Уряд України Постановою №831 вносить зміни до прийнятої ним же 4 лютого Постанови №114 про європейський напрямок використання нафтопроводу Одеса-Броди, якою і вмикає зелене світло реверсу.

З цього приводу словацьке видання *Trend* у 2004р. писало: "Транспортування каспійської нафти територією Словаччини вже перестало бути темою дня. Адже Україна знову змінює свої пріоритети. Хоч і проект транспортування каспійської нафти з Одеси до Бродів, а далі до Словаччини, Уряд офіційно затвердив у лютому місяці, на початку липня, відразу після свого візиту до Москви, Прем'єр-міністр В.Янукович повідомив про неочікувану зміну пріоритетів. Полягала вона у плані реверсу напрямку нафтопроводу, який надасть можливість транспортувати важку російську нафту з родовищ концерну *TNK-BP* через Броди до Одеси й далі – танкерами. Таким чином, українці прийняли пропозицію росіян, яку до того неодноразово відхиляли"¹².

Після запуску реверсу у 2004р. представники російських компаній інформували в неофіційному порядку зарубіжні нафтові компанії в Каспійському регіоні, щоб вони не розглядали більше український маршрут як розрахований на транзит каспійської нафти на європейський ринок. Рекомендувалося розглядати його не як тимчасовий реверс, а як ще один з постійних експортних маршрутів поставок російської нафти в чорноморському напрямку.

Надалі намагання української сторони переконати російську сторону в економічній недоцільності реверсу та в перевагах використання іншого (на той час не завантаженого) маршруту (Нікольское-Кременчук-МНТ "Південний") не сприймалися.

Попри очевидну економічну привабливість використання означеного маршруту як альтернативи реверсу, АК *Транснефть* продовжує ігнорувати пропозиції з українського боку, намагаючись за будь-що зберегти реверс Одеса-Броди.

Нинішній стан політики диверсифікації нафтопостачання

Нинішнім етапом політики диверсифікації можна вважати період з кінця 2006р., коли була затверджена "Програма диверсифікації джерел постачання нафти в Україну на період до 2015р."¹³. У Програмі йдеться: "Як свідчить досвід розвинутих країн, зокрема Німеччини, Франції, Італії, Японії, дотримання

⁸ Нафтогазовий сектор України: прозорість функціонування та доходів. – Київ, 2008, с.24.

⁹ Там само.

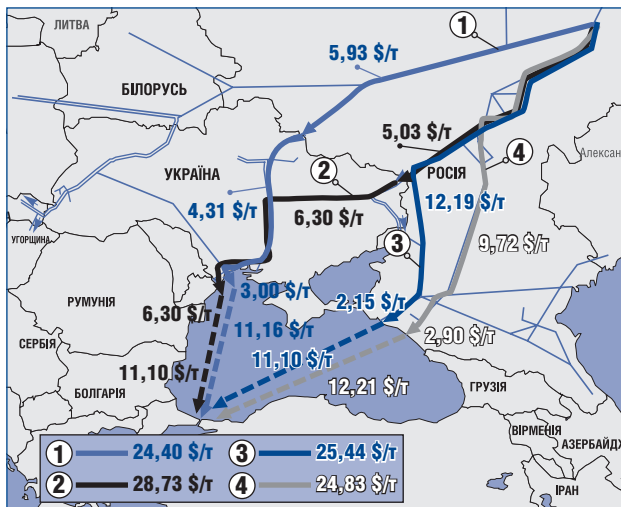
¹⁰ Там само.

¹¹ Там само, с.25.

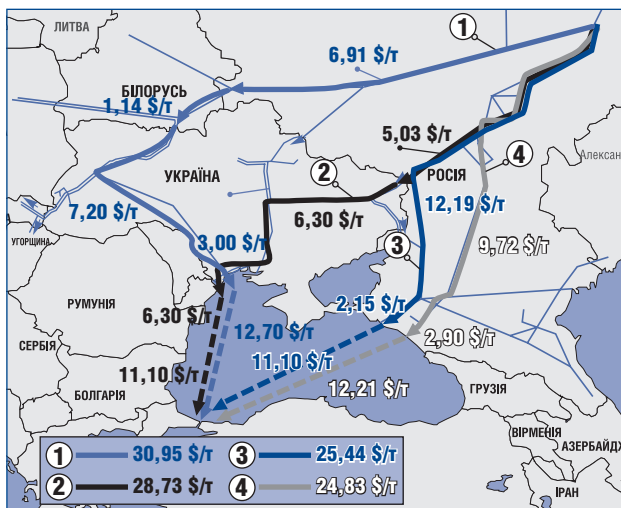
¹² Постанова Кабінету Міністрів "Програма диверсифікації джерел постачання нафти в Україну на період до 2015р." №1572 від 8 листопада 2006р.

¹³ Там само.

Пропозиція конкурентоздатного маршруту (контрреверс) Самара-Нікольське-Кременчук-Південний-Аугуста (станом на 2006р.)



Порівняння тарифів транспортування російської нафти через нафтотранспортну систему України на прикладі маршруту Самара (РФ) – Аугуста (Італія, о. Сицилія) (станом на 2006 р.)



принципу диверсифікації джерел і маршрутів надходження енергоносіїв є додатковим фактором гарантованості поставок та економічної незалежності країн-імпортерів. Одним із критеріїв диверсифікованості систем енергопостачання в ЄС вважається наявність щонайменше трьох джерел надходження первинних енергоресурсів.

На території України розташовано шість НПЗ. Контрольні пакети акцій більшості з них належать іноземним компаніям, переважно російським. Загальна номінальна потужність заводів з первинної перегонки нафти, яка становить 51 млн. т/рік, використовується в середньому на 35-40%.

НПЗ забезпечуються переважно російською сировиною, яка в обсягах переробки перевищує 85%. Власний видобуток нафти задовольняє потребу національної економіки лише на 10-12%. Значна залежність від російських поставок створює загрозу виникнення кризових ситуацій. Проте, використання потужності НПЗ

не в повному обсязі дає можливість ввозити нафту з інших джерел без заміни існуючих постачальників¹⁴.

Також є план заходів з реалізації розвитку Євро-Азійського нафтотранспортного коридору, затверджений Розпорядженням Кабінету Міністрів №545 від 8 листопада 2006р., є відповідні рішення РНБО, введені в дію Указом Президента¹⁵. Однак, цей Указ було фактично проігноровано Урядом і ВАТ "Укртранс-нафта". 14 травня 2009р. Президент видав ще один Указ №329 "Про невідкладні заходи щодо забезпечення реалізації проекту Євро-Азійського нафто-транспортного коридору". Прогресу в його виконанні практично немає. Те, що відбувається з кінця 2006р., можна охарактеризувати як "біг по колу" або імітацію активності. Попри запровадження на початку 2008р. в Секретаріаті Президента спеціальної посади Уповноваженого з міжнародних питань енергетичної безпеки, попри дипломатичну активність посадовця, вирішення завдання реальної диверсифікації нафтопостачання до України не просунулося ні на крок.

Зміни, що відбулися протягом червня-серпня 2009р. в "Укртранснафті" свідчать, що державне підприємство потрапило в систему непрозорої приватної корпоративної структури, яка реалізовує проект вертикальної інтеграції в нафтовому секторі країни. Практично, з II половини 2009р. питання політики диверсифікації перейшло на приватно-корпоративний рівень. Тестом ефективності такого переходу стане результативність виконання Указу Президента про перехід до проектного напрямку використання Одеса-Броди. Передбачається, що до кінця 2009р. нафто-провід може запрацювати в аверсному режимі, хоча шанси на успіх виглядають примарними.

У цілому, приватно-корпоративний рівень вирішення стратегічних завдань означає, що держава втратила інструменти реалізації національних пріоритетів, зокрема, створення диверсифікованої системи нафтопостачання до України. Корумпований і бездіяльний державний апарат, що перебуває під різноманітним впливом політико-олігархічних груп, навряд чи буде спроможним втілити в життя політику диверсифікації. За таких обставин корпоративні пріоритети завжди переважатимуть державні.

У випадку, якщо цьогорічна спроба перейти до аверсного використання нафтопроводу зазнає фіаско, чи не єдиним сценарієм залишається варіант "вимушеної диверсифікації". Він буде обумовлений введенням в експлуатацію АК Транснефть БТС-2 та переспрямуванням експортних потоків російської і казахстанської нафти винятково на російські нафтопроводи та термінали у 2012р. За такого сценарію нафтотранспортна система України може лише частково зберегти транзитну функцію для поставок на НПЗ Словаччини та Угорщини.

А у випадку, якщо візьмуть гору підходи, пов'язані з приватизацією нафтотранспортної системи під оманливі обіцянки збільшення її завантаження російськими вантажовідправниками, то питання диверсифікації втратить актуальність. Хоча у випадку реалізації РФ проектів створення безтранзитних енерготранспортних систем, інтерес її до української нафтотранспортної системи буде мінімальним і продикуваним радше наміром заблокувати можливості диверсифікації постачання нафти до країн Вишеградської групи.

У кінцевому підсумку слід зазначити, що в Україні не бракує нормативно-правового забезпечення диверсифікації. Немає економічних, технічних і технологічних проблем, пов'язаних з переходом до проектного напрямку використання нафтопроводу Одеса-Броди. Ще зберігається довіра до України, хоч і на найнижчому рівні за весь час реалізації проекту. Чого їй бракує – це політичної волі, яка блокована метастазами корупції і політичною заподадливістю Уряду перед сусідньою державою. ■

¹⁴ Там само.

¹⁵ Указ Президента України "Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 28 липня 2008р. "Про невідкладні заходи щодо забезпечення роботи нафтопроводу Одеса-Броди за проектом напрямом" №716 від 15 серпня 2008р.

ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ДЖЕРЕЛ І МАРШРУТІВ ГАЗОПОСТАЧАННЯ: ВИБІР ДЛЯ ЄВРОПИ ТА УКРАЇНИ

Леонід УНІГОВСЬКИЙ, генеральний директор,
Володимир ЧАСТУХІН, виконавчий директор,
Олександр ЛАКТИОНОВ, головний науковий співробітник,
Сергій ФЕДОРЕНКО, головний спеціаліст
ТОВ “Нафтогазбудінформатика”

Тривале зростання світових цін на нафту протягом попередніх років, світова фінансова криза 2008р. та рецесія економік провідних країн світу у 2009р. змусили провідні енергетичні агенції переглянути плани і прогнози стосовно обсягів споживання енергії у світі. Водночас, чергова щорічна газова криза, пов'язана з постачанням російського газу до країн ЄС, яка сталася на початку 2009р., пожвавила активність членів Євросоюзу у відновленні чи започаткуванні проектів диверсифікації маршрутів постачання енергоносіїв, на що було виділено €4,5 млрд.

Країни ЄС, які й раніше чітко усвідомлювали необхідність диверсифікації шляхів газопостачання, неквапно будували плани розв'язання цієї проблеми, але нового поштовху реалізації відповідних проектів додала не лише світова фінансова криза, але й особливо глибина “газового конфлікту” у відносинах РФ та України, який з відомою періодичністю відбувається протягом кількох останніх років.

Тому останнім часом, попри економічну кризу, спостерігається певна активізація зусиль як країн-споживачів, так і постачальників газу у просуванні різноманітних проектів диверсифікації газопостачань. Зокрема, пожвавилися дискусії, в т.ч. міжнародні, навколо української пропозиції будівництва газопроводу “Білий потік”.

У цій статті розглядаються деякі кроки країн ЄС, спрямовані на зниження енергетичної залежності від РФ, окреслюються тенденції, які доцільно було б врахувати Україні, залежність якої від постачань російського газу сягнула майже 80%.

Європа: увага до скрапленого газу

Отже, газова криза знову привернула увагу ЄС до одного з найбільш перспективних способів доставки природного газу на споживчі ринки – постачання газу у скрапленому вигляді* (скраплений природний газ, СПГ), оскільки такий спосіб дозволяє диверсифікувати як джерела, так і маршрути постачання.

Не дивно, що потужні економічно розвинуті країни світу поступово реалізують власні СПГ-проекти: укладають відповідні контракти з виробниками/постачальниками та будують приймальні СПГ-термінали (далі – термінали).

Так, в Італії на різних стадіях будівництва знаходиться кілька терміналів (*Adriatic-, Brindisi-, Livorno LNG Terminals*) і планується будівництво ще п'яти; Франція – будує термінал *Fos Cavaou LNG Terminal* і планує будувати *Le Havre LNG Terminal*. Найбільший європейський споживач СПГ – Іспанія має п'ять і планує будівництво двох нових терміналів. Навесні 2009р. Велика Британія ввела в дію два термінали – *Dragon* і *South Hook LNG Terminal*. Нідерланди будують термінал *Gate LNG Terminal* і планують будувати *LionGas LNG Terminal*.

Нові члени ЄС, відносно невеликі країни з малим обсягом споживання газу, також переймаються питанням будівництва терміналів для підвищення рівня енергетичної безпеки. Всупереч “забобонам” щодо складнощів проходження метановозами проток Босфору та Дарданелли, мають наміри будувати термінали і країни Чорноморського басейну – зокрема, Румунія і Болгарія.

Більшість СПГ-проектів реалізуються за підтримки країни-виробника СПГ, зацікавленої в нових ринках збуту та розширенні діючих. Крім цього, власну зацікавленість втілюють й інші країни та інституції, які володіють відповідним досвідом.

Окремі проекти (наприклад, країн Балтії) можуть увійти до списку проектів, що фінансуватимуться ЄС. Європейський союз вже зробив пріоритетним створення “Балтійського коннектору” для надання державам Балтії доступу до енергетичних мереж ЄС. Естонія не виключає, що проект терміналу може бути реалізований спільними зусиллями балтійських країн, а також Фінляндії після спорудження газопроводу, який з'єднає її з Естонією.

Реалізацію європейських СПГ-проектів підтримують і США. Так, ще у вересні 2008р. Агенція з

* Більш поширеним і, відповідно, частіше вживаним є термін “зріджений природний газ, ЗПГ”. – Редакція.

торгівлі та розвитку США (*U.S. Trade and Development Agency, USTDA*) попередньо узгодила виділення гранту на будівництво приймального СПГ-терміналу в Румунії і Литві¹.

Узагальнені дані, наведені у врізці “СПГ-проекти у країнах – нових членах ЄС і Хорватії”, свідчать, що майже всі європейські країни-імпортери газу, які мають вихід на морське узбережжя, використовують або планують використати таке географічне розташування як перевагу для постачання СПГ. Причому будівництво СПГ-терміналів планують навіть ті країни ЄС, які мають мізерні, порівняно з Україною, обсяги споживання газу, що є аргументом на користь економічної доцільності такого будівництва. Окреслилися також чіткі перспективи надходження СПГ на новий ринок – басейн Чорного моря, і цей ринок демонструє тенденцію до розвитку.

Чи буде реалізовано СПГ-проект в Україні?

Здається, що лише Україна не зважає на зазначені тенденції і досі не спромоглася хоча б на крок наблизитися до енергетичної незалежності, яку може надати саме реалізація проекту СПГ-терміналу. При тому, що за сукупністю обставин нинішній час є найбільш сприятливим для втілення таких проектів, як будівництво приймального СПГ-терміналу, серед яких:

- нагальна потреба у зменшенні залежності від імпорту російського газу;
- необхідність диверсифікації джерел і ресурсів надходження газу;
- сприятливий час для реалізації масштабних проектів із залученням вітчизняних підприємств і кадрів;
- провідні виробники СПГ шукають нові ринки збуту та готові фінансувати їх будівництво;
- сприятливий час для залучення світового досвіду та капіталу.

ТОВ “Нафтогазбудінформатика” виконало комплекс робіт, пов’язаний з розробкою Концепції і проведенням попередніх техніко-економічних розрахунків постачання СПГ до України. Результати зазначених робіт свідчать про наступне.

Співвіднесення обсягів видобутку, споживання та імпорту газу окремими країнами Європи, де планується будівництво терміналів, з аналогічними показниками України показує, що для забезпечення дійсної диверсифікації постачання газу до України і зменшення її залежності від імпорту газу з Росії до менш ніж 30% потреби, до України необхідно постачати СПГ обсягом до 10 млрд. м³/рік (таблиця “Обсяги видобутку, споживання та імпорту газу окремими країнами Європи, де планується будівництво СПГ-терміналів”²).

СПГ-ПРОЕКТИ У КРАЇНАХ - НОВИХ ЧЛЕНАХ ЄС І ХОРВАТІЇ

Румунія (проект *Constanta LNG Terminal*)

Термінал буде розташований в порту Констанца (*Constanta*). Виконавець ТЕО зобов’язаний буде зробити відповідні розрахунки регіонального попиту, визначити тип і необхідну потужність терміналу, інших об’єктів інфраструктури, в т.ч. необхідну розбудову національної ГТС та інше³.

За даними румунського джерела, вартість ТЕО може скласти €20 млн.⁴

Наприкінці 2008р. *USTDA* повідомила про виділення понад \$1 млн. для підготовки ТЕО. Отримувач гранту – компанія *Romgaz S.A.* – державна газова компанія Румунії, один з найбільших виробників газу в Європі.

Литва (проект *Lithuania LNG*)

Питання імпорту СПГ розглядається з березня 2008р. Передбачалося протягом 2010-2013рр. побудувати термінал потужністю до 2 млрд. м³/рік, вартість проекту оцінювалася в €500 млн.⁵

У середині вересня 2008р. *USTDA* повідомила про намір фінансувати підготовку ТЕО терміналу в межах виконання міждержавної угоди між США та Литвою, яка передбачає виділення гранту обсягом \$800 тис.⁶

Згідно з вихідними даними, в ТЕО необхідно розглянути можливість будівництва терміналу для приймання 1,5-2 млрд. м³/рік газу в одному з трьох запропонованих міст, один із варіантів – офшорне розташування терміналу. Виконання ТЕО має бути завершено у 2010р.

Частка СПГ-терміналу у 80% – належатиме державі, решта 20% – компанії *AB Achema* (приватна компанія - виробник азотних добрив і хімічної продукції).

Латвія

У 2006р. Латвія, яка споживає лише 1,6 млрд. м³/рік російського газу – розглянула можливість створення СПГ потужностей, але поки що цей проект не отримав необхідної підтримки⁷.

Естонія

Естонія, яка споживає 0,85 млрд. м³/рік російського газу, обмірковує можливість будівництва СПГ-терміналу.

У 2008р. компанія *Ramboll Eesti AS*, яка належить до міжнародної консалтингової компанії *Ramboll Group* (інжиніринг, будівництво та ін.) виконувала попереднє ТЕО будівництва СПГ-терміналу в Естонії⁸.

У середині квітня 2009р. компанія *Estonian Balti Gaas* планувала розпочати будівництво СПГ-терміналу на півострові Пакрі (*Pakri Peninsula*)⁹, який влада Естонії може внести до списку територій, що знаходяться під охороною держави. Забудовники занепокоєні можливими суворими вимогами до захисту довкілля. За попередніми планами, термінал буде побудований поблизу м.Палдіски (*Paldiski*) на площі 7,6 га.

Проект терміналу також включає плани прокладання газопроводу від Пакрі до Фінляндії для з’єднання цієї країни з Балтійським газопроводом (від РФ до Німеччини, через країни Балтії і Польщу). Газопроводи Естонії, Латвії та Литви вже об’єднані між собою.

Отже реалізація ідеї СПГ-терміналу залежить від висновків звіту про оцінку його екологічного впливу.

Наприкінці квітня 2009р. Уряд Естонії в черговий раз підтримав плани будівництва терміналу, який дозволить зменшити залежність від постачання газу з РФ¹⁰. Однак, Уряд поки що не зацікавлений у фінансуванні проекту з бюджетних коштів, сподіваючись на допомогу ЄС.

Хорватія (*Adria LNG Terminal*)

У березні 2008р. найбільша енергетична компанія Хорватії *Ina Industrija Nafta d.d.* повідомила про необхідність створення групи іноземних інвесторів для планування та будівництва СПГ-терміналу на узбережжі Адріатичного моря¹¹.

¹ За даними Держдепартаменту США. – Вашингтон, 16 вересня 2008р.; http://www.ustda.gov/news/pressreleases/2008/europeeurasia/romania/romania_lng_091608.asp

² Джерело: Natural Gas information (2008 Edition). – International Energy Agency (IEA), OECD, September 2, 2008, p.77.

³ Romania - LNG Import Terminal Project. – FedBizOpps.gov, November 14, 2008; https://www.fbo.gov/index?s=opportunity&mode=form&tab=core&id=00e80a0340609954a87b1432336756ec&_cview=0

⁴ *News in Brief*. – Nine o’Clock, May 16, 2008; <http://www.nineoclock.ro/index.php?page=detalii&categorie=business&id=20080516-512598>

⁵ Джерело: The Baltic Times, March 26, 2008.

⁶ Lithuania gets U.S. funding for LNG terminal study. – Forbes.com, September 15, 2008; <http://www.forbes.com/feeds/afx/2008/09/15/afx5423607.html>

⁷ Zeyno Baran “Lithuanian Energy Security: Challenges and Choices”. – Center for Eurasian Policy, Hudson Institute, in cooperation with Center for Strategic Studies and Ministry of Foreign Affairs of the Republic of Lithuania, December 2006; <http://www.hudson.org/files/publications/LithuanianEnergySecurityDecember06.pdf>

⁸ RAMBOLL. – Ministry of Foreign Affairs of Denmark, Embassy of Denmark, Tallinn, November 18, 2008; <http://www.ambtallinn.um.dk/en/menu/Energy/Partners/Ramboll>

⁹ Jarkko Heinonen “Estonia: LNG terminal project at Pakri Peninsula”. – LogisticsTurku, Esmerk, April 15, 2009; <http://www.logisticsfinland.fi/logistics/bulletin.nsf>

¹⁰ Estonia: Govt supports LNG terminal project. – Esmerk uutispalvelu, April 28, 2009; <http://www.logisticsfinland.fi/logistics/bulletin.nsf>

¹¹ INA May Join Adria LNG Venture. – Oil and Gas, March 12, 2008, <http://www.oilandgasinsight.com/file/62568/ina-may-join-adria-lng-venture.html>

Партнери проекту "Adria LNG": E.ON AG і RWE AG (Німеччина) – 31,15% та 16,69%, відповідно, OMV Gas International (Австрія) – 25,58%, Total SA (Франція) – 25,58%, Geoplin (Словенія) – 1%.

Розташування терміналу в м.Омисаль (Omisalj) на півночі острова Крк (Krk) в Адриатичному морі¹², остаточно було визначено у вересні 2008р.

Основні параметри проекту:

обсяг інвестицій – €800 млн. (близько \$1,04 млрд.);
потужність – 10-15 млрд. м³/рік (початкова-розширення)¹³;
орієнтовний період будівництва – 3 роки;
початок будівництва – кінець 2009р.;
введення в експлуатацію – 2014р.;
кількість створених робочих місць під час будівництва – 1-1,5 тис.;
персонал – 50-100 осіб;
здатність приймати танкери (ємністю) – до 265 тис. м³ (Qmax ships);
середньорічний вантажообіг – 100 танкерів/рік.

Польща (Swinoujscie LNG Terminal)

Наприкінці січня 2009р. керівництво ЄС виділило на будівництво терміналу в Польщі грант у розмірі €80 млн. (\$105 млн.) у рамках реалізації інфра-структурних проектів з постачання енергоносіїв до країн-членів загальною сумою €4,5 млрд.

Параметри терміналу:

розташування – м. Свіноуйське (Swinoujscie) на балтійському узбережжі на півночі Польщі поблизу з німецьким кордоном;
орієнтовний термін введення в дію – 2013-2014рр.;
постачальники СПГ – Катар, Алжир, Єгипет, Лівія, Нігерія, Норвегія;
орієнтовна вартість будівництва терміналу – €450 млн. (буде уточнена після виконання ТЕО);

вартість підключення терміналу до ГТС Польщі – €30-100 млн.;

вартість танкерів – до \$200 млн./одина;

потрібна кількість танкерів – приблизно 3 одиниці;

виконавець будівельних робіт та оператор – компанія *Polskie LNG* (заснована у 2007р., 100% володіє PGNiG);

потужність терміналу – 2,5-7,5 млрд. м³/рік (початкова-розширення);

резервуари для зберігання СПГ – 2 по 100 тис. м³ кожен;

У середині квітня 2009р. компанії *Qatargas* та *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG)* підписали генеральну угоду про постачання СПГ з Катару до Польщі, починаючи з 2014р., обсягом 1 млн.т/рік.Постачання буде здійснюватися танкерами класу *Q-Flex* (ємність – 210-216 тис. м³)¹⁴.

Болгарія

У квітні 2009р. Болгарія узгодила з Катаром будівництво СПГ-терміналу¹⁵. Ще одним постачальником буде Єгипет, про що вже досягнуто відповідних домовленостей¹⁶.

За попередніми даними, термінал буде розташований у Греції на узбережжі Егейського моря¹⁷.

Можливе розташування СПГ-терміналу для Болгарії



Обсяги видобутку, споживання та імпорту газу окремими країнами Європи, де планується будівництво СПГ-терміналів, станом на 2007р., млрд. м³/рік

	Видобуток	Споживання	Імпорт			Залежність від постачань газу РФ, %	Потужність СПГ-терміналу
			Усього	у т.ч. з РФ	Частка РФ у загальному імпорті, %		
Литва	-	3,70	3,70	3,70	100,0	100,0	2
Латвія	-	1,60	1,60	1,60	100,0	100,0	д/н
Естонія	-	0,85	0,85	0,85	100,0	100,0	д/н
Румунія	11,00	16,00	5,20	4,90	94,2	31,0	буде визначено ТЕО
Хорватія	3,00	3,20	0,80	0,80	100,0	25,0	10-15
Польща	6,00	16,40	10,00	6,85	68,5	42,0	2,5-7,5
Болгарія	0,30	3,60	3,50	3,50	100,0	≈100,0	д/н
Україна	20,00	68,00	51,00	51,00	100,0	75,0	≈5-10

В якості ресурсної бази СПГ для України слід розглядати насамперед країни Північної Африки (Єгипет, Алжир, Лівія), оскільки, *по-перше*, цей регіон є географічно найближчим з тих, де розвинуто виробництво СПГ. *По-друге*, аналіз потужностей підприємств з виробництва СПГ у цих країнах свідчить про наявність вільних обсягів СПГ та зацікавленості вказаних країн і власників відповідних підприємств у виході на нові ринки збуту (таблиця "Потужності з виробництва СПГ у країнах Північної Африки").

Потужності з виробництва СПГ у країнах Північної Африки, млрд. м³/рік

	Номинальна	Фактична		Вільні		Плани нарощування	
		2007	2008	2007	2008	до 2010	2010-2015
Алжир	27,20	24,70	22,20	2,50	5,00	+5,50	+5,50
Єгипет	16,60	13,60	13,60	3,00	3,00	+6,80	+10,40
Лівія	3,20	0,76	0,53	2,44	2,67	-	+0,90
Загалом	47,00	39,06	36,30	7,94	10,67	+12,30	+16,80

Можливі три варіанти розташування приймального СПГ-терміналу: МТП "Південний", портопункт "Очаків", Феодосійський МТП. Кожен з цих портів має свої переваги та недоліки.

Аналіз параметрів завантажувальних СПГ-терміналів у портах Єгипту, Алжиру та Лівії та чорноморських портів України свідчить, що для постачання СПГ до України з країн Північної Африки технічно можливо та економічно доцільно застосовувати танкери ємністю 120-140 тис. м³. Такі танкери здатні одержувати СПГ з портів Дамієтта та Ідку в Єгипті, Арzewель Джедід та Безуа в Алжирі та всіх нових портів, що будуються або проектується в цих країнах.

Зважаючи на високу вартість будівництва танкерів, на початковому етапі реалізації проекту з постачання СПГ можна обмежитися їх орендою.

Для умов України доцільно обрати СПГ-термінал наземного базування потужністю 10 млрд. м³/рік, будівництво якого доцільно здійснювати у два етапи: I – будівництво терміналу потужністю 5 млрд. м³/рік; II – розширення потужності до 10 млрд. м³/рік.

Орієнтовні оцінки необхідних капітальних вкладень наведено в таблиці "Орієнтовні оцінки капітальних вкладень...", (с.62).

¹² Igor Ilic "Croatia LNG project maybe boosted by Russia gas cut". – CROWN Croatian World Network, January 20, 2009; <http://www.croatia.org/forum/viewtopic.php?f=24&t=1081>

¹³ Там само.

¹⁴ Джерела: Qatargas signs new agreement with PGNiG. – Qatargas, April 15, 2009; <http://www.qatargas.com/news.aspx?id=147154>; Poland inks LNG deal with gas giant Qatar. – Zawya, April 15, 2009; <http://www.zawya.com/story.cfm>

¹⁵ Bulgaria, Qatar consider building liquefied gas terminal. – Bayt.com, April 14, 2009; <http://news.bayt.com/2009/04/14/bulgaria-qatar-consider-building-liquefied-gas-terminal>

¹⁶ Bulgaria inks deal to buy Egypt gas. – ArabFinance, April 26, 2009; <https://www.arabfinance.com/News/newsdetails.aspx?Id=137367>

¹⁷ Qatar, Bulgaria discuss LNG terminal, sign cooperation agreements. – Business Intelligence - Middle East, April 15, 2009.

Орієнтовні оцінки необхідних капітальних вкладень для будівництва СПГ-терміналу в різних портах України, млн. \$

Назва статті витрат	Порти України, у т.ч.:					
	“Очаків”		“Південний”		“Феодосія”	
	Вартість	Примітки	Вартість	Примітки	Вартість	Примітки
1. Спорудження приймального СПГ-терміналу	750		750		750	
2. Облаштування портової інфраструктури (причали, фарватер, навігація, буксири, система управління, поглиблення тощо)	1 060	Дуже великий обсяг днопоглиблювальних робіт	195/360	Залежно від варіанту	70	
3. Забезпечення “врізки” в ГТС України (будівництво ГВС, КС, лінійної частини, переобладнання існуючих систем)*	40		100	Додатково потребує переобладнання КС “Березівка”	350-460	Додатково потребує будівництва 1-2 КС
Загалом	1 850		1 045/1 210	Дуже інтенсивний рух суден, великий час очікування	1 170-1 280	Найбільш сприятлива портова ситуація

* За даними ДК “Укртрансгаз”, <http://www.ukrtransgas.naftogaz.com>

Скорочення: ГВС – газомірювальна станція, КС – компресорна станція

Загальний термін проектування, поставки обладнання та будівництва терміналу складає:

для першої черги – 3,5 роки;

для другої черги (повний розвиток) – 4,5 роки.

Загальний термін будівництва берегового технологічного терміналу складає: перша черга – 2,5 роки; повний розвиток – 3,5 роки.

Для подальшої реалізації проекту, уточнення капітальних вкладень, експлуатаційних витрат і, як результат – ціни на природний газ після регазифікації, необхідно розробити ТЕО та бізнес-план інвестиційного проекту з постачання СПГ до України.

До переваг реалізації СПГ-проекту в Україні можна віднести:

- помірні сумарні капітальні витрати – до \$2 млрд. (порівняно з іншими масштабними проектами, наприклад, газопровід “Білий потік” – \$15 млрд., українська частина Євро 2012 – \$3-5 млрд.);
- відсутність потреби узгодження з іншими країнами-транзитерами, як у випадку реалізації трубопровідних проектів;
- отримання газу з альтернативних джерел;
- гнучкість схеми постачання газу споживачам;
- підвищення рівня енергетичної безпеки країни;
- активізація виробничої діяльності будівельних, металургійних та інших підприємств та організацій України;
- створення додаткових робочих місць.

Що потрібно від України:

- незалежна від політичної кон’юнктури узгоджена стратегія розвитку; також слід обрати потужну компанію для будівництва терміналу, яка має міцні позиції в Європі, досвід реалізації СПГ-проектів та яка буде його оператором;
- послідовність і передбачуваність (законодавства, пріоритетів розвитку);
- активна позиція держави, в т.ч. стосовно безальтернативності реалізації СПГ-проекту.

Також становить інтерес можливість кооперації вітчизняних суднобудівників із закордонними партнерами під час будівництва метановозів.

На початку світової фінансової кризи часто згадували хрестоматійний приклад посилення державного регулювання економіки, започаткований президентом США Ф.Рузвельтом – “Новий курс”, який змусив шляхом реалізації низки інфраструктурних проектів ефективно працювати економіку країни під час т.зв. Великої депресії. Цей досвід старанно приміряли на себе різні країни світу, в т.ч. й Україна. Оскільки він досі так і не став у нагоді, логічно виникає питання: якого масштабу та значення мають бути проекти, щоб вони були гідними уваги керівництва країни?

Україна – країна з економікою, що розвивається. На світовому ринку вона позиціює себе як високотехнологічна країна з великим науковим і виробничим потенціалом, але, незважаючи на це, інноваційні ідеї втілюються неохоче й за залишковим принципом (в останню чергу, після того як майже всі країни ними тривалий час користуються). Схоже, що аналогічна доля може очікувати й на вітчизняний СПГ-проект.

В Україні неодмінно буде збудований СПГ-термінал, можливо після 2020р., певний оптимізм вселяє надія, що Україна буде в авангарді, а не залишиться сировинним придатком чи РФ, чи Європи. За песимістичним сценарієм це може відбутися в неоглядній перспективі.

Газопровід “Білий потік” – міф чи реальність?

Газопровід “Білий потік” (*White Stream*) під його початковою назвою – *GUEU* (Грузія-Україна-ЄС) був презентований в листопаді 2006р. на II Європейському енергетичному саміті у Відні (Австрія); під нинішньою назвою – в жовтні 2007р. на Європейському енергетичному саміті у Вільнюсі (Литва).

З моменту появи цей маршрут називали “газом майбутнього, вільним від політичного тиску”¹⁸. Газопровід призначався для диверсифікації маршрутів постачання середньо-азійського природного газу до країн ЄС; його ресурсною базою було визначено газ Азербайджану, Туркменістану та Казахстану; передбачалося, що продуктивність газопроводу становитиме на I етапі – 8 млрд. м³/рік з перспективою збільшення до 16-32 млрд. м³/рік на II та III етапах, відповідно.

¹⁸ Див.: Мчедлидзе Д. Будет ли новый газопровод? – Общая газета, №5, май 2006г.

Проект трубопроводу розроблявся інжиніринговими фірмами *Pipeline Systems Engineering* (Лондон, Велика Британія) та *Radon-Ishizumi* (Нью-Йорк, США). У першій фазі він передбачав транспортування каспійського газу до країн Європи (Румунія), надалі планувалося його приєднання до Транскаспійської газопровідної системи.

У 2007р. компанія *GUEU-White Stream Pipeline Co Ltd.* (Лондон), створена названими вище розробниками проекту, оприлюднила два можливих варіанти маршруту газопроводу (карта “Можливі маршрути газопроводу “Білий потік”).

За планами компанії, газопровід має розпочатися в місці відгалуження від магістралі Баку-Тбілісі-Ерзурум. Власне, це і є вадою проекту, оскільки нарощування обсягів постачання актуалізує питання будівництва газопроводів для подачі газу на територію Грузії, що суттєво збільшить заявлену загальну вартість проекту (\$5 млрд. у цінах 2007р.).

Серед імовірних маршрутів подальшої траси було відзначено наступні:

№1: Грузія-Чорне море-Україна-Румунія (довжина 1 355 км, у т.ч. територією Грузії – 115 км, України (Криму) – 215 км);

№2: Грузія-Чорне море-Румунія (довжина 1 235 км).

У січні 2008р. на саміті країн ЄС у Брюсселі (Бельгія) ідею газопроводу та зацікавленість у ньому України оприлюднила Прем'єр-міністр України Ю.Тимошенко.

Чергова презентація проекту компанією *GUEU-White Stream Pipeline Co Ltd* відбулася на міжнародному енергетичному форумі 22 травня 2008р. в Києві. Цього разу було презентовано український варіант транспортування каспійського газу до країн Європи через Грузію і Чорне море з використанням ідеології “Білого потоку” (карта “Можливі маршрути постачання каспійського газу через Грузію і Чорне море”).

Можливі маршрути постачання каспійського газу через Грузію і Чорне море



В українському варіанті проекту, на відміну від запропонованого *GUEU-White Stream Pipeline Co Ltd*, в реальних цінах наведені необхідні витрати, а саме – враховано вартість будівництва газопроводів:

Можливі маршрути газопроводу “Білий потік”



- від родовищ Туркменістану до узбережжя Чорного моря (в т.ч. за варіантами: через Каспійське море або в обхід територію Ірану);
- від м.Феодосія до м.Тальне, де “Білий потік” з’єднується з ГТС України для транспортування газу з Криму до країн Європи.

Основні показники українського варіанту проекту газопроводу (в цінах 2008р.):

- *маршрут*: Туркменістан-Каспійське море-Азербайджан-Грузія-Чорне море-Україна (Феодосія-Тальне);
- *потужність* – 30 млрд. м³/рік;
- *довжина* – 3 220 км;
- *вартість* – \$15 млрд. (у т.ч. приблизно \$5 млрд. – перехід через Чорне море).

Проект “Білий потік” набув особливої актуальності з огляду на зростання світової ціни на нафту влітку 2008р. (яке змінилося її зниженням у зв’язку із світовою фінансовою кризою) та газовий конфлікт між РФ та Україною в січні 2009р.

На початку квітня 2009р. Міністр енергетики Грузії О.Хетагурі та генеральний директор компанії *GUEU-White Stream Pipeline Co. Ltd* Р.Пірані підписали меморандум про співпрацю в реалізації проекту будівництва газопроводу “Білий потік”¹⁹.

Документ відбиває прагнення сторін до співпраці у формуванні південного газового коридору, в якому зацікавлені Грузія і країни ЄС. Згідно з позицією грузинської сторони, проект спрямований на забезпечення енергобезпеки Європи шляхом диверсифікації маршрутів і джерел енергоносіїв. Для Грузії реалізація проекту означає посилення енергетичної безпеки, зростання транзитного потенціалу та доходів бюджету від транзиту газу.

Наступні документи планується підписати з Урядом Румунії.

Проект розглядається як альтернатива проекту “Набукко”, в якому Грузія також відіграє роль країни-транзитера.

Компанія *GUEU-White Stream Pipeline Co. Ltd* не виключає, що будівництво трубопроводу буде розпочато у 2012р., першу фазу проекту передбачається завершити у 2015р. Фінансування передпроектних робіт буде здійснювати ЄС, з цією метою вже виділено три гранти.

Головними лобістами “Білого потоку” виступали США, ЄС та Україна. В реалізації проекту зацікавлений також Азербайджан – як можлива країна-постачальник газу за європейськими цінами та союзник США.

Росія, що цілком логічно, є опонентом проекту.

Румунія бере участь у проекті “Набукко”, але лояльно ставиться до будівництва газопроводу “Білий потік” – особливо, якщо він пройде її територією. Однак, враховуючи, що скоригований маршрут оминає територію Румунії (він пройде територією Сербії), можна очікувати, що позиція Румунії стосовно проектів “Набукко” або “Білий потік” з часом буде більш чіткою.



Негативним аспектом вчасної реалізації “Білого потоку” є передбачений за проектом перетин з газопроводом “Блакитний потік”. Проблема може бути вирішена, але ця обставина надає важелі впливу Уряду РФ, з яким доведеться вести переговори.

Затримати терміни реалізації проекту і проведення його екологічної експертизи може також та обставина, що частина маршруту “Білий потік” проходить через виключну економічну зону Росії. Водночас, важелем, здатним вирівнювати становище, є проходження великої частини конкурентного планового маршруту “Південний потік” через виключну економічну зону України.

Також слід зазначити, що і Грузія, і Азербайджан однаково зацікавлені в реалізації проекту “Набукко” – як менш (удвічі) витратного, порівняно з проектом “Білий потік”, та майже узгодженого між усіма учасниками.

Безперечно, досить негативною обставиною для проектів “Набукко” та “Білий потік” є підписаний Росією та Азербайджаном меморандум про постачання природного газу. І хоча точні обсяги поставок не вказані, це може значно вплинути на обидва проекти, в яких експортний газ Азербайджану розглядається як ресурсна база на початкових стадіях їх реалізації – оскільки керівництво ВАТ “Газпром” неодноразово заявляло про готовність купувати весь обсяг експорту газу з Азербайджану.

Крім цього, привабливість проекту “Білий потік” для потенційних інвесторів та учасників знижують також технічні складнощі його реалізації.

Отже, в оптимістичному варіанті проект “Білий потік” повинен надати політично безпечний, короткий маршрут транспортування газу Каспію до України та ЄС. Проте, очевидно, що за рівних умов перевагу буде надано реалізації саме “Набукко”, а “Білий потік” залишиться “технічним” проектом.

Життєздатність проекту підвищиться в разі однострійної підтримки (в т.ч. фінансової) його реалізації всіма країнами-лобістами, тобто за визнання його міжнародної політичної доцільності, як це було з будівництвом нафтопроводу Баку-Тбілісі-Джейхан.

¹⁹ Российский газ будет поступать в Южную Осетию, минуя Грузию. – Интернет-издание Корреспондент.net, 6 апреля 2009г., <http://korrespondent.net/business/796603>