

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

---

УДК 656.56

І.Ч. ЛЕЩЕНКО, канд. техн. наук, А.І. СПІТКОВСЬКИЙ, канд. біол. наук,  
Інститут загальної енергетики НАН України,  
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03680, Україна

---

## ПЕРСПЕКТИВИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ В УМОВАХ ІНТЕГРАЦІЇ РИНКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

*Виконано аналіз процесів, що відбуваються на світових газових ринках, визначено фактори, які найбільш суттєво впливають на перспективи функціонування газотранспортної системи (ГТС) України. Сформовано представницькі сценарії завантаження ГТС нашої країни на перспективу до 2040 року. Визначено заходи, впровадження яких є доцільним у найближчий час.*

*Ключові слова:* газотранспортна система, інтеграція ринків газу, прогнозування, представницькі сценарії транзиту природного газу.

---

На розвиток і функціонування газотранспортної системи України впливає багато різнопланових факторів – економічних, технологічних, політичних, екологічних, які пов'язані між собою і суттєво впливають один на одного. У першу чергу це фактори, зумовлені процесами формування світового газового ринку, який активізувався останніми роками, станом світової економіки, можливостями розвитку та впровадження нових технологій видобутку і транспортування газу. Не менш важливими є й політичні фактори, зокрема, політика ЄС щодо диверсифікації джерел поставок газу та початку робіт з видобутку нетрадиційних газів, політика Росії щодо диверсифікації ринків збуту та маршрутів транспортування газу. Суттєвими є внутрішньополітичні рішення стосовно створення повноцінного ринку газу, оподаткування діяльності з видобутку газу та ін. З екологічних факторів, у першу чергу, необхідно виділити

зміни жорсткості екологічних вимог, впровадження сценаріїв декарбонізації європейської енергетики тощо. Комплексний вплив усіх означених факторів в останні роки привів до загострення проблем функціонування і розвитку ГТС України.

На даний час у світі існують три основні великі регіональні ринки природного газу – північноамериканський, азійсько-тихоокеанського регіону та європейський, і ринки, які знаходяться у стадії формування, зокрема, південноамериканський та африканський. Великі ринки відрізняються своєю організацією, джерелами покриття попиту на газ та, як наслідок, моделлю ціноутворення на цей енергоресурс. На північноамериканському ринку (США, Канади та Мексики) довгострокові контракти практично відсутні. У США існує достатньо розгалужена система газопроводів-інтерконекторів, яка дозволяє вести торгівлю газом на декількох десятках хабів, розташованих у місцях перетину трубопроводів. Ціни на газ визна-

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, А.І. СПІТКОВСЬКИЙ, 2016

чаються виключно на торговельних майданчиках, відсутня прив'язка до ціни на нафту. Останніми роками завдяки розвитку видобутку сланцевого газу США повністю забезпечуються газом власного видобутку, а ринок перетворюється з імпортозалежного на експортноорієнтований.

На азійсько-тихоокеанському ринку більшість країн повністю або дуже суттєво залежать від імпортного газу, що вимагає забезпечення гарантій його постачання. Майже весь імпорт забезпечується поставками зрідженого природного газу (ЗПГ), в основному за довгостроковими контрактами, в яких вартість газу визначається за формулою, прив'язаною до вартості нафти і нафтопродуктів, і залишається незмінною впродовж дії контракту.

Характерною рисою європейського газового ринку є суттєва залежність від поставок імпортного газу, основна частина якого, в основному трубопровідного, до недавнього часу постачалась за довгостроковими контрактами з нафтопродуктовою індексацією. Водночас, функціонує і спотовий ринок, на якому в основному торгується ЗПГ. На даний час частка довгострокових контрактів з нафтовою прив'язкою поступово зменшується, зокрема, за період 2010–2015 років було укладено всього два нові подібні контракти – між Катаром та Польщею (1,4 млрд м<sup>3</sup>) та Алжиром та Іспанією (0,8 млрд м<sup>3</sup>) [1]. У Нідерландів вже закінчився останній контракт з прив'язкою до нафти. Нафтова індексація зберігалася тільки при продовженні контрактів, але й тут розширюється прив'язка до споту. На початку 2016 року «Газпром» погодився на значні поступки для німецької компанії E.ON і французької Engie щодо зміни механізму ціноутворення: вартість газу, яка нині прив'язана до ціни на нафту, буде визначатися виходячи з котирувань спотового ринку [2]. Отже, хоча на даний час ціноутворення на ринку є ближчим до азійського, ЄС докладає зусиль, щоб організувати газовий ринок, подібний до північноамериканського, чому сприяє зростання пропозиції на ринку ЗПГ і зменшення попиту на газ в європейських країнах.

За останні 10 років обсяг торгівлі газом зріс майже на 30%, при цьому частка трубопровідних поставок збільшилась на 45%, а ЗПГ – на

110%, тобто ЗПГ відіграє дедалі більшу роль у світовій торгівлі газом. На думку експертів Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) [3], для наступних 20 років буде характерною подальша глобалізація ринку природного газу, оскільки ЗПГ об'єднує регіональні ринки і приводить до більшої узгодженості змін цін на цей енергоресурс.

Аналіз ринку ЗПГ у 2014 році [4, 5] виявив, що тенденції останніх років залишаються незмінними. Так, обсяги поставок ЗПГ в 2014 році були на рівні близько 243 млн т, що на 1,5% більше, ніж у 2013 році. Тобто, можна говорити про стабілізацію ринку ЗПГ на рівні 2011 року. Домінуючим імпортером ЗПГ залишається Азія, частка якої становить 75% світового імпорту, але зростання імпорту в Китаї було меншим, ніж очікувалось, а у Південній Кореї попит знизився у порівнянні з 2013 роком, на що вплинули як сезонні, так і економічні чинники – тепла зима та уповільнення темпів економічного зростання.

У 2014 році почали працювати чотири нові технологічні лінії із скраплення загальною ємністю 16 млн т на рік у Папуа-Новій Гвінеї, Східній Австралії (проект на основі метану вугільних пластів) та Алжирі, який збільшив виробництво ЗПГ вперше з 2007 року, скоротивши експорт трубопровідного газу. Водночас, збільшення пропозиції було збалансовано скороченням експорту ряду постачальників, зокрема Єгипту, де має місце зростаючий внутрішній попит, Катару та Анголи, де проводився додатковий капітальний ремонт обладнання. Також у 2014 році розпочалося фінансування трьох нових проектів постачання ЗПГ, сумарною потужністю близько 25 млн т на рік – два проекти у США і один у Малайзії, які мають бути введені в експлуатацію приблизно за 4–5 років (тобто до 2020 року). Водночас, введено в експлуатацію 6 нових терміналів з приймання ЗПГ потужністю 23 млн т на рік.

За всіма прогнозами ринок ЗПГ і надалі буде зростати, хоча очікується, що він стане більш волатильним, у найближчі кілька років можуть бути періоди, коли баланс попиту і пропозиції приведе до перенаправлення деяких обсягів ЗПГ на європейський ринок. За нинішнього рівня цін на нафту діапазон між цінами на ЗПГ на європейському та азійському ринку буде зменшуватись.

Водночас, у 2014 році поставки трубопровідного газу в світі знизились на 6,2%. Рекордне зниження експорту трубопровідного газу показали Російська Федерація – 11,8% та Голландія – 29,9%. Найбільш суттєво знизили обсяги імпорту трубопровідного газу Велика Британія – на 28,2%, Німеччина – на 10,1% та Україна – на 29,9%. Згідно з прогнозами, 87% збільшення в торгівлі газом між регіонами пов'язується із збільшенням поставок ЗПГ, трубопровідні поставки зростатимуть набагато повільніше.

Суттєвий вплив на формування глобального ринку природного газу має видобуток нетрадиційних газів (сланцевого, метану вугільних пластів). Згідно з даними МЕА собівартість видобутку сланцевого газу в США знаходиться в діапазоні 130–260 дол./тис. м<sup>3</sup>, що близько до собівартості видобутку традиційного газу в цій країні. А при однакових затратах на видобуток природного і сланцевого газу в США, розробка родовищ природного газу менш вигідна, оскільки його запаси в країні практично виснажені. Крім того, родовища сланцевого газу дозволяють добувати одночасно з метаном рідкі фракції природного газу (natural gas liquids) та інші цінні супутні компоненти, які утворюються в умовах пластів, що дозволяє зменшити собівартість видобутку майже на 30%. Отже, дешевий американський газ може вплинути на ціни в інших регіонах. На даний час укладено контракти на поставку ЗПГ із США з англійською BG Group, іспанською Gas Natural Fenosa, індійською GAIL, що приведе до додаткової пропозиції на світовому ринку ЗПГ і зниження цін, принаймні для спотових поставок. Крім США видобуток сланцевого газу проводиться в Канаді. У 2013 році японська фірма Mitsubishi та ще три інші компанії отримали дозвіл канадського уряду на експорт сланцевого газу, який планується розпочати до 2019 року. Також розпочато видобуток сланцевого газу в КНР. Згідно з офіційним звітом Державної геологічної служби і Міністерства природних і земельних ресурсів Китаю, з 2009 по 2014 рік у розвідку і розробку власних родовищ сланцевого газу було інвестовано 3,7 млрд доларів [6]. На кінець 2014 року Китай вийшов на рівень щорічного видобутку в 1,5 млрд м<sup>3</sup>, а до 2020 року планується видобувати до 30 млрд м<sup>3</sup> на рік. Згідно з оцінками фірми Wood Mackenzie до 2030 року Китай видобува-

тиме понад 110 млрд м<sup>3</sup> нетрадиційного газу (головним чином, сланцевого), що покриватиме 25% його попиту.

Ішим суттєвим фактором, який впливає на перспективи функціонування ГТС України, є співвідношення між обсягами споживання газу та його власним видобутком в європейських країнах. Енергетична політика Євросоюзу направлена на скорочення споживання викопних палив та збільшення обсягів виробництва енергії з відновлюваних джерел. Вперше такі цілі були поставлені у 1997 році в Білій Книзі Європейської Комісії, яка охоплювала період до 2012 року. У 2010 році цілі було переглянуто й відображено в новій стратегії економічного розвитку ЄС на найближчі 10 років, яка отримала назву «20–20–20» і була націлена на підвищення енергоефективності та декарбонізацію європейської енергетики. При цьому основні показники документа стали обов'язковими для виконання. Головні цілі, окреслені у документі – до 2020 року збільшити частку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у загальному енергоспоживанні до 20% (обов'язкова ціль), знизити емісію парникових газів на 20% відносно рівня 1990 року, підвищити енергоефективність на 20%, збільшити використання біопалив на транспорті щонайменше до 10% (обов'язкова ціль). У 2011 році Єврокомісія затвердила ще більш радикальний сценарій розвитку енергетики ЄС – «Енергетичну Дорожню Карту 2050» («Energy Roadmap 2050»), в якій проаналізовано, як саме можна досягти поставлених цілей із зниження викидів парникових газів, забезпечуючи при цьому надійність та конкурентоспроможність систем енергопостачання. В «Енергетичній Дорожній Карті 2050» розглянуто п'ять можливих сценаріїв декарбонізації, які базуються на різних заходах – суттєвому підвищенні енергоефективності та енергозбереження, підвищенні частки ВДЕ в енергобалансі, диверсифікації джерел енергопостачання. Хоча в документі зазначається, що на практиці енергетичний сектор Євросоюзу буде розвиватися не безпосередньо за одним з наведених сценаріїв у чистому вигляді, а за якоюсь їх комбінацією. Однак за усіма сценаріями, що розглядаються в документі, частка природного газу у загальному споживанні ПЕР в країнах ЄС у 2020 році буде близько 25%, що майже відповідає його

частці у 2000 році. Водночас, на думку деяких експертів, плановий показник зниження викидів на 80% може бути досягнутий при менших витратах і з меншим ризиком, якщо економіка Європи до 2050 року буде більш інтенсивно використовувати природний газ. Таким чином, «Енергетична Дорожня Карта ЄС 2050» привела до збільшення невизначеності щодо попиту на газ в країнах ЄС.

Інший пакет документів, який також має суттєвий вплив на функціонування ринку природного газу Європи – Директива Європейського Парламенту та Ради 2009/73/ЄС від 13.07.2009 «Про спільні правила внутрішнього ринку природного газу» (Третя газова директива), яка кардинально змінює архітектуру оптового ринку газу в Європі. Цей документ на сьогодні є завершальним документом, що регламентує довгострокові перетворення у газовій сфері ЄС. Третя Газова Директива не є документом прямої дії, її положення мали бути інкорпоровані в національні законодавства країн-членів ЄС. Відповідно до цього документа внутрішній ринок газу ЄС буде складатися з ряду регіональних зон з тарифами «вхід-вихід» і з віртуальним ліквідним хабом (торговельною ринковою площадкою) у кожній зоні. Газ, що ввійшов у тарифну зону «вхід-вихід», вважається таким, що знаходиться на хабі, і його доставкою у середині зони конкретному споживачеві займається оператор/власник ГТС. Реформа сектору оптової торгівлі ЄС у першу чергу спрямована на те, щоб зменшити монопольне положення на національних ринках і на ринку ЄС у цілому таких великих компаній, як ENI, Ruhrgas, Gas de France та деяких інших, що, на думку Єврокомісії, монополізують внутрішні національні ринки країн-членів ЄС. Водночас, «Третя газова директива» містить вимогу про роз'єднання вертикально інтегрованих компаній – розділення діяльності з видобутку газу, його транспортування і розподілу, яке

поширюється на газові компанії ЄС та інші компанії, які діють на ринку ЄС. Також у Директиві передбачено можливість заборони на інвестиції компаній з країн, які не є членами ЄС, якщо вони не відповідають вимогам про розділ функцій з видобування й транспортування енергоносіїв, або якщо поява цих компаній на ринку ЄС може загрожувати енергобезпеці членів Євросоюзу. Отже, цей документ має вплив на можливий розподіл потоків трубопровідного газу між альтернативними транзитними шляхами. Прикладом цього є німецький газопровід «OPAL», який з'єднує газопровід «Північний потік» з існуючою мережею газопроводів Середньої і Західної Європи. Річна пропускна здатність «OPAL» становить 36 млрд м<sup>3</sup>, але «Газпрому» дозволено використовувати не більше 50% його потужності, іншу потужність мають використовувати інші компанії, що стало однією з причин того, що газопровід «Північний потік» працює з неповним завантаженням.

З 2014 року суттєвим політичним фактором, що впливає на стан європейського газового ринку, є агресія Росії щодо України. Саме під впливом цього фактора було припинено роботи з побудови газопроводу «Південний потік», дискутується на рівні Єврокомісії доцільність реалізації проекту щодо розширення газопроводу «Північний потік».

Обсяги імпорту газу до європейських країн залежать від його видобутку в цих країнах. Розвиток видобутку сланцевого газу в Європі стикається з низкою проблем, тому тут суттєвого зростання його видобутку до 2040 року не прогнозується. До 2020 року Норвегія планує збільшити видобуток газу до 130 млрд м<sup>3</sup> (проти 110 млрд м<sup>3</sup> у 2013 році), переважна частина цього газу подається трубопроводами до країн Євросоюзу. Однак Росія залишається найбільшим нетто-експортером трубопровідного газу до Європи (див. табл. 1).

**Таблиця 1 – Експорт трубопровідного газу ВАТ «Газпром» до країн далекого зарубіжжя за даними офіційного сайту Банку Росії, млрд м<sup>3</sup>**

Рік	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Обсяг	162	162	154	158	121	107	117	113	138	126	145

Збільшення поставок газу з Росії до Європи у 2015 році у порівнянні з 2014 роком зумовлено більш холодною зимою та зменшенням ціни на газ на світових ринках.

Таким чином, суттєвий вплив на перспективи функціонування й розвитку української ГТС мають обсяги власного видобутку природного газу в країнах Європи, споживання газу в цих країнах, обсяги пропозиції ЗПГ на європейському та інших світових ринках, стан світової економіки, ціни на основні енергоносії на світових ринках, стан газовидобувної промисловості Російської Федерації, рівень конкуренції за маршрути транспортування газу на європейський ринок та між ЗПГ і трубопровідним газом. При формуванні сценаріїв функціонування і розвитку ГТС України було враховано, що суттєву конкуренцію трубопровідному газу може скласти ЗПГ, прогнози щодо пропозицій якого на газовому ринку Європи стають дедалі оптимістичнішими.

Також при формуванні сценаріїв функціонування й розвитку ГТС України було враховано і внутрішні фактори, зокрема, зміну попиту на газ в країні, фізичне старіння газопроводів, яке супроводжується погіршенням технічного стану технологічного обладнання, рішення щодо джерел закупівлі газу, темпи запровадження повноцінного ринку газу в Україні. Суттєвий вплив на функціонування і подальший розвиток ГТС України матиме і реалізація планів щодо створення східноєвропейського газового хабу, який у перспективі має об'єднати операторів ГТС України та країн Східної Європи. Базою для створення цього хабу можуть стати підземні сховища газу західного регіону України, активна потужність яких становить близько 25 млрд м<sup>3</sup> газу (в той час, як сукупні потужності сховищ Угорщини, Словаччини, Чеської Республіки, Польщі та Латвії становлять 17,2 млрд м<sup>3</sup>), та існуюча тех-

нічна можливість поставок газу з України до Словаччини, Угорщини, Польщі, Румунії та навпаки. Це надає можливість розвитку ГТС країни шляхом входження в європейську систему спотової торгівлі природним газом. Хоча ідея створення східноєвропейського газового хабу була озвучена ще у 2012 році фахівцями газової галузі, потім було заявлено, що уряд нашої країни розмірковує над його створенням, але поки-що ніяких рішень з цього питання не прийнято.

При формуванні прогнозів завантаження української ГТС було взято до уваги результати дослідження російських фахівців попередніх років [1, 7, 8] з урахуванням тенденцій 2014–2015 років. Прийнято, що найближчі 25 років найбільш імовірним джерелом транзитних поставок газу через українську ГТС залишиться Російська Федерація, а головним його споживачем – країни Європи. На сьогодні у «Газпрому» спостерігається надлишок потужностей експортних газопроводів при нестачі газу для їх заповнення, що породжує жорстку конкуренцію за трубопровідний транзит російського газу до країн Європи. Це показують фактичні обсяги транзиту газу через українську ГТС до країн Європи, які за даними НАК «Нафтогаз України» становили у 2012 році – 84,3, у 2013 році – 86,1, у 2014 році – 62,2, у 2015 році – 64,2 млрд м<sup>3</sup> та 2,9 млрд м<sup>3</sup> до Молдови.

Для дослідження перспектив функціонування газотранспортної системи України було використано прогноз споживання газу в Україні, розроблений в Інституті загальної енергетики НАН України, оскільки аналіз споживання газу останніх років показав, що прогноз, наведений в Енергетичній стратегії на період до 2030 року (у редакції 2013 року), є завищеним і не відповідає реаліям сьогодення (див. табл. 2 та 3).

**Таблиця 2 – Прогноз споживання газу в Україні згідно з Енергетичною стратегією на період до 2030 року (редакція 2013 року), млрд м<sup>3</sup>**

Сценарій	2015	2020	2025	2030
Базовий	54,56	50,9	49,85	49,4
Оптимістичний	55,2	52,9	52,5	52,9
Песимістичний	55,1	51,44	49	47,1

**Таблиця 3 – Уточнений прогноз споживання газу в Україні, млрд м<sup>3</sup>**

Сценарій	2025	2030	2035	2040
Базовий	35,4	32,3	31,2	30,7
Песимістичний	46,9	46,6	45,7	44,2

Порівняння уточнених прогнозів видобутку [9] та споживання газу (табл. 3) в Україні показує, що для базового сценарію до 2035 року наша країна видобуватиме газу більше, ніж споживатиме.

У представницьких сценаріях було передбачено можливість будівництва терміналу з регазифікації ЗПГ для потреб України. При цьому аналіз зовнішніх і внутрішніх умов функціонування газової галузі нашої країни показав таке. По-перше, потреба в імпортному газі до 2025 року становитиме для базового сценарію близько 10 млрд м<sup>3</sup>, а за сьогоднішніх економічних умов термінал буде спроектовано і введено в експлуатацію після 2020 року. По-друге, будівництво ЗПГ терміналу вимагатиме поглиблення берегової частини та будівництва газопроводу від терміналу до магістрального газопроводу. По-третє, існує велика проблема пошуку джерел поставок ЗПГ до терміналу з регазифікації. В ролі ресурсної бази для терміналу планувалось родовище «Шах-Деніз-2» в Азербайджані, газ якого мав зріджуватись на терміналі в Кулеві (Грузія), але він не будуватиметься. Поставки скрапленого газу можуть здійснюватися також з Алжиру, Лівії, Єгипту, Катару та ОАЕ. Але транспортування газу з цих країн пов'язано з проходженням танкерів-газовозів через протоки Босфор і Дарданелли, що викличе негативну реакцію з боку Туреччини. Виконані розрахунки показали, що за таких умов будівництво терміналу з приймання ЗПГ є економічно недоцільним, у жодному із сценаріїв, що розглядався, не було вибрано будівництво ЗПГ терміналу, як джерело імпорту природного газу до нашої країни.

Представницькі сценарії транзиту природного газу через ГТС України у частині змін споживання газу в Європі ґрунтуються на прогнозах Eurogas [10]. У наведених сценаріях не розглядалась відмова від подовження контракту ВАТ «Газпром» на транзит газу через українську ГТС після 2019 р., хоча про це періодично заявляють представники російської сторони.

У всіх сценаріях передбачається, що будівництво газопроводів «Південний потік» та «Турецький потік» зупинено.

**Перший представницький сценарій транзиту природного газу через ГТС України** розроблено з урахуванням базового сценарію розвитку газового ринку Європи [10]. Цей сценарій побудовано за таких припущень:

– щонайменше до 2025 року будуть актуальними поточні національні енергетичні політики, для яких у більшості країн Європи характерні малі інвестиції у газовий сектор або їх відсутність;

– до 2025 року попит на газ в Європі стабілізується і, навіть, буде мати місце його незначне зростання. До 2030 року споживання газу в Європі повернеться на рівень 2012 року;

– видобуток природного газу в Європі залишиться на рівні 265 млрд м<sup>3</sup> у 2020 році за рахунок збільшення видобутку в Норвегії, однак, надалі очікується зменшення власного видобутку до 205 млрд у 2040 році;

– можливий початок видобутку сланцевого газу у Великій Британії та Польщі;

– поставки трубопровідного газу з Африки зростуть до 55 млрд м<sup>3</sup> до 2040 року;

– до 2020 року почнуться поставки трубопровідного газу через «Південний коридор» з Азербайджану, Ірану, Іраку, Курдистану, Ізраїлю. Однак, через політичну нестабільність в Ірані та Іраку, можливості «Південного газового коридору» будуть розширені лише після 2030 року;

– основний спад поставок російського газу матиме місце після 2030 року, що пов'язано із припиненням дії чинних контрактів на постачання трубопровідного газу з Росії. Частка російського трубопровідного газу в імпорті на європейський ринок зменшиться з 54% у 2020 році до 28% у 2040 році;

– в Європі будуть побудовані всі термінали з приймання ЗПГ, які заплановано. Європейський імпорт ЗПГ зросте з 49 млрд м<sup>3</sup> у 2015 році до 155 млрд у 2040 році.

Зростання імпорту ЗПГ стає можливим до 2020 року завдяки вводу додаткових потужностей із зрідження газу в Австралії, Північній Америці та Східній Африці. Таким чином, імпорт ЗПГ стане основним джерелом для компенсації зменшення власного видобутку газу в Європі;

- частка ЗПГ на європейському ринку зростає з 21% у 2020 році до 44% у 2040 році, завантаження імпортних газопроводів відповідно зменшується;

- до 2020 року газопровід «ОРАЛ» виведено з-під санкцій ЄС, що сприятиме повному завантаженню 1-ї та 2-ї нитки «Північного потоку»;

- через невисокі темпи зростання попиту на газ в країнах Європи будівництво додаткових ниток «Північного потоку» не відбудеться.

**Другий представницький сценарій транзиту природного газу через ГТС України**, який розглядався, пов'язаний з екологічним сценарієм розвитку країн Європи [10]. Для цього сценарію характерне зростання плати за викиди CO<sub>2</sub>, наслідком чого стає збільшення виробництва електроенергії відновлюваними джерелами, відмова від вугільної генерації і невелике зменшення виробництва електроенергії на АЕС, що збільшує частку газової генерації, а, отже, і споживання природного газу в Європі. Для цього сценарію характерне відновлення економічного зростання і високий рівень інновацій в енергозберігаюче обладнання (зокрема, у швидке розгортання ефективних газових приладів для опалення домогосподарств і офісних приміщень).

Цей сценарій побудовано за таких припущень:

- передбачається зростання споживання природного газу в Європі до 623 млрд м<sup>3</sup> у 2040 році;

- через зростаючий попит на газ зростає зацікавленість інвесторів у розвитку газової інфраструктури, також можливий початок видобутку сланцевого газу в деяких європейських країнах;

- поставки трубопровідного газу з Африки зростуть до 55 млрд м<sup>3</sup> до 2040 року;

- до 2020 року почнуться поставки трубопровідного газу через «Південний коридор» з Азербайджану, Ірану, Іраку, Курдистану, Ізраїлю, які зростуть до 45 млрд м<sup>3</sup> до 2040 року. Однак, через політичну нестабільність в Ірані

та Іраку, можливості «Південного газового коридору» будуть розширені після 2030 року;

- в Європі будуть побудовані всі термінали з приймання ЗПГ, які заплановано. Європейський імпорт ЗПГ зростає до 169 млрд м<sup>3</sup> у 2040 році. Зростання імпорту ЗПГ стає можливим завдяки вводу додаткових потужностей із зрідження газу в Австралії, Північній Америці та Східній Африці. Таким чином, імпорт ЗПГ стане основним джерелом для компенсації зменшення власного видобутку газу в Європі;

- частка ЗПГ на європейському ринку зростає з 21% у 2020 році до 40% у 2040 році;

- до 2020 року газопровід «ОРАЛ» виведено з-під санкцій ЄС, що сприятиме повному завантаженню 1-ї та 2-ї нитки «Північного потоку»;

- для покриття зростаючого попиту на газ побудовано 3-ю нитку «Північного потоку», до 2020 року вона починає вводитись в експлуатацію, до 2030 року цей газопровід завантажений повністю.

**Третій представницький сценарій транзиту природного газу через ГТС України** відповідає сценарію низького попиту на газ у світі [10]. Цей сценарій може мати місце при уповільненні розвитку економіки азіатських країн, яке призведе до скорочення попиту на газ в Азії до 2025 року на 20%. Частина ЗПГ, яка не затребувана в Азії, переміщується на європейський ринок. Наростити експорт до Європи в цьому сценарії зможуть Африка, Близький Схід і Північна Америка.

Для цього сценарію характерне зменшення конкурентоспроможності газових європейських проектів, що є наслідком глобального розвитку газового ринку, політики охорони навколишнього середовища, яка не передбачає розвитку газової промисловості, послаблення промислової діяльності в Європі та повільного прогресу в галузі енергоефективності.

Цей сценарій побудовано за таких припущень:

- передбачається подальше падіння споживання природного газу в Європі до 431 млрд м<sup>3</sup> у 2020 році з незначним подальшим зростанням до 485 млрд м<sup>3</sup> у 2040 році;

- через зменшення зацікавленості інвесторів у розвитку газової галузі видобуток природного газу в Європі падає швидше – з 245 млрд м<sup>3</sup> у 2020 році до 188 млрд у 2040 році;

– видобутку сланцевого газу в країнах Європи не починається;

– відбувається перерозподіл світових потоків газу, в результаті якого частка ЗПГ на європейському ринку зростає з 26% у 2020 році до 47% у 2040 році;

– експорт російського газу до Європи суттєво падає. Частка російського газу в імпорті скорочується з 47% у 2020 році до 26% у 2040 році;

– до 2020 року почнуться поставки трубопровідного газу через «Південний коридор» з Азербайджану, Ірану, Іраку, Курдистану, Ізраїлю, але їх обсяги зростають повільніше, ніж в інших сценаріях – з 10 млрд м<sup>3</sup> у 2020 році до 40 млрд м<sup>3</sup> до 2040 року;

– будівництво нових ниток «Північного потоку» не відбувається.

Прогноз обсягів транспортування російського газу до Європи через ГТС України для усіх описаних представницьких сценаріїв наведено у табл. 4.

Аналіз наведених сценаріїв транзитних потоків газу через українську ГТС показав таке. У базовому сценарії ВАТ «Газпром» для припинення поставок газу через ГТС України не вистачатиме потужностей від 40 млрд м<sup>3</sup> у 2020 році до 17 млрд м<sup>3</sup> у 2040 році. За таких умов будівництво третьої, а тим більш четвертої, нитки газопроводу «Північний потік» є економічно недоцільним.

В екологічному сценарії потреба в транзиті російського газу через ГТС України становить від 51 млрд у 2020 році до 56 млрд м<sup>3</sup> у 2030 році. За цих умов існує велика імовірність побудови не тільки третьої, а, можливо, і четвертої нитки «Північного потоку», хоча розглядався лише варіант побудови однієї нової нитки.

У сценарії повільного економічного розвитку для експорту з Росії трубопровідного газу практично немає потреби як в будівництві нових потужностей, так і у використанні української ГТС – після 2025 року вона залишається без транзиту до країн ЄС, а інші російські експортні газопроводи починають конкурувати за газ між собою.

Виконані для наведених вище сценаріїв розрахунки показали, що, хоча зберігається суттєва невизначеність стосовно подальшої зміни попиту на газ, але навіть для сценарію екологічного розвитку країн Європи, для якого характерні більш високі темпи збільшення споживання газу, транзитні потоки з Росії до цих

країн не перевищують 56 млрд м<sup>3</sup>. Для сценарію повільного розвитку світової економіки до 2030 року ГТС України залишається без транзиту російського газу до країн Західної та Центральної Європи, задіяний лише напрямок до Туреччини, Молдови та Балканських країн.

Водночас, необхідно зазначити, що російсько-молдовський довгостроковий газовий контракт закінчився в 2011 році, на сьогодні імпорт російського газу до Молдови здійснюється відповідно до старого контракту, який щорічно пролонгується. У 2014 році за фінансової допомоги ЄС завершилося будівництво газопроводу Ясси–Унгени потужністю 1,5 млрд м<sup>3</sup>, який зв'язує молдовські та румунські газотранспортні системи, але цей газопровід не працює. Причиною стало блокування його роботи з боку «Молдовагазу», 50% акцій якого належить ВАТ «Газпром». За оцінками фахівців, Молдова має всі можливості для збільшення реверсу румунського газу до 50% від обсягів його споживання в країні, для чого необхідно побудувати газопровід Ясси–Онешть та продовжити газопровід Ясси–Унгени до Кишинєва, що, за умов залучення інвестицій з ЄС, можна виконати за 2–4 роки. А реалізація цього проекту може додатково зменшити транзит газу через ГТС України.

За таких умов можна зробити загальний висновок, що в існуючій схемній структурі ГТС нашій країні не потрібна, її робота буде у подальшому все більш неефективною.

Було виконано розрахунки для альтернативних варіантів реконструкції одного з магістральних газопроводів Західного транзитного коридору – «Союз», як найстарішого: повна ліквідація; консервація або реконструкція із зменшенням пропускну здатності.

Аналіз обсягів робіт, які необхідні для повного демонтажу лінійної ділянки та компресорного цеху магістрального газопроводу показав, що вартість приведення майданчика, який займають ці об'єкти, до стану «чистої галявини» приблизно дорівнює обсягу необхідних капіталовкладень у будівництво нової лінійної ділянки та компресорного цеху.

Аналіз заходів із консервації газопроводу показав таке. Магістральний газопровід є складним технологічним комплексом, до складу якого входять: лінійна частина, компресорні станції, великий комплекс допоміжних технологічних об'єктів, очисні споруди та інші



Таблиця 4 – Прогноз обсягів транспортування російського газу до Європи через ГТС України, млрд м<sup>3</sup>

Показник	2014, факт	Базовий сценарій розвитку газового ринку Європи					Екологічний сценарій розвитку країни Європи					Сценарій повільного економічного розвитку у світі				
		2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040	2020	2025	2030	2035	2040
Споживання газу країнами Європи	483	503	522	531	540	559	516	548	577	605	623	431	442	447	452	485
Власний видобуток країнами Європи	265	265	246	223	210	205	265	246	223	210	205	245	221	207	192	188
Імпорт газу, у тому числі:	218	238	276	308	330	354	251	302	354	395	418	186	221	240	260	297
– ЗПГ	48	52	75	101	135	155	53	82	109	150	169	49	75	101	110	140
– МГ разом (без Росії)	38	56	82	92	92	100	60	82	92	95	100	50	60	70	70	80
– МГ з Росії, у тому числі:	132	130	119	115	103	99	138	138	153	150	149	87	86	69	80	77
– «Північний потік», 1 черга	36,5	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	45	50	50
– «Північний потік», 3 нитка	–	–	–	–	–	–	10	15	25	25	25	–	–	–	–	–
– інші газопроводи	33,3	40	37	37	32	32	42	42	37	37	37	37	36	24	30	27
Частка російського газу в європейському імпорті, %	60	54	43	37	31	28	55	46	43	38	36	47	39	29	31	26
Поставки до Туреччини, Молдови та Балканських країн	19	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	12	7	5	5
<b>Всього транзит через ГТС України</b>	<b>62,2</b>	<b>55</b>	<b>47</b>	<b>43</b>	<b>36</b>	<b>32</b>	<b>51</b>	<b>46</b>	<b>56</b>	<b>53</b>	<b>52</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>5</b>

об'єкти, призначені для забезпечення роботи газопроводу. Кожен з цих об'єктів підлягає консервації. З метою підтримки законсервованого об'єкта газопроводу в працездатному стані виконуються роботи з їх технічного обслуговування і ремонту протягом усього терміну консервації, за ними має бути встановлено постійне спостереження, повинен дотримуватись режим охоронної зони. Крім того, консервація не може тривати багато років, кожні три роки необхідно проводити перевірку обладнання та його нову консервацію. Ще одним аргументом проти консервації окремих магістральних газопроводів ГТС України, зокрема «Союзу», є те, що він є найстарішим, і вже через 5–7 років його газоперекачувальне обладнання морально застаріє настільки, що його подальша експлуатація буде неефективною і технічно небезпечною. Таким чином, консервація обладнання магістральних газопроводів є дорогою процедурою, яка, за оцінками експертів, співставна з вартістю реконструкції цих об'єктів. Водночас, ситуація, яка склалась на сьогодні, показує, що суттєве збільшення транзиту російського газу до Європи через ГТС України до 2040 року є малоімовірним. Отже, консервація не є способом вирішення проблем, що склалися у нашій газотранспортній системі.

Розрахунки, проведені для сформованих сценаріїв завантаження української ГТС, показали, що доцільним може бути будівництво нового підземного сховища у східному регіоні (Полтавська, Харківська області), де прогнозується найбільше зростання видобутку газу. Це дасть можливість вивести з експлуатації газопровід «Союз», забезпечивши при цьому більш повне завантаження, а отже й ефективнішу роботу інших магістральних газопроводів Західного транзитного коридору.

## ВИСНОВКИ

Проведення реконструкції української ГТС в існуючій схемній структурі є недоцільним, доки не буде вирішено проблему гарантування обсягів і напрямів транзиту природного газу через територію України. Водночас, необхідно проводити модернізації підземних сховищ газу західного регіону та компресорних станцій, які сполучаються з газовимірювальними станціями «Ужгород» і «Дроздовичі», що дасть можливість надавати послуги зі зберігання газу для

країн Східної Європи, де має місце дефіцит потужностей газових сховищ. Доцільно брати участь у будівництві інтеконектора Польща–Україна, що дасть можливість отримувати через територію Польщі додаткові обсяги природного газу, у тому числі з терміналу з приймання ЗПГ в м. Свіноуйсьце. Встановлено, що доцільним є будівництво нового підземного сховища газу у східному регіоні, де прогнозується найбільше зростання видобутку газу. Водночас, політикам необхідно проводити роботу щодо недопущення будівництва обхідних газопроводів для транспортування російського газу до Європи.

1. *Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды* / Под ред. В.А. Кулагина, Т.А. Митровой // НИУ ВШЭ-ИНЭИ РАН. – Москва, 2015. – 86 с.
2. «Газпром» выходит из корзины нефтепродуктов // Коммерсантъ. – 14.04.2016. – Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/2963025>.
3. *Medium-Term Gas Market Report 2014*. – Режим доступа: [http://www.iea.org/books/hor/473-Medium-Term\\_Gas\\_Market\\_Report\\_2014](http://www.iea.org/books/hor/473-Medium-Term_Gas_Market_Report_2014).
4. *IGU World LNG Report*. – 2015 Edition – Режим доступа: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field-file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf>.
5. *Global LNG market outlook 2014/15* / BG Group. – Режим доступа: <http://www.bg-group.com/480/about-us/lng/global-lng-market-outlook-2014-15/>.
6. *Китай вложил 3,7 млрд долларов в сланцевый газ, - Natural Gas Asia*. / Сайт [censor.net](http://www.censor.net). – Режим доступа: [http://censor.net.ua/news/342681/kitayi\\_vlozil\\_37\\_mlrddollarov\\_v\\_slantsevyyi\\_gaz\\_natural\\_gas\\_asia](http://censor.net.ua/news/342681/kitayi_vlozil_37_mlrddollarov_v_slantsevyyi_gaz_natural_gas_asia).
7. *Business As Usual. European Gas Market Functioning in Times of Turmoil and Increasing Import Dependence* / T. Boersma, T. Mitrova, G. Greving, A. Galkina // Energy Security Initiative at BROOKINGS. – October 2014. – Режим доступа: <http://www.brookings.edu/~media/Research/Files/Papers/2014/10/european-gas-market-import-dependence/busi->

ness\_as\_usual\_final\_3.pdf?la=en.

8. *Прогноз* развития энергетики мира и России до 2040 года // ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук», Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – 110 с. – Режим доступа: <http://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>.

9. *Лещенко І.Ч.* Перспективи розвитку газодобувної промисловості України / І.Ч. Лещенко, О.В. Стогній // Проблеми загальної енергетики. – 2015. – Вип. 3 (42). – С. 5–12.

10. *Long-Term Outlook for gas to 2035* // Сайт компанії Eurogas – Режим доступу: [http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_Brochure\\_Long-Term\\_Outlook\\_for\\_gas\\_to\\_2035.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Brochure_Long-Term_Outlook_for_gas_to_2035.pdf).

*Надійшла до редколегії 11.05.2016*