

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). *The problems of general energy*, 2021, 1(64): 4–13
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.004>

УДК 620.9

І.Ч. ЛЕЩЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0003-3382-4762
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна

ОГЛЯД НОВОЇ НОРМАТИВНОЇ БАЗИ 2019–2020 РОКІВ ЩОДО ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ ЕКОНОМІКИ ТА АНАЛІЗ ЇЇ ВПЛИВУ НА УМОВИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Наведено огляд української нормативної бази 2019–2020 рр. щодо запровадження в нашій країні системи моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів. Наведено також огляд нових європейських документів щодо декарбонізації економіки, зокрема, Європейського Зеленого курсу, Стратегії ЄС щодо скорочення викидів метану та Водневої стратегії для кліматично нейтральної Європи. Досліджено, який вплив на функціонування української газової галузі матиме реалізація цих документів.

К л ю ч о в і с л о в а: система моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів, система торгівлі дозволами на викиди парникових газів, декарбонізація, Європейський Зелений курс, газотранспортна система.

На виконання міжнародних зобов'язань відповідно до Угоди про асоціацію з Європейським Союзом Україна має запровадити систему торгівлі квотами на викиди парникових газів (СТВ), яка є інструментом стимулювання екологічної модернізації підприємств. Основою для введення в Україні СТВ має стати запровадження системи моніторингу, звітності та верифікації (МЗВ) викидів парникових газів (ПГ). У грудні 2019 р. Верховною Радою України було прийнято Закон України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» [1]. У вересні 2020 р. було прийнято три постанови Кабінету Міністрів України – № 880 «Про затвердження переліку видів діяльності, викиди парникових газів в результаті провадження яких підлягають моніторингу, звітності та верифікації» [2], № 960 «Про затвердження Порядку здійснення моніторингу та звітності щодо викидів парникових газів» [3], № 959 «Про затвердження Порядку верифікації звіту оператора про викиди парникових газів» [4], які створили законодавче підґрунтя запровадження з 1 січня 2021 р. системи МЗВ в нашій країні. З 2021 р. українські промислові підприємства, які включено до системи МЗВ, мають готувати плани з моніторингу викидів двоокису вуглецю і затверджувати їх у Міністерстві захисту довкілля і природних ресурсів України. До 31 березня року, на-

ступного за звітним, підприємства мають подати звіти про викиди двоокису вуглецю, які пройдуть перевірку незалежними експертами відповідно до встановлених процедур, а потім передати їх на затвердження до Міністерства захисту довкілля і природних ресурсів.

Відповідно до постанови Кабінету Міністрів України [2], українська система МЗВ на першому етапі буде поширюватись лише на види діяльності, які приводять до викидів двоокису вуглецю, моніторинг, звітність та верифікація викидів метану на цьому етапі не запроваджуються. У систему МЗВ включено такий вид діяльності, як спалювання палива в установках із загальною номінальною тепловою потужністю більше 20 МВт. Отже, моніторинг, звітність та верифікація викидів двоокису вуглецю поширюється на всі газотурбінні газоперекачувальні агрегати (ГПА) газотранспортної системи (ГТС) України. Наступним кроком є введення в дію системи торгівлі квотами на викиди ПГ, що, відповідно до європейського досвіду, може відбутися після п'ятирічного терміну функціонування системи МЗВ, тобто з 2026 р. За час, що є до запровадження СТВ, необхідно виробити умови її функціонування, які будуть прийнятними для українських підприємств, особливо, для ГТС.

Водночас, у 2019–2020 рр. було запропоновано нові програмні документи Європейського Союзу щодо декарбонізації економіки, з яких найбільш-

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, 2021

ший вплив на умови функціонування газової галузі в цілому, і, особливо, на ГТС нашої країни, матимуть Європейський Зелений курс, Стратегія ЄС щодо скорочення викидів метану та Воднева стратегія для кліматично нейтральної Європи.

Європейський Зелений курс (European Green Deal) було прийнято у грудні 2019 р. з метою зменшення викидів двоокису вуглецю на 50–55% до 2030 р. та досягнення «кліматичної нейтральності» економіки ЄС до 2050 р. [5]. Документ містить дорожню карту, яка передбачає комплекс заходів щодо підвищення ефективного використання енергоресурсів, переходу до чистої та безвідходної (circular) економіки, зменшення забруднення, запобігання змінам клімату. Також документ окреслює необхідні інвестиції та наявні інструменти фінансування.

У Європейському Зеленому курсі відзначено, що поточна політика ЄС у кліматичних питаннях дозволить до 2050 р. зменшити викиди ПГ лише на 60%. Щоб забезпечити додаткові скорочення викидів ПГ, до червня 2021 р. Європейська Комісія (ЄК) має запропонувати перегляд за необхідності відповідних інструментів політики, пов'язаних з кліматом. Це торкнеться європейської СТВ, зокрема, її можливого поширення на нові сектори економіки, та цілей держав-членів щодо скорочення викидів у секторах, які не входять до СТВ. Такі реформи допоможуть забезпечити ефективне ціноутворення на викиди двоокису вуглецю у всій економіці, що сприятиме змінам у поведінці споживачів і бізнесу та зростанню державних і приватних інвестицій. У документі підкреслено важливість забезпечення узгодження оподаткування з кліматичними цілями, тому ЄК запропонує переглянути Директиву про оподаткування енергії, зосередившись на екологічних питаннях.

У документі також зазначено, що поки багато міжнародних партнерів не поділяють амбіцій ЄС щодо скорочення викидів ПГ, існує ризик витоків двоокису вуглецю завдяки заміні продукції ЄС на більш вуглецевмісну імпортовану продукцію. Тому ЄК має намір запропонувати механізм регулювання вуглецевого прикордонного податку (carbon border tax) для окремих секторів економіки з метою більш точного відображення у цінах на імпорт вмісту двоокису вуглецю у цих товарах.

У Дорожній карті до Європейського Зеленого курсу, імплементація якої потребує близько 1 трильйона євро, наведено основні заходи та терміни їх виконання. З них найбільш важливими, з точки зору впливу на українську газову галузь, є такі:

– перегляд відповідних законодавчих актів для досягнення підвищених кліматичних амбіцій, зо-

крема, Директиви про систему торгівлі викидами, Регламенту розподілу зусиль, Директиви про енергоефективність, Директиви про відновлювану енергію – червень 2021 р.;

– перегляд Директиви про оподаткування енергоносіїв – червень 2021 р.;

– запровадження механізму регулювання прикордонного вуглецевого податку для окремих секторів – 2021 р.;

– перегляд Директиви про інфраструктуру альтернативних видів палива та Транс'європейської мережі – 2021 р.;

– перегляд відповідних керівних принципів державної допомоги, включаючи екологічні та енергетичні принципи державної допомоги – 2021 р.

Також у Дорожній карті передбачено посилення дипломатичних зусиль щодо поширення норм цього документу на співпрацю між державами-членами ЄС та двосторонніх зусиль, спрямованих на залучення країн-партнерів ЄС до запровадження відповідних дій та політик.

У 2020 р. було розроблено ряд документів, передбачених дорожньою картою, зокрема, Стратегію ЄС щодо скорочення викидів метану [6] та Водневу стратегію для кліматично нейтральної Європи [7].

Стратегія ЄС щодо скорочення викидів метану (EU strategy to reduce methane emissions) [6] була оприлюднена у жовтні 2020 р. У цьому документі зазначено, що, відповідно до Європейського Зеленого курсу, викиди метану в енергетичному секторі мають розглядатись як частина зобов'язань щодо досягнення кліматичної нейтральності ЄС до 2050 р. Прогнозується, що поточна політика щодо викидів метану дозволить до 2030 р. досягти їх зменшення на 29% порівняно з 2005 р., що є недостатнім, необхідно досягти скорочення викидів метану у цей період на 35–37%.

Нова стратегія зменшення викидів метану включає ряд міжсекторальних заходів.

1. Вдосконалення методологій вимірювання та звітності щодо викидів метану. Однією з ключових цілей є перехід до формування звітності про викиди метану в енергетичному секторі за рівнем 3 відповідно до Методології Міжнародної групи експертів ООН з питань зміни клімату (МГЕЗК ООН) [8], що має стати цільовим стандартом Європейського Союзу.

2. Створення у партнерстві з Програмою ООН з охорони навколишнього середовища (The United Nations Environment Programme), Коаліцією з питань клімату та чистоти повітря (The Climate and Clean Air Coalition) та Міжнародним енергетичним агентством (МЕА) незалежної Міжнародної

станції спостереження за викидами метану, яка буде збирати, узгоджувати, перевіряти та публікувати дані про антропогенні викиди метану на світовому рівні, на початковому етапі – від нафтогазового сектора. Це є актуальним, оскільки на даний час не існує незалежного міжнародного органу, який збирає та перевіряє дані про викиди метану. З метою перевірки та узгодження даних щодо викидів метану, пов'язаних з енергетикою, звітність компаній має бути доповнено даними Національних кадастрів викидів ПГ, наукових досліджень, а також супутникових спостережень та інших технологій дистанційного зондування, перевірених спостереженнями на рівні Землі. Також станції спостереження за викидами метану буде доручено випробовувати нові технології моніторингу і звітності та оцінювати можливість їх використання в рамках існуючих методологій. ЄК готова мобілізувати фінансування з програми «Горизонт 2020» для створення такої міжнародної станції.

3. Застосування супутників програми «Copernicus» і Служби моніторингу атмосфери для виявлення та моніторингу супервипромінювачів метану. За останні роки у цих областях було досягнуто значного технологічного прогресу щодо поліпшення точності та економічної ефективності, наприклад, використання безпілотників дозволяє моніторити стан великих інфраструктурних об'єктів та сприяє збільшенню частоти спостережень, що є ключовим фактором для усунення періодичних витоків, а складні аналітичні програми дозволяють узгоджувати дані, отримані на різних рівнях спостережень.

4. У процесі перегляду екологічного законодавства ЄК має намір оцінити, чи може бути посилена роль Директиви про промислові викиди для запобігання та контролю викидів метану за рахунок як розширення сфери застосування цієї Директиви на викиди метану, так і приділення більшої уваги до метану під час огляду найкращих доступних технологій запобігання та контролю промислових викидів. ЄК також дослідить можливість включення метану до регульованих забруднюючих речовин.

У Стратегії скорочення викидів метану прогнозується, що річне споживання в ЄС біогазу та біометану зросте з близько 17 млн т н.е. у 2017 р. до 54–72 млн т н.е. у 2050 р. переважно за рахунок біогазу, утвореного з побутових та сільськогосподарських відходів або залишків, оскільки біогаз, отриманий з продовольчих чи кормових культур, збільшує викиди метану [6].

В енергетичному секторі заходи щодо скорочення викидів метану охоплюють всі ланцюги постачання нафти, газу та вугілля, включаючи

зріджений природний газ, сховища газу та біометан, що вводиться в газові системи. У 2021 р. ЄК планує подати законодавчу пропозицію щодо обов'язкового вимірювання, звітності та верифікації всіх викидів метану, пов'язаних з енергетикою, спираючись на методологію, розроблену Партнерством з нафтогазового метану (The Oil and Gas Methane Partnership). Це допоможе державам-членам вдосконалити свої звіти до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату, що дозволить збільшити частку звітів вищого рівня для відповідних ключових категорій в Національних кадастрах країн ЄС. У співпраці з Програмою ООН з охорони навколишнього середовища та Коаліцією з питань клімату та чистоти повітря ЄК працює над розширенням рамок Партнерства з нафтогазового метану на більшу кількість компаній, які займаються не лише видобуванням, але й постачанням газу, а також на вугільний сектор.

Крім того, планується, що оновлене законодавство буде включати зобов'язання щодо вдосконалення програми виявлення та усунення витоків метану у всій інфраструктурі постачання природного газу, у тому числі, при його використанні як сировини. ЄК сприятиме визнанню Національними регуляторними органами інвестицій у програми із зниження викидів метану як дозволені витрати для регульованих суб'єктів транспортування, зберігання та розподілу, в тому числі шляхом можливих вказівок регуляторним органам.

ЄК вивчить можливі варіанти пропозицій до законодавства щодо усунення летучих викидів від вентилявання та факельного спалювання, які охоплюють повний цикл постачання нафти і природного газу. Такі заходи, як правило, економічно ефективні та є ключовими заходами зменшення викидів метану в енергетичному секторі.

Крім того, ЄК вивчить варіанти можливих цілей або стандартів щодо скорочення викидів метану від викопної енергії, що споживається та імпортується до ЄС.

Також Стратегією щодо скорочення викидів метану передбачається приділення уваги до усунення викидів від діючих або закритих вугільних шахт та покинутих нафтогазових майданчиків, адже на даний час не існує загальноєвропейських правил щодо перевірки, вимірювання або використання витоків метану з цих джерел. ЄК підтримає або ефективно закриття вугільних шахт, або їх використання, наприклад, шляхом збору метану для місцевого використання. Технології для цього доступні і вже діють в окремих країнах Європи.

У документі зазначається, що викиди двоокису вуглецю і метану в інших країнах при видобуванні та транспортуванні викопного газу для

країн ЄС від трьох до восьми разів більші, ніж викиди від цієї діяльності в ЄС. Тому Єврокомісія має намір мобілізувати коаліцію ключових країн-імпортерів для координації зусиль щодо скорочення викидів метану в енергетичному секторі, заохочуватиме їх до активної участі у Партнерстві з нафтогазового метану. Водночас, ЄК вивчить можливість надання країнам-партнерам технічної допомоги для вдосконалення нормативної бази щодо скорочення викидів метану при видобутку газу і нафти, створення можливостей здійснення їх моніторингу, звітності та верифікації. А перед Міжнародною станцією спостереження за викидами метану, яку планується створити, буде поставлено завдання щодо складання та публікації «метанового індексу постачання» (methane supply index) як на рівні ЄС, так і на міжнародному рівні. Цей індекс відображатиме викиди метану, що виникають вздовж всього ланцюга постачання природного газу або нафти до кінцевого споживача. Спочатку індекс може бути складений з використанням даних Національних кадастрів викидів ПГ, що дасть можливість покупцям робити обґрунтований вибір при закупівлі викопного палива. З часом індекс може розраховуватись на основі світових даних, наданих Міжнародною станцією спостереження за викидами метану.

З метою стимулювання точних вимірювань, звітності та верифікації щодо викопного газу (включаючи імпорт), ЄК запропонує використовувати значення за замовчуванням для обсягів газу, що постачається з країни, які не мають належних систем МЗВ. Ці кроки підвищать прозорість міжнародних газових потоків.

Водневу стратегію для кліматично нейтральної Європи (A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe) [7] було оприлюднено у липні 2020 р. У документі наводиться прогноз зростання частки водню в енергетичному балансі Європи з менш ніж 2% у 2019 р. до 13–14% у 2050 р. Також прогнозується, що водень може замінити викопне паливо в деяких промислових процесах з великими викидами двоокису вуглецю, зокрема, у металургійному та хімічному секторах, знайти широке застосування у транспортній системі. Запуск водню до газових мереж може привести до використання частини існуючої інфраструктури природного газу, допомагаючи уникнути створення надлишкових трубопровідних активів.

У документі зазначено, що чистий водень може задовольнити 24% світових потреб у енергії до 2050 р. з річним обсягом продажів до 630 млрд євро, однак сьогодні відновлюваний та низьковуглецевий водень ще не можуть конкурувати з воднем на основі викопної сировини. Май-

же всі держави-члени ЄС включили плани щодо чистого водню до своїх національних енергетичних та кліматичних планів, 26 країн підписали Водневу ініціативу, деякі з них уже прийняли національну стратегію щодо водню або перебувають у процесі її прийняття.

У Дорожній карті щодо водню для ЄС передбачаються такі заходи.

На першому етапі, з 2020 до 2024 р., стратегічною метою є встановлення в ЄС принаймні 6 ГВт водневих електролізерів, які працюватимуть на електроенергії відновлюваних джерел (ВДЕ), та виробництво до 1 млн т відновлюваного водню, який буде використовуватись у хімічному секторі, сприяння використанню водню в інших промислових процесах та у важкому транспорті. На цьому етапі планується розширити виробництво електролізерів, у тому числі великих (до 100 МВт). Спочатку попит буде задовольнятися виробництвом водню поблизу місця споживання, оскільки інфраструктура для його транспортування залишатиметься обмеженою, також може відбуватись змішування водню з природним газом. Необхідно розпочати створення інфраструктури для передачі водню на середню дальність та магістральними мережами.

На другому етапі, з 2025 до 2030 р., водень має стати невід'ємною частиною інтегрованої енергетичної системи ЄС. Стратегічним завданням є встановлення в країнах ЄС до 2030 р. щонайменше 40 ГВт відновлюваних водневих електролізерів та виробництво до 10 млн т відновлюваного водню. На цьому етапі очікується, що відновлюваний водень поступово стане конкурентоспроможним з воднем іншого походження.

На третьому етапі, з 2030 до 2050 р., технології відновлюваного водню мають досягти зрілості та охопити всі сектори, які важко декарбонізуються і де інші альтернативи можуть бути неможливими або бути більш витратними. До 2050 р. близько 20% електроенергії, що виробляється ВДЕ, може бути використано для виробництва водню.

До 2030 р. інвестиції можуть становити від 24 до 42 млрд євро в електролізери та 220–340 млрд євро у встановлення і підключення до електролізерів потужностей з виробництва 80–120 ГВт сонячної та вітрової енергії. Інвестиції у модернізацію половини існуючих заводів із захоплення та зберігання двоокису вуглецю оцінюються приблизно в 11 млрд євро. Крім того, для транспортування, розподілу і зберігання водню та заправних станцій для водню потрібні інвестиції в розмірі 65 млрд євро [7]. До 2050 р. сумарні інвестиції у виробничі потужності ЄС становитимуть від 180 до 470 млрд євро, а інвестиції у низьковуглецевий водень на основі викопних ма-

теріалів можуть становити 3–18 млрд євро. Крім того, адаптація секторів кінцевого споживання до використання водню та палива на його основі також потребуватиме значних інвестицій. Наприклад, переобладнання для споживання водню типової металургійної установки, у якій закінчується термін експлуатації, вимагатиме близько 160–200 млн євро. У секторі автомобільного транспорту розгортання додаткових 400 малих заправок водневих станцій (порівняно із 100 станціями на сьогодні), потребуватиме інвестицій на суму 850–1000 млн євро. Оновлена стратегія сталого фінансування мала бути прийнята до кінця 2020 р.

У документі також зазначається, що збільшення попиту та пропозиції водню, ймовірно, потребуватиме різних форм підтримки, особливо на перехідному етапі, для чого буде здійснено перегляд системи державної допомоги, включаючи керівні принципи державної допомоги для енергетики та охорони навколишнього середовища. ЄК планує також розглянути різні варіанти стимулювання використання відновлюваного водню або його похідних, таких як аміак, включаючи можливість запровадження квот у конкретних секторах кінцевого споживання, зокрема, на нафтопереробних і хімічних підприємствах, у виробництві добрив, низьковуглецевої сталі, на морському транспорті та в авіаційному секторі.

ЄК планує забезпечити повну інтеграцію водневої інфраструктури шляхом перегляду транс'європейських енергетичних мереж, враховуючи планування мереж заправок станцій. Додавання обмежених відсотків відновлюваного водню до газопроводів може забезпечити на перехідному етапі його децентралізоване виробництво в локальних мережах. Однак таке змішування може вплинути на дизайн газової інфраструктури, обладнання кінцевих споживачів та транскордонну сумісність системи. Таким чином, введення водню до газових мереж несе ризик роздроблення внутрішнього ринку, якщо сусідні держави-члени приймуть різні рівні змішування, а транскордонним потокам це взагалі буде заважати.

Також у документі наголошується, що беручи до уваги природні ресурси, фізичні взаємозв'язки та технологічний розвиток, країни Східного сусідства, зокрема Україна, та країни Південного сусідства мають стати пріоритетними партнерами ЄС у Водневій програмі. За оцінками, наведеними у документі, до 2030 р. у країнах Східного та Південного сусідства потенційно може бути встановлено 40 ГВт електролізерів, що забезпечить стійку транскордонну торгівлю з ЄС [7]. Для підтримки інвестицій у чистий водень у європейському сусідстві ЄК планує мобілізувати наявні інструменти фінансування, включаючи Інвестиційну плат-

форму сусідства, завдяки якій протягом багатьох років фінансуються проекти, що супроводжують перехід країн-партнерів на чисту енергетику. Буде заохочуватись участь Західних Балкан та України в Альянсі за чистий водень.

Розглянемо, які наслідки матиме прийняття наведених вище документів на умови функціонування газової галузі України.

Запровадження в нашій країні системи МЗВ, безумовно, є важливим кроком, який допоможе отримати достовірні та верифіковані дані щодо викидів двоокису вуглецю, у тому числі й від компресорних цехів ГТС. Це дозволить зробити більш обґрунтованими українські Національні кадастри антропогенних викидів з джерел та абсорбції поглиначами парникових газів.

Аналіз Європейського Зеленого курсу та його супутніх документів показує, що вони матимуть суттєвий вплив як на енергетику України в цілому, так і на її газову галузь, перед якою постають проблеми, які вимагають здійснення негайних заходів для їх вирішення. Необхідно зазначити, що нові європейські документи створюють виклики і для європейської газової галузі. В умовах декарбонізації економіки через зниження попиту на природний газ, особливо в електроенергетиці, у першу чергу такі об'єкти, як термінали з регазифікації зрідженого природного газу та сховища природного газу, можуть знецінитись до того, як закінчиться термін їх експлуатації. А якщо для досягнення цілей декарбонізації буде проведено електрифікацію централізованого тепlopостачання на основі ВДЕ, то можуть стати непотрібними і газові мережі у нинішній конфігурації [9]. Звичайно, багато великих нафтогазових компаній роблять кроки, направлені на зниження викидів ПГ, серед яких найбільш важливим і економічно ефективним напрямом є зниження витоків метану. Декларує таку діяльність і НАК «Нафтогаз України», але жодних конкретних зобов'язань щодо зниження викидів метану ним поки не взято.

На сьогодні багато європейських газових компаній почали працювати над розробленням нових стратегій подальшого розвитку в умовах формування декарбонізованої енергетики. Нафтогазові компанії, зокрема, і НАК «Нафтогаз України», почали диверсифікувати свої енергетичні операції, включаючи в свої портфелі ВДЕ та інші низьковуглецеві технології. Хоча за оцінками МЕА [10] інвестиції нафтогазових компаній в непрофільні області, в основному у сонячну і вітрову енергетику, у середньому становлять близько 1% від загальних капітальних витрат.

Майбутнє газової галузі України в цілому та її ГТС не може бути відокремлено від загальноєвропейських тенденцій, адже ефективність робо-

Таблиця 1. Завантаження ГТС України у 2014–2020 рр., млрд м³

Показник	Рік						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Транспортовано для власних споживачів	42,6	33,8	32,3	31,9	32,3	29,8	30,7
Обсяги транзиту	62,2	67,1	82,2	93,5	86,8	89,6	55,6
Транспортовано всього	104,8	100,9	114,5	125,4	119,1	119,4	86,3

ти ГТС суттєво залежить від обсягів споживання природного газу в Україні та обсягів і маршрутів його трубопровідного транспортування для інших країн.

Динаміку завантаження української ГТС у період з 2014 по 2020 рр. наведено у табл. 1 за даними НАК «Нафтогаз України» та ТОВ «Оператор ГТС України».

Враховуючи, що пропускна здатність української ГТС на вході становить 290 млрд м³ на рік, на виході – 175 млрд м³, зокрема з країнами ЄС – 146 млрд м³, завантаження ГТС у 2020 р. становило лише 30% проектного значення. За таких умов не можна говорити про її оптимальну експлуатацію. Російська Федерація намагається завершити будівництво газопроводу Північний потік-2 для постачання газу до Європи, не дивлячись на санкції США щодо європейських підприємців. Якщо ВАТ «Газпром» після 2024 р. не продовжить контракт на транспортування газу територією України, то експлуатацію української ГТС буде суттєво ускладнено.

Але загрозою для українського транзиту є не тільки Північний потік-2. У 2020 р. було запущено магістральний газопровід Турецький потік, завдяки чому транзит російського газу через ГТС України у Балканському напрямку у цьому році здійснювався лише для Румунії та Молдови і склав 2,9 млрд м³, що на 73% нижче показників 2019 р. [11]. Тільки за рахунок зазначеного фактора транзит через нашу ГТС впаде щорічно приблизно на 15 млрд м³, а південний газовий коридор України, розрахований на транспортування 28 млрд м³ газу щорічно, залишається суттєво недозавантаженим. Водночас, потенційні постачальники газу з країн Середньої Азії завдяки жорсткій політиці Російської Федерації не мають можливості експортувати газ в ЄС через Україну.

Крім того, у листопаді 2020 р. введено в комерційну експлуатацію Трансадриатичний трубопровід (Trans Adriatic Pipeline – TAP), побудований для транспортування газу з азербайджанського родовища Шах Деніз II в Каспійському морі до країн Європейського союзу [12]. TAP з'єднується з Трансанатолійським газопроводом (TANAP) на турецько-грецькому кордоні, перетинає Грецію, Албанію та Адриатичне море, а потім виходить на берег у південній Італії. Цей проект робить до-

ступним нове джерело постачання трубопровідного газу до країн ЄС, отже, знижує комерційну доцільність Турецького потоку і залежність від російського газу.

У ТОВ «Оператор ГТС України» на базі Трансбалканського газопроводу було створено новий коридор для поставок газу в Україну з Болгарії, Туреччини та Греції в обсязі до 5,8 млрд м³ на рік. Цей проект надає доступ Балканським країнам до газотранспортної мережі та потужностей із зберігання природного газу нашої країни. Пробне прокачування довело технічну спроможність цього маршруту, але наразі він не є комерційно привабливим [11].

Не менш важливим фактором, який визначає перспективи завантаження ГТС України, є прогноз споживання природного газу в Європі. У 2019 р., вийшов звіт Центру Європейських політичних досліджень (Centre for European Policy Studies), присвячений огляду останніх досліджень щодо майбутнього природного газу в Європі [13]. У цьому звіті проаналізовано прогнози 2018 р., розроблені Європейською комісією, МЕА, компаніями Trinomics B.V. (Triple E Consulting – Energy, Environment & Economics B.V.), BP, Shell, Equinor, Eurogas та наданими у 10-ти річному плані розвитку мереж ENTSO-G за 2018 р. У [13] виділено два етапи, які відрізняються обсягами споживання газу європейськими країнами, – до 2030 р. та на 2040–2050 рр. Більшість прогнозів до 2030 р. стосуються саме природного газу (викопного метану) і передбачають значний попит на нього із одночасним збільшенням імпорту як трубопровідного, так і зрідженого газу через зменшення його видобутку в Європі. Ця тенденція пояснюється тим, що перехід при виробництві, у першу чергу електроенергії, на природний газ є варіантом декарбонізації енергетичного сектору тих країн, які сильно залежать від вугілля. У довгостроковій перспективі – до 2040 та 2050 р., прогнози щодо загальної потреби у природному газі в ЄС суттєво відрізняються, хоча більшість прогнозів свідчать про стійке зниження його споживання. При цьому прогнозується суттєве зменшення частки саме викопного природного газу внаслідок збільшення використання інших газоподібних палив – біометану, біогазу, синтетичного

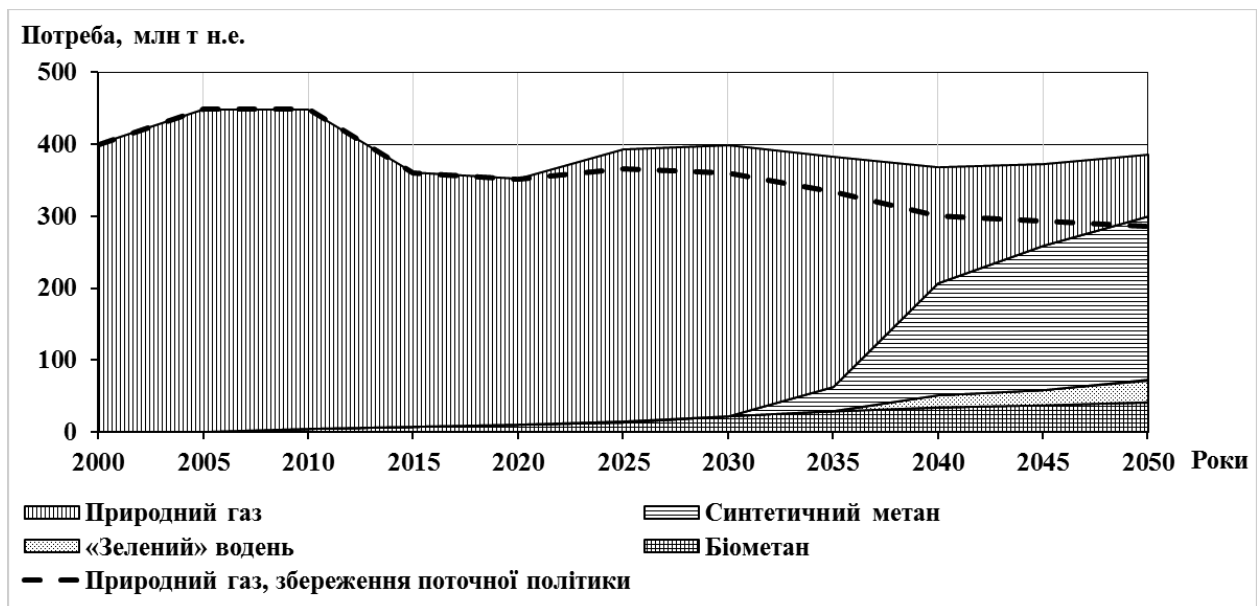


Рисунок. Прогнозована потреба ринку ЄС у газоподібному паливі до 2050 р. [14]

метану та водню, а прийняті у 2019–2020 рр. документи ЄС сприятимуть цьому процесу.

Також у дослідженні [13] відзначається, що у сценаріях із скороченням викидів ПГ менше ніж на 80% до 2050 р. прогнозується, що попит на газ буде постійним або дещо зросте, оскільки у таких сценаріях природний газ залишається важливим енергоносієм. Однак при значенні цільового показника скорочення викидів ПГ до 2050 р. на рівні 95–100% (що задекларовано у Європейському Зеленому курсі) прогнозні сценарії декарбонізації вже передбачають не лише поєднання заходів з енергоефективності, електрифікації та технологічного розвитку, але й поступове зменшення використання природного газу. Зокрема, на рисунку наведено прогнозовану потребу ринку ЄС в газоподібному паливі згідно прогнозу Eurogas 2017 р. [14].

З рисунку видно, що в перспективі до 2050 р. передбачається зниження частки саме викопного природного газу в загальному споживанні газоподібного палива в ЄС з приблизно 340 млн т н. е. у 2020 р. до 85 млн т н. е., тобто майже на 75%. І навіть за умови збереження політики щодо скорочення викидів ПГ, яка існувала в ЄС станом на 2017 р., коли цей прогноз розроблявся (пунктирна лінія на рисунку), передбачалось скорочення споживання природного газу в країнах ЄС.

Цілі щодо декарбонізації економіки до 2050 р., визначені у прийнятих в 2019–2020 рр. документах ЄС, вже враховуються у планах європейських газових компаній. Так у 10-ти річному плані розвитку газових мереж Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG) 2020 р.

[15] на проєкти з реконструкції та розвитку газотранспортних мереж передбачено фінансування в обсязі близько 66 млрд євро, на термінали з приймання зрідженого природного газу – близько 7 млрд євро, на підземні сховища газу – близько 2,5 млрд євро. У той же час, на реалізацію проєктів з енергетичного переходу, серед яких – 44 проєкти з виробництва водню та синтетичного метану, передбачено фінансування близько 21 млрд євро. Зокрема, Словаччина планує будівництво підприємства з вироблення водню та синтетичного метану у Вельких Капушанах, точці з'єднання української та словацької ГТС.

Отже, на сьогодні немає передумов збільшення обсягів транзиту газу для європейських країн українською ГТС. При зниженні обсягів корисної роботи ГТС різко зростає собівартість транспортування газу, адже доводиться підтримувати у робочому стані все компресорне обладнання, навіть незадіяне у транспортуванні газу. Згідно 10-ти річного плану розвитку ГТС України Оператора газотранспортної системи ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» на 2020–2029 рр. (далі – 10-ти річний план) [16] станом на 01.01.2019 з експлуатації було виведено 16 газоперекачувальних агрегатів (ГПА), лише 2 з яких (на компресорній станції (КС) Бар магістрального газопроводу Союз) – у зв'язку з реконструкцією та встановленням нових агрегатів.

У 10-ти річному плані з метою визначення списку об'єктів, які будуть задіяні в транспортуванні природного газу в наступні періоди, розглядається три сценарії можливих обсягів транзиту природного газу: сценарій 1 – транзит 0 млрд м³;

сценарій 2 – транзит 30 млрд м³; сценарій 3 – транзит 70 млрд м³. Передбачається, що при сценарії 1 ГТС буде працювати в реверсному режимі від КС Ужгород до східних регіонів, взимку при значних похолоданнях і за відсутності імпорту з Російської Федерації транспорт газу з підземних сховищ газу на заході через КС Гусятин сягатиме до 100 млн м³/добу. Водночас, зазначається, що для сценаріїв 2 та 3 ГТС не відчує суттєвого впливу зміни обсягів транзиту російського газу, режим роботи зима-літо буде схожим до існуючого. Прогнозовані обсяги транспортування газу дозволять виключити з роботи певні об'єкти ГТС, але їх кількість відрізняється для різних сценаріїв. Так, для сценарію 1 у роботі має залишитися 32 компресорні цехи, в яких встановлено 221 ГПА, для сценарію 2 – 39 цехів (255 ГПА), для сценарію 3 – 54 компресорні цехи (323 ГПА) з 86 цехів з встановленими 539 ГПА, які є на сьогодні. Точний перелік об'єктів та остаточне рішення щодо вибору дій з надлишковими потужностями ГТС (експлуатація, консервація або ліквідація) буде прийнято за висновками техніко-економічних обґрунтувань та результатами науково-технічних експертиз відповідно до вимог чинного законодавства. Також 10-річний план передбачає проведення заходів із забезпечення надійності, підвищення економічності та ефективності роботи 8 КС, але остаточне інвестиційне рішення прийнято тільки відносно 2 станцій – Бар та Олександрівка газопроводу Союз, на яких проводяться роботи.

Таким чином, однією з головних проблем ГТС України, яку необхідно вирішувати у найближчі 10 років, є оптимізація її структури та потужності компресорних цехів, виведення з експлуатації надлишкового обладнання, яке не задіяне на сьогодні і не буде задіяно у майбутньому в транспортуванні природного газу, що вимагатиме значного обсягу інвестицій. Зокрема згідно даних 10-ти річного плану заміна ГПА на сучасні для забезпечення роботи в аверсному і реверсному напрямках на КС Олександрівка магістрального газопроводу Союз у 2020–2023 рр. коштуватиме 1 млрд грн. Вартість виведення компресорного цеху з експлуатації з приведенням майданчика, який займає лінійна ділянка газопроводу та цей цех, до стану «чистої галявини» можна прийняти рівними обсягу необхідних капіталовкладень у будівництво нової лінійної ділянки та компресорного цеху, а вартість консервації лінійної ділянки та компресорного цеху магістрального газопроводу співставна з вартістю їх реконструкції. Отже, оптимізація структури ГТС вимагатиме значних обсягів фінансування. Водночас, необхідно враховувати, що в результаті анбанд-

лінгу до незалежної компанії ТОВ «Оператор ГТС України» в управління перейшла ГТС, але підземні сховища газу залишились в управлінні групи «Нафтогаз». На сьогодні приблизно 80% доходів ТОВ «Оператор ГТС України» отримує за рахунок транзиту газу з Російської Федерації до країн Європи [11], доходи від зберігання природного газу, у тому числі для європейських компаній, отримує група «Нафтогаз».

Отже, необхідно уважно вивчити доцільність введення діяльності з магістрального транспортування газу під дію системи торгівлі викидами ПГ за умов суттєвого зменшення або, навіть, припинення транзиту російського газу, оскільки проведення заміни застарілого компресорного обладнання на сучасне з високим ККД і, відповідно, меншими викидами двоокису вуглецю, як це буде вимагати входження до СТВ, компанія змушена буде проводити одночасно із зміною структури ГТС при суттєвому зменшенні доходів.

У компанії наголошують [11], що перспективним напрямом використання української ГТС може стати транспортування біометану та водню, отриманого з використанням електроенергії, виробленої ВДЕ, що декларується у Водневій стратегії для кліматично нейтральної Європи [7]. Однак таке використання ГТС вимагає проведення додаткових досліджень щодо технічних можливостей та економічної доцільності.

Крім того, необхідно зазначити, що запровадження в країнах ЄС зобов'язань щодо виявлення та усунення витоків метану вздовж усієї інфраструктури постачання природного газу, яке задекларовано у Стратегії ЄС щодо скорочення викидів метану [6], може створити певні проблеми для української газової галузі і, особливо, для газодобувного сектора та розподільних мереж. Згідно даних Національного кадастру викидів ПГ 2020 р. [17] викиди метану від розвідки, видобування та підготовки до природного газу транспортування у 2018 р. становили 310 тис. т, від трубопровідного транспортування та зберігання природного газу – 26 тис. т, від його розподілення – 568 тис. т та від його споживання житловим і комерційним секторами – 250 тис. т. Всього нафтогазова галузь дала у 2018 р. 1216 тис. т викидів метану, що склало 45% загальних викидів цього ПГ по країні в цілому. Водночас, в європейських країнах 53% антропогенних викидів метану припадає на сільське господарство, 26% на відходи та лише 19% – на енергетичні галузі, з яких 54% – це летучі викиди від нафтогазового сектору, 34% – летучі викиди з вугільного сектору і 11% – викиди житлового та інших секторів кінцевого споживання [6]. Причиною такого становища є недостатня увага до викидів метану.

Таблиця 2. Коефіцієнти викидів метану у категорії 1.B.2.b. Natural gas, які було застосовано при складанні Національних кадастрів 2020 р. (дані 2018 р.), кг/млн м³ [18]

Вид діяльності	Країни						
	Україна	Словаччина	Італія	Угорщина	Греція	Румунія	РФ
Видобування (без розвідування)	12 190,0	2 300,0	905,9	1 340,0	1 930,0	1 340,0	213,0
Підготовки до транспортування	790,0	1 030,0	405,8	935,1	ІЕ*	590,0	ІЕ
Транспортування	192,9	480,0	391,2	298,0	298,0	247,5	6 025,0
Розподілення	16 082,7	1 100,0	3 888,3	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0

Примітка * – ІЕ (Included elsewhere) – враховано в іншому місці.

Адже національних методик визначення викидів та витоків метану для різних джерел у газовій галузі досі не розроблено, при формуванні Національних кадастрів викидів ПГ використовуються коефіцієнти викидів за замовченням, що не відображає реального стану з викидами цього парникового газу в галузі. У табл. 2 наведено коефіцієнти викидів метану, які застосовуються в європейських країнах при формуванні Національних кадастрів у частині оцінки летучих викидів (категорія 1.B.2.b. Natural gas). Для порівняння було використано дані тих Національних кадастрів, в яких використовувались аналогічні дані про діяльність (обсяги природного газу) та одиниці виміру діяльності (млн м³).

З табл. 2 добре видно, що коефіцієнти викидів метану від діяльності з видобування (без урахування розвідування) природного газу в Україні вище коефіцієнтів, які застосовуються у сусідніх країнах, у 5–57 разів, а від діяльності з розподілення – у 4–15 разів. Отже, запровадження практики складання «метанового індексу постачання» (methane supply index) з використанням даних Національних кадастрів викидів ПГ може створити додаткові перешкоди для інтеграції газової галузі до європейського газового ринку.

ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз нових нормативних документів щодо декарбонізації, які прийнято в Україні у 2020 р., показав, що запровадження системи торгівлі дозволами на викиди ПГ може відбутися після п'ятирічного терміну функціонування системи моніторингу, звітності та верифікації викидів ПГ, яка почала діяти з 01.01.2021, тобто 2026 р. За час, що є до запровадження СТВ, необхідно виробити умови її функціонування, які будуть прийнятні для українських підприємств газової галузі.

2. Проведений аналіз нових європейських документів щодо декарбонізації економіки, зокрема, Європейського Зеленого курсу, Водневої стратегії для кліматично нейтральної Європи та Стратегії ЄС щодо скорочення викидів метану, показав що вони матимуть суттєвий вплив

на функціонування як енергетики нашої країни в цілому, так і її газової галузі. Зокрема, реалізація Водневої стратегії ЄС викличе докорінні зміни енергетики Європи, що може привести до суттєвого скорочення споживання природного газу. А в умовах жорсткої конкуренції за джерела та маршрути постачання газу на європейський ринок найбільш актуальною проблемою, яка стоїть перед ГТС України, є оптимізація її структури з одночасною заміною застарілого компресорного обладнання на сучасне з високим ККД і меншими викидами двоокису вуглецю, що вимагатиме значного обсягу інвестицій. За таких умов необхідно уважно вивчити доцільність введення діяльності з магістрального транспортування газу під дію системи торгівлі дозволами на викиди ПГ.

3. Завдання щодо скорочення викидів метану вздовж всього ланцюга поставок природного газу, яке ставиться у відповідній Стратегії ЄС, є надзвичайно актуальним для України. Крім впровадження заходів із скорочення цих викидів, необхідно приділити увагу розробленню національних методик оцінки викидів метану та використанню національних коефіцієнтів при формуванні Національного кадастру в частині оцінки летучих викидів від діяльності з природним газом.

1. Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів: Закон України від 12.12.2019 №377-IX. Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/377-20> (дата звернення: 27.11.2020).

2. Про затвердження переліку видів діяльності, викиди парникових газів в результаті провадження яких підлягають моніторингу, звітності та верифікації: Постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2020 № 880. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennya-pereliku-vidiv-diyalnosti-vikidiparnikovih-gaziv-v-rezultati-s230920> (дата звернення: 12.11.2020).

3. Про затвердження Порядку здійснення моніторингу та звітності щодо викидів парникових газів: Постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2020 № 960. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/960-2020-%D0%BF#Text> (дата звернення: 12.11.2020).

4. Про затвердження Порядку верифікації звіту оператора про викиди парникових газів: Постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2020 № 959. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/959-2020-%D0%BF#Text> (дата звернення: 12.11.2020).

5. The European Green Deal. Communication from the European Commission. European Commission. Brussels. 11.12.2019. COM(2019)640final. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640> (дата звернення: 17.11.2020).

6. An EU strategy to reduce methane emissions. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM (2020) 633 final. 14.10.2020. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1603122077630&uri=CELEX:52020DC0663> (дата звернення: 15.12.2020).

7. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM (2020) 301 final. Brussels. 08.07.2020. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf (дата звернення: 15.12.2020).

8. IPCC Updates Methodology for Greenhouse Gas Inventories 2019. URL: <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/> (дата звернення: 17.11.2020).

9. Stern J. (2017). The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: the need for a new approach. *The Oxford Institute of Energy Studies*. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/01/The-Future-of-Gas-in-Decarbonising-European-Energy-Markets-the-need-for-a-new-approach-NG-116.pdf> (дата звернення: 03.12.2020).

10. The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. *World Energy Outlook special report*. January 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions> (дата звернення: 03.11.2020).

11. Аналітична розмова: Сергій Макогон, генеральний директор Оператора газотранспортної системи України. Інтерв'ю S&P Global Platts від 19.10.2020. URL: <https://tsoua.com/news/analytychna-rozmova-sergij-makogon-generalnyj-dyректор-operator-gazotransportnoyi-systemu-ukrayiny/> (дата звернення: 15.11.2020).

12. Сайт Trans Adriatic Pipeline. URL: <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-starts-commercial-operations> (дата звернення: 01.11.2020).

13. Cătuți M., Egenhofer Chr., Elkerbout M. The future of gas in Europe: Review of recent studies on the future of gas. Research report. CEPS. № 2019/03. August 2019. URL: <https://www.ceps.eu/ceps-publications/the-future-of-gas-in-europe/> (дата звернення: 01.12.2020).

14. Gas Sector Priorities – European Level. Eurogas. Finnish Gas Association. Helsinki. 10 April 2019. URL: <https://www.kaasuyhdistys.fi/wp-content/uploads/2019/04/WATSON-Eurogas-Presentation-Finland-10-04-19.pdf> (дата звернення: 30.11.2020).

15. Ten-Year Network Development Plan 2020– Executive Summary. ENTSOG AISBL. Brussels, Belgium. 39 p. URL: <https://www.entsog.eu/tyndp> (дата звернення: 05.12.2020)

16. План розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» на 2020-2029 роки. ТОВ «Оператор газотранспортної системи України». 2019. 148 с. URL: https://tsoua.com/wp-content/uploads/gas-quality/files/TYNDP_2020-2029_18-03-2020.pdf (дата звернення: 25.12.2020).

17. Ukraine. 2020 Common Reporting Format (CRF) Table. URL: <https://unfccc.int/documents/227985> (дата звернення: 10.06.2020).

18. National Inventory Submissions 2020. URL: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2020> (дата звернення: 10.12.2020).

Надійшла до редколегії: 28.12.2020