

Олег В. Савицький*

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ МЕТАНУ В НАФТОГАЗОВОМУ ТА ВУГІЛЬНОМУ СЕКТОРАХ УКРАЇНИ

У статті досліджено економічний потенціал скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах України до 2040 р. в контексті імплементації Регламенту (ЄС) 2024/1787 на базі економіко-математичного моделювання. Методологічну основу становить інтегрований інструментарій, що поєднує модель TIMES-Україна з галузевими моделями для нафтогазового та вугільного секторів. Розглянуто два сценарії WEM та WAM, включені до Національного плану з енергетики та клімату України (НПЕК), а також два цільові сценарії реалізації спеціальних галузевих заходів за 10 років (WAM-10) та 5 років (WAM-5). Встановлено, що лише зменшення частки викопних видів палива (нафта, газ, вугілля) в енергетичному балансі недостатньо для скорочення викидів метану через витоки в діючій інфраструктурі та залишкові викиди з покинутих об'єктів. За сценарієм WEM кумулятивні викиди за період 2026–2040 рр. оцінено у 12,4 млн т CH_4 і реалізація галузевих заходів дає змогу обмежити їх до 5,04 млн т у WAM-10 і до 4,01 млн т у WAM-5, тобто скоротити відповідно на 7,3 і 8,4 млн т порівняно з WEM. До 2040 р. річні викиди метану можуть зменшитися з 0,63 млн т до 0,19 млн т за поступового впровадження заходів та до 0,06 млн т за прискореного впровадження заходів. Виявлено, що найбільш економічно доцільними є заходи у нафтогазовому секторі, значна частина яких має від'ємну чисту вартість, тобто може приносити дохід після їх застосування. Поряд з цим, скорочення викидів метану із покинутих свердловин і шахт потребуватиме державної підтримки і цільового фінансування відповідних заходів, належного та ефективного ціноутворення на викиди парникових газів та інших заходів.

Ключові слова: викиди метану, нафтогазовий сектор, природний газ, вугільний сектор, шахтний метан, TIMES-Україна, державне регулювання, Регламент (ЄС) 2024/1787.

Табл. 3. Рис. 9. Літ. 28.

DOI: 10.32752/1993-6788-2026-1-301-449-467

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-9093-9032>

Oleh Savytskyi

MODELING AND ASSESSMENT OF THE ECONOMIC POTENTIAL OF METHANE EMISSION REDUCTIONS IN UKRAINE'S OIL, GAS, AND COAL SECTORS

This article examines the economic potential of reducing methane emissions in Ukraine's oil and gas and coal sectors through 2040 in the context of implementing Regulation (EU) 2024/1787, based on economic and mathematical modelling. The methodological framework consists of an integrated toolkit that combines the TIMES-Ukraine model with sector-specific models for the oil and gas and coal sectors. Two scenarios included in Ukraine's National Energy and Climate Plan (NECP) are considered – WEM and WAM, as well as two target scenarios for implementing specific sectoral measures over 10 years (WAM-10) and 5 years (WAM-5). Results of scenario modelling show that reducing the share of fossil fuels (oil, gas, coal) in the energy balance alone is insufficient to reduce methane emissions, which are caused by leaks in existing infrastructure and residual emissions from abandoned facilities. Under the WEM scenario, cumulative emissions for

* Institute of Economics and Forecasting of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine.

the period 2026–2040 are estimated at 12.4 million metric tons of CH₄, and the implementation of sector-specific measures makes it possible to limit them to 5.04 million metric tons in WAM-10 and to 4.01 million metric tons in WAM-5, representing reductions of 7.3 and 8.4 million metric tons, respectively, compared to the WEM scenario. By 2040, annual methane emissions could decrease from 0.63 million metric tons to 0.19 million metric tons with gradual implementation of measures, and to 0.06 million metric tons with accelerated implementation.

Keywords: methane emissions, oil and gas sector, natural gas, coal sector, coal mine methane, TIMES-Ukraine, government regulation, Regulation (EU) 2024/1787.

Peer-reviewed, approved and placed: 08.07.2026

Постановка проблеми та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями. Метан (CH₄) є другим за значенням антропогенним парниковим газом (ПГ) після діоксиду вуглецю (CO₂), але має у понад 80 разів більший потенціал глобального потепління на проміжку 20 років (GWP20), тому зменшення його викидів в атмосферу є важливим для успішності реалізації кліматичної політики на коротко- і середньострокову перспективу [1]. За даними Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), у 2025 р. в Україні викиди метану в нафтогазовому та вугільному секторах сукупно склали 1,19 млн т, що є найвищим показником серед усіх країн Європи, зокрема, більше ніж у Румунії (0,29 млн т CH₄) та Польщі (1 млн т CH₄), які видобувають більше нафти та вугілля відповідно¹.

Частка викидів CH₄ у загальній структурі викидів ПГ в Україні після 2022 р. зросла через скорочення викидів CO₂ як наслідок зменшення обсягів використання викопного палива, спричиненого повномасштабною російською військовою агресією. Викиди CO₂ суттєво скоротилися, оскільки було зруйновано, пошкоджено або зупинено значну кількість промислових об'єктів та підприємств теплової енергетики. При цьому викиди метану, пов'язані з видобувними підприємствами та паливно-енергетичною інфраструктурою, залишаються значними і навіть можуть зростати через наслідки бойових дій і пошкодження об'єктів галузі.

Крім посилення проблеми глобального потепління та зміни клімату, викиди метану можуть створювати загрози безпеці праці на об'єктах нафтогазового та вугільного секторів, призводити до погіршення якості атмосферного повітря і негативно впливати на здоров'я населення та стан довкілля.

З іншого боку, скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах, його утилізація та корисне використання можуть бути економічно доцільними і підвищити енергетичну безпеку: вловлений метан може бути використаний для власних енергетичних потреб видобувних підприємств або перетворений на енергоресурс для продажу на ринку для потреб різних секторів економіки.

Основна частина викидів метану пов'язана не зі спалюванням викопного палива, а з технологічними втратами, витоками, вентильованням, неповним

Дані по країнах з бази даних МЕА – Methane Tracker: Interactive database of country and regional estimates for methane emissions and abatement options. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>

факельним спалюванням, дегазацією вугільних пластів та залишковими викидами з покинутих нафтогазових та вугільних об'єктів. Для визначення потенціалу скорочення необхідно аналізувати та враховувати дані в розрізі типів джерел викидів, використовуваного обладнання та виробничих процесів, а також застосовувати відповідний комплекс інструментів економіко-математичного моделювання.

На додаток, скорочення викидів метану в енергетичному секторі має відповідати вимогам процесу інтеграції України до ЄС. Національна політика та державне регулювання нафтогазового та вугільного секторів в Україні мають відповідати вимогам Регламенту (ЄС) 2024/1787, який встановлює механізми та чіткі рамки для екологічної та кліматичної політики в цій сфері [2].

Аналіз останніх публікацій по проблемі. У науковій літературі проблематика скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах традиційно розглядається у трьох взаємопов'язаних площинах: оцінка технічного та економічного потенціалу заходів зі скорочення викидів, методи й засоби удосконалення систем вимірювання й моніторингу, а також аналіз наявності та якості державного регулювання та інституційного забезпечення в досліджуваних країнах.

Сучасні публікації найбільше фокусуються на економічному аналізі заходів зі скорочення викидів метану та оцінці ефективності інструментів державного регулювання [3, 4, 5].

Дослідження, проведені за допомогою супутникових спостережень за територіями нафтогазових та вугільних басейнів, показують значну нерівномірність та високий внесок значних епізодичних викидів метану [6, 7]. Водночас відзначається, що значна частина скорочень викидів метану в енергетичному секторі може бути досягнута завдяки заходам, у тому числі превентивним, спрямованим на порівняно невелику кількість джерел із великими викидами.

Для нафтогазового сектору актуальним є питання впровадження програм виявлення та усунення витоків метану (LDAR), ефективність яких системно досліджувалась та доведена експериментально [8, 9]. За минулі 10 років відбувся значний прогрес у розвитку технологічних платформ для LDAR – лазерних та оптичних систем виявлення витоків, а також у застосуванні дронів, літаків і супутників [10]. В міжнародній науковій літературі встановлено, що технологічний прогрес може знизити витрати операторів на виявлення та усунення витоків метану, але ефективність та послідовність реалізації відповідних програм залежать від державного регулювання та інституційного забезпечення [11]. На це також вказує практичний досвід США та Китаю, двох країн з найбільшими в світі викидами метану [12].

Згідно з висновками глобального оглядового економічного дослідження, проведеного в Гарвардському університеті, значна частина заходів зі скорочення викидів метану в нафтогазовій галузі може мати низьку або навіть від'ємну чисту вартість (тобто приносити дохід) завдяки вартості збереженого газу, але реальна економічна доцільність залежить від доступу до газової інфраструктури, вартості впровадження систем моніторингу, управлінських витрат і неоднорідності активів [13].

Для вугільного сектору важливими висновками з нещодавніх досліджень є необхідність проведення заходів, спрямованих на скорочення викидів метану від закритих та покинутих шахт, а також необхідність врахування значної інерції галузі: навіть за скорочення видобутку вугілля викиди метану з покинутих шахт можуть залишатися суттєвими протягом десятиліть [14, 15]. Дослідження, присвячене потенціалу скорочення шахтного метану в Китаї, доповнює ці висновки аналізом відповідних технологічних заходів і витрат, зокрема, через поєднання сценаріїв скорочення видобутку з доступними заходами з утилізації та знешкодження шахтного метану [16].

В українській науковій літературі проблематика оцінки викидів метану в енергетичному секторі України розглядалася переважно в межах ширших досліджень декарбонізації, прогнозування попиту на енергоресурси та виконання міжнародних кліматичних зобов'язань [17-21]. Водночас такі дослідження здебільшого були підготовлені до початку повномасштабної фази Російсько-Української війни або на основі довоєнних даних, до ухвалення Європейським Союзом Регламенту 2024/1787 щодо скорочення викидів метану в енергетичному секторі та до суттєвої зміни технічного, економічного й безпекового стану української енергетичної інфраструктури. Це зумовлює необхідність критичного перегляду попередніх підходів і формування нової дослідницької рамки, орієнтованої на економічний аналіз потенціалу скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах України.

Формулювання цілей дослідження (мета статті) є моделювання та оцінка економічного потенціалу впровадження заходів зі скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах України, а також визначення ринкових і регуляторних механізмів, необхідних для реалізації таких заходів, на основі розробленого автором підходу із застосуванням сучасних інструментів економіко-математичного моделювання.

Матеріали та методи. Автором було створено комплексний інтегрований модельний інструментарій на основі моделей TIMES-Україна, розробленої в державній установі «Інститут економіки та прогнозування НАН України», адаптованої для України моделі розрахунку викидів метану з вугільних шахт (англ., Model for Calculating Coal Mine Methane emissions, M2CM) та моделі Міжнародного енергетичного агентства (англ., Methane Abatement Model) для оцінки скорочення викидів метану в нафтогазовому секторі. Цей інтегрований інструментарій дозволяє прогнозувати викиди метану в окремих галузях (видобуток кам'яного вугілля, нафти, природного газу, транспортування та розподіл газу) і кількісно оцінювати потенціал їх скорочення за рахунок галузевих заходів.

Поєднання у межах нового комплексного інструментарію моделі TIMES-Україна зі спеціалізованими моделями для нафтогазового та вугільного секторів (рис. 1) дозволяє поглибити аналіз до галузевого рівня та оцінювати потенціал окремих заходів зі скорочення викидів метану.

Модель TIMES-Україна – лінійна оптимізаційна модель енергетичної системи, що детально описує усі енергетичні потоки в Україні: видобуток первинних енергоресурсів та їх постачання (імпорт, експорт, транспортування та розподіл); трансформація енергоресурсів (переробка, виробництво

вторинних енергоресурсів і т.д.) та кінцеве споживання (промисловість, домогосподарства, сфера послуг, транспорт та сільське господарство) [22].

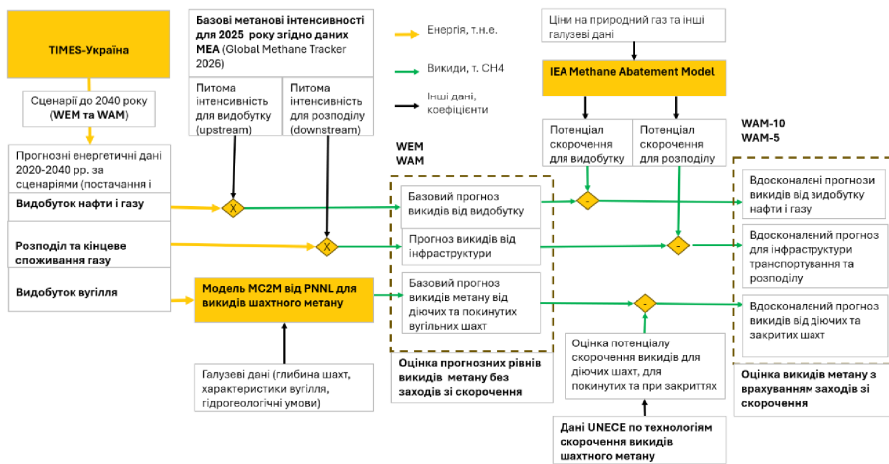


Рис. 1. Комплекс інструментів економіко-математичного моделювання для аналізу та оцінки потенціалу скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах України

Модель відповідає методологічним підходам Державної служби статистики, Європейського статистичного офісу (Євростат) та MEA. Модель TIMES-Україна використовувалася для підготовки низки стратегічних документів, затверджених урядом України у 2016–2026 рр., зокрема: Національних планів дій з енергоефективності до 2020 р. та 2030 рр.; національно визначених внесків України до Паризької угоди; Стратегії низьковуглецевого розвитку України до 2050 р., Стратегії термомодернізації будівель України до 2050 року та ін. Однак наразі модель TIMES-Україна не пристосована для аналізу галузевих заходів щодо скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах, але дозволяє прогнозувати вплив змін попиту на енергетичні ресурси на викиди метану.

Модель M2CM, розроблена Тихоокеанською північно-західною національною лабораторією (Pacific Northwest National Laboratory, PNNL) та адаптована автором для вугільного сектору України, використовується для оцінки та прогнозування викидів метану та заходів його скорочення як на діючих, так і закритих та покинутих вугільних шахтах, використовуючи при цьому прогнозні дані моделі TIMES-Україна щодо обсягів видобутку різних типів вугілля.

Модель Methane Abatement Model та дані MEA для нафтогазового сектору України використовуються автором для оцінки потенціалу скорочення викидів метану від галузей видобутку нафти і газу, а також від інфраструктури транспортування та розподілу газу.

Виклад основних результатів та їх обґрунтування. Для оцінки потенціалу галузевих заходів зі скорочення викидів метану у вугільному секторі було

проведено огляд та аналіз доступних технологій з урахуванням вітчизняних умов, а також зроблено ряд припущень. Для проєктів утилізації шахтного метану із застосуванням дренажних систем та встановленням когенераційних установок питома вартість скорочення викидів прийнята на рівні 150 дол. США за т CH_4 . Для проєктів встановлення установок регенеративної термічної оксидзації (regenerative thermal oxidation – RTO) на вентиляційних системах шахт питома вартість скорочення викидів прийнята на рівні 500 дол. США за т CH_4 .

Виділено чотири основні категорії галузевих джерел викидів метану: 1) видобуток вугілля на підземних шахтах, 2) видобуток нафти, 3) видобуток природного газу, 4) транспортування і розподіл газу. Для кожної категорії розглянуто прогнозну динаміку викидів за сценаріями, визначено ключові технологічні джерела викидів метану, проведено огляд заходів зі скорочення викидів та оцінено їхні техніко-економічні параметри.

Як базу для прогнозування та оцінки майбутніх викидів метану, використано два сценарії змодельованих з використанням моделі TIMES-Україна – сценарій існуючих політик та заходів (WEM, With Existing Measures) та сценарій додаткових політик та заходів (WAM, With Additional Measures), опис та оцінки результатів їх впровадження представлені в Національному плані з енергетики та клімату України до 2030 року (НПЕК) [23]. На основі результатів моделювання із застосуванням Methane Abatement Model, техніко-економічних даних MEA та припущень щодо часових рамок реалізації ідентифікованих заходів (період впровадження 10 або 5 років) в нафтогазовому секторі, сформовано два альтернативні цільові сценарії (WAM-10 та WAM-5), на основі сценарію НПЕК з додатковими політиками та заходами (табл. 1).

Таблиця 1. Опис сценаріїв для моделювання засобами комплексного економіко-математичного інструментарію

	Опис сценарію	Припущення сценарію
WEM	Базовий консервативний сценарій, що не передбачає значних змін в структурі первинного постачання енергії.	Відсутність спеціальних галузевих заходів зі скорочення викидів метану і збереження поточного рівня питомої інтенсивності викидів метану.
WAM	Сценарій додаткових політик та заходів в рамках загальної декарбонізації економіки, що передбачає скорочення частки викопних палив в первинному постачанні енергії та відповідне скорочення обсягів видобутку.	Відсутність спеціальних галузевих заходів зі скорочення викидів метану і збереження поточного рівня питомої інтенсивності викидів метану.
WAM-10	Перший альтернативний цільовий сценарій, що передбачає впровадження заходів впродовж 10 років.	Поряд зі скороченням частки викопних палив в первинному постачанні енергії передбачається реалізація всіх галузевих заходів для скорочення викидів метану протягом 10 років.
WAM-5	Другий альтернативний цільовий сценарій, що передбачає впровадження заходів впродовж 5 років.	Передбачається реалізація всіх галузевих заходів для скорочення викидів метану протягом 5 років.

Модельні результати для вугільного сектору, згідно базового сценарію WEM, який не включає глибоких структурних змін в первинному постачанні енергії, показують продовження промислового видобутку вугілля у наступні кілька десятиліть. Потенційний сукупний обсяг видобутку кам'яного вугілля в Україні у 2020–2040 рр. за цим сценарієм оцінюється у 527 млн т. Відповідні сукупні викиди метану можуть сягнути 5,2 млн т CH_4 , у тому числі близько 3,1 млн т CH_4 від активного видобутку і 2,1 млн т CH_4 від закритих та покинутих шахт. Цей результат показує, що за умов збереження вугільної теплоенергетики та попиту на енергетичне вугілля, викиди шахтного метану в Україні можуть зростати.

Модельні результати за сценарієм WAM сукупний видобуток кам'яного вугілля у 2020–2040 рр. може бути обмежений до 296 млн т. У цьому разі сукупні викиди метану за цей період зменшуються до 3,6 млн т CH_4 , включаючи 1,6 млн т CH_4 від активного вуглевидобутку та 2,0 млн т CH_4 від закритих та покинутих шахт. Це показує, що викиди від покинутих шахт скорочуються повільніше, ніж від категорії діючих шахт, оскільки викиди із покинутих формуються існуючою інфраструктурою та інерцією минулого видобутку.

Зважаючи на тенденцію до скорочення видобутку кам'яного вугілля та загальний курс на відмову від його використання в електроенергетиці, згідно зі сценарієм WAM, загальні річні викиди метану від діючих шахт в період 2026–2040 рр. можуть скоротитися на 75% — з оціночних 104 тис. т у 2026 р. до 26 тис. т у 2040 р.

При зміні структури первинного постачання енергії в бік зменшення частки викопного палива, згідно зі сценарієм WAM, передбачається, що видобуток вугілля буде скорочуватися і, відповідно, скорочуватимуться викиди метану від цієї діяльності. Викиди метану від покинутих і закритих шахт будуть скорочуватися, але їхня роль буде суттєво зростати без запровадження галузевих заходів зі скорочення викидів метану (рис. 2).

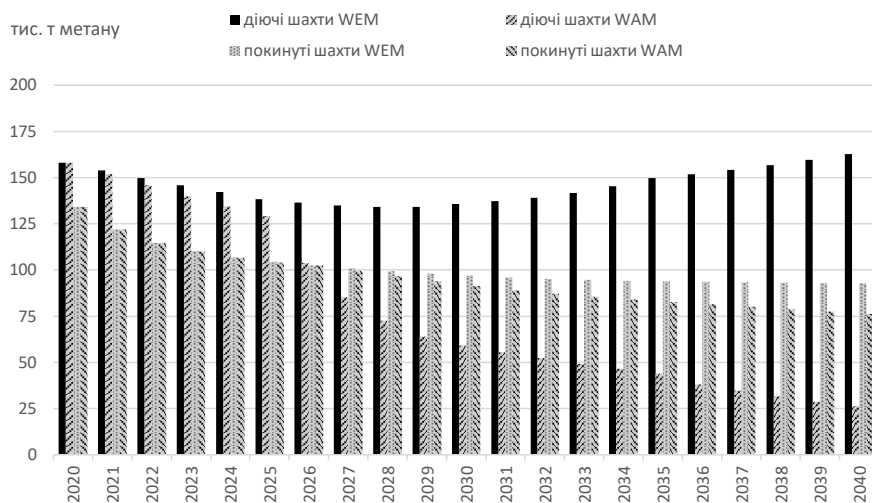


Рис. 2. Викиди метану від діючих та покинутих шахт в Україні до 2040 р. за двома сценаріями WEM та WAM без урахування галузевих заходів зі скорочення викидів метану

Технічні заходи зі скорочення викидів метану у вугільному секторі, що включені до аналізу та моделювання у цільових сценаріях та представлені в рекомендаціях Європейської економічної комісії Організації об'єднаних націй (ЄЕК ООН), узагальнено можна поділити на три групи:

- очищення вентиляційного повітря від метану на діючих шахтах,
- утилізація та/або факельне спалювання метану від систем дегазації на діючих шахтах,
- утилізація та/або факельне спалювання метану від дренажних систем закритих та покинутих шахт.

На діючих шахтах з міркувань безпеки персоналу необхідно видаляти метан із зон видобутку та підземних приміщень. Це досягається за допомогою великомасштабних вентиляційних систем, які переміщують значні обсяги повітря через шахти. Ці вентиляційні системи вивільняють в атмосферу велику кількість метану з низькою концентрацією (<1%) та є основними джерелами викидів метану для діючих шахт. На деяких діючих і закритих шахтах метан також відводиться за допомогою систем газового дренажу, які використовують вертикальні та/або горизонтальні свердловини для вилучення метану із вугільних пластів та супутніх порід.

За оцінкою групи експертів ЄЕК ООН з шахтного метану, на вентилязоване повітря припадає близько 70% глобальних викидів метану з підземних вугільних шахт. ЄЕК ООН рекомендує ширше впроваджувати RTO-установки як технічно доведений й економічно доцільний захід для скорочення викидів метану від діючих шахт [24].

Ключовою умовою комерційної життєздатності та економічної доцільності RTO-проектів для скорочення викидів шахтного метану є наявність в державі достатньо високої ціни або плати за викиди. Навіть в країнах ЄС, де, на перший погляд, ціна на викиди ПГ є достатньо високою в системі торгівлі викидами (СТВ), через те, що види діяльності, які продукують викиди шахтного метану, не включені до СТВ ЄС або іншого обов'язкового ринку вуглецевих одиниць, RTO-проекти не розповсюджені широко, зокрема, практично відсутні у Польщі. Виправити цю ситуацію можливо шляхом створення прямого оподаткування викидів метану. Згідно з експертними оцінками, для того, щоб RTO-проекти були комерційно життєздатними та економічно доцільними, ціна за викиди ПГ має бути вища за 20 дол. США/т CO₂-екв. [25], або приблизно 900 грн/т CO₂-екв.

Відповідно до умов сценарію WAM, представленого в НПЕК України, ставка вуглецевого податку в Україні має досягти 20 євро/т CO₂-екв. в 2029 р. та поступово прийти у відповідність до рівня цін ЄС до 2040 р. (рис. 3). Відповідно, початок впровадження установок RTO в Україні, за умови справдження припущень сценарію WAM, можна очікувати з 2029 р.

Станом на 2025 рік на підконтрольній території України функціонували 20 вугільних шахт, які подавали звітність про викиди метану в атмосферу від стаціонарних джерел. Половина звітних викидів метану припадала на 3 шахти, які є найбільш продуктивними за обсягами видобутку вугілля². За наведених

² Найбільші підприємства-забруднювачі повітря за викидами метану за 2025 рік <https://esg.saveecobot.com/companies/polluters/air/2025/K12000>

вище умов, проведені автором розрахунки показують, що загальний економічний потенціал скорочення викидів за допомогою установок RTO складає 156 тис. т метану, а їх сукупна вартість — 78 млн. доларів (рис. 4).

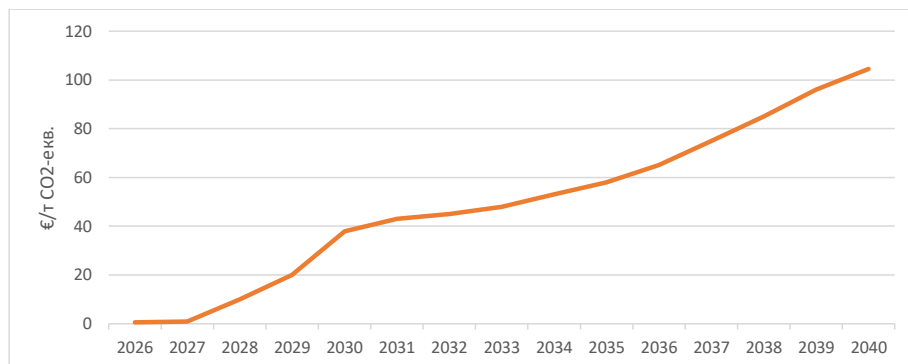


Рис. 3. Очікуваний графік підвищення ставки податку або ціни на викиди ПГ згідно зі сценарієм WAM представленим в НПЕК України

Проекти утилізації шахтного метану з дренажних систем із використанням когенераційних установок (СММ-to-power) є більш поширеними у світі і, як правило, мають нижчі питомі капітальні витрати порівняно з будівництвом установок термічного окиснення вентиляційного метану. Проекти є економічно привабливими для шахт, де існує стабільний потік метану достатньої концентрації, що дозволяє поєднати скорочення викидів із частковим заміщенням енергоспоживання шахти або виробництвом електроенергії для продажу. Для таких заходів економічний потенціал скорочення викидів в період 2027-2040 рр. складає 245 тис. т метану, а сукупна вартість реалізації проєктів — 37 млн. дол. США (рис. 4).

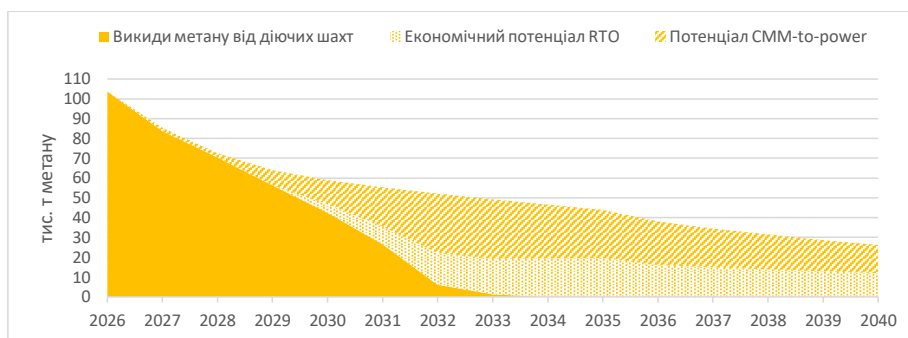


Рис. 4. Прогнозні викиди метану від діючих шахт та оцінка економічного потенціалу їх скорочення за допомогою галузевих заходів

Що стосується викидів метану від закритих та покинутих вугільних шахт, питома вартість їх скорочення, на основі досвіду США, Німеччини, Великої

Британії та Польщі, а також прикладів, наведених у звітах ЄЕК ООН, становить від 5 до 30 дол. США за т CO_2 -екв., що відповідає приблизно 150–900 дол. США за т CH_4 . Тому вони теж були б економічно доцільними в Україні за умови підвищення ціни на CO_2 до рівня, зазначеного в НПЕК України, а саме 20 євро за т CO_2 -екв. у 2029 р. Отже, і для цих заходів важливою економічною передумовою є наявність ринкових та/або фіскальних механізмів, зокрема вуглецевого оподаткування та/або ціноутворення на ринку квот на викиди [26].

Для цілей попередньої оцінки економічного потенціалу скорочення викидів метану від закритих та покинутих вугільних шахт, питома вартість таких заходів в Україні приймається на рівні 25 дол. США/т CO_2 -екв. Відповідно, запуск проєктів з утилізації метану покинутих шахт, можна очікувати у 2030 році при підвищенні ціни на викиди понад питому вартість заходів з їх скорочення. При щорічному введенні в експлуатацію нових потужностей для утилізації метану в обсязі ~8 тис. т на рік в період 2030–2040 рр. викиди метану від закритих та покинутих шахт можливо скоротити до нуля. При цьому загальні витрати на реалізацію проєктів складатимуть близько 429 млн. дол. США, а загальний обсяг скорочення викидів – 572 тис. т метану (рис. 5).

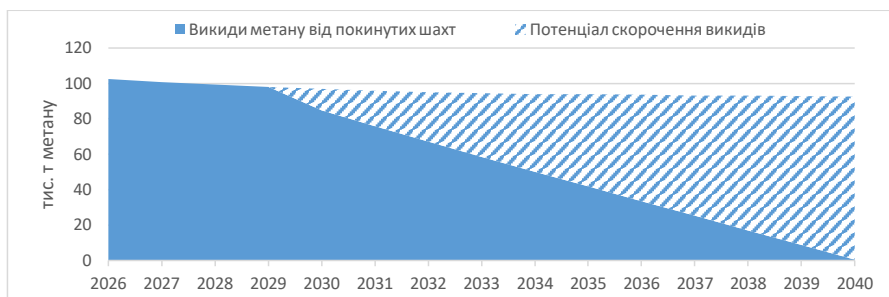


Рис. 5. Прогнозні викиди метану від закритих та покинутих шахт в Україні для сценарію WAM на період до 2040 року та оцінка потенціалу їх скорочення

Моделльні результати для нафтового сектору. У межах моделювання діяльності з видобутку нафти джерела викидів поділяються на діючі свердловини та ліквідовані/покинуті свердловини, оскільки для них застосовуються різні заходи зі скорочення викидів метану, які мають відмінні економічні характеристики реалізації (табл. 2).

Результати моделювання свідчать, що для діючих нафтових свердловин економічний потенціал скорочення викидів становить 8,52 тис. т CH_4 за загальних витрат -1,88 млн дол. США. Від'ємне значення вартості означає, що реалізація заходів може бути економічно доцільною навіть без високого цінового сигналу на викиди, оскільки додатково збережений газ оцінюється у 12,13 млн мі. Ці заходи доцільно віднести до групи першочергових.

Для ліквідованих і покинутих нафтових свердловин потенціал скорочення оцінюється у 12,75 тис. т CH_4 , однак загальна вартість заходів становить 60,99

млн дол. США. На відміну від діючих об'єктів, ці заходи переважно не генерують товарного газу і тому потребують регуляторного обов'язку, бюджетного або донорського фінансування, механізмів відповідальності власників активів, а в окремих випадках — залучення вуглецевого фінансування.

Таблиця 2. Потенціал скорочення викидів метану від видобутку нафти в Україні і вартість його реалізації згідно з результатами моделювання із застосуванням Methane Abatement Model

	Діючі свердловини	Ліквідовані / покинуті
Викиди метану, тис. т	12,68	15,94
Потенціал скорочення, тис. т	8,52	12,75
Еквівалентний додатковий обсяг природного газу, млн м ³	12,13	-
Вартість заходів зі скорочення, млн дол. США	-1,88*	60,99

* Від'ємна вартість заходів означає, що прибуток від використання супутнього газу перевищує вартість інвестицій.

Перший цільовий сценарій WAM-10 поряд зі скороченням частки нафти в первинному постачанні енергії, передбачає реалізацію визначеного за допомогою Methane Abatement Model потенціалу скорочення викидів метану протягом 10 років і зниження питомої інтенсивності викидів до 0,35% у 2035 р. Припускається, що в період 2035–2040 рр. питома інтенсивність викидів продовжує знижуватися і досягає значення 0,27% у 2040 р. (рис. 6).

Другий цільовий сценарій WAM-5 передбачає реалізацію потенціалу скорочення викидів метану, визначеного за допомогою Methane Abatement Model, протягом 5 років і зниження питомої інтенсивності викидів до 0,35% у 2030 р. Припускається, що в період 2030–2040 рр. питома інтенсивність викидів продовжує знижуватися та досягає значення 0,12% у 2040 р. (рис. 6).

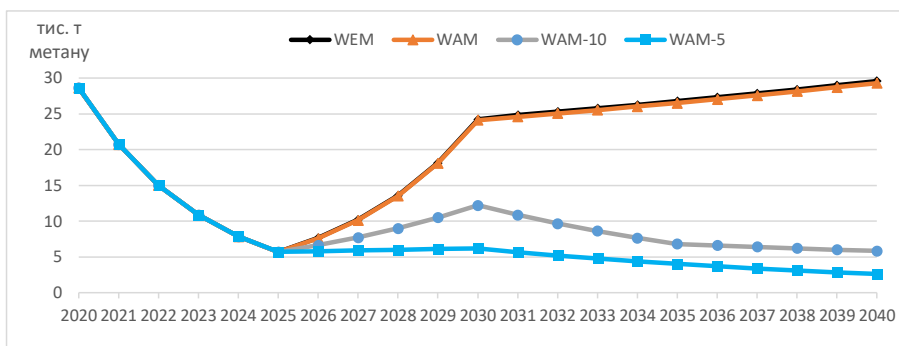


Рис. 6. Прогнозні викиди метану від видобутку нафти в Україні до 2040 р.

Моделльні результати для газового сектору. В галузі видобутку газу розглядаються викиди метану як від діючих свердловин, так і від ліквідованих/покинутих свердловин. Для діючих свердловин економічна доцільність заходів пов'язана зі збереженням товарного газу, тоді як для

покинутих свердловин вона має враховувати витрати на пошук витоків, обстеження, герметизацію та довгостроковий контроль.

Для діючих газових свердловин ключовими заходами є LDAR на промислових майданчиках, ремонт або заміна негерметичних компонентів, модернізація компресорного та сепараційного обладнання, заміна газових пневматичних пристроїв на низько- або беземісійні аналоги, встановлення систем уловлювання газу при продувках і технічному обслуговуванні, а також скорочення рутинного вентилявання [27]. Для покинутих свердловин першочерговими заходами є їх інвентаризація, оцінка ризиків, вимірювання або скринінг викидів, після чого можливе застосування одного з трьох типів заходів: тампонування свердловин, факельне спалювання або встановлення устаткування для утилізації [28].

Згідно з оцінкою, отриманою за допомогою Methane Abatement Model, викиди метану у 2025 році від діючих газових свердловин в Україні становили 201,8 тис. т CH_4 , а потенціал скорочення – 128,26 тис. т CH_4 . Еквівалентний додатковий обсяг природного газу оцінюється у 182,5 млн м³, а загальна чиста приведена вартість заходів є від'ємною (табл. 3). Це свідчить, що значна частина заходів у газовидобуванні має бути реалізована в першу чергу, незалежно від темпів підвищення вуглецевого податку, оскільки вони одночасно зменшують викиди та втрати ресурсу і зменшують залежність від імпорту, тобто посилюють енергетичну безпеку.

Таблиця 3. Потенціал скорочення викидів метану від видобутку газу в Україні та вартість його реалізації згідно з результатами моделювання за допомогою Methane Abatement Model

	Діючі газові свердловини	Ліквідовані / покинуті
Викиди метану, тис. т	201,80	90,55
Потенціал скорочення, тис. т	128,26	72,44
Еквівалентний додатковий обсяг природного газу, млн м ³	182,5*	-
Загальна вартість заходів зі скорочення, млн дол	- 46,1**	346,5

* Розраховано для вмісту метану в природному газі 98% та питомої ваги метану за нормальних умов 0,717 кг/м³.

** Від'ємна вартість заходів означає, що прибуток від додаткових обсягів газу перевищує вартість вкладених інвестицій.

Для ліквідованих і покинутих газових свердловин потенціал скорочення оцінюється у 72,44 тис. т CH_4 за чистої приведеної вартості 346,5 млн дол. США. Відповідні заходи мають високий екологічний і регуляторний пріоритет, але потребують суттєвих фінансових витрат. Їх реалізація має бути пов'язана з державною інвентаризацією неактивних свердловин, інтеграцією даних у національну систему МЗВ, визначенням відповідальних операторів та джерел фінансування.

Реалізація заходів лише для діючих свердловин за модельною оцінкою дозволяє знизити питому інтенсивність викидів метану при видобутку природного газу з 2,45% до 1,38%, тоді як комплексні заходи для діючих та покинутих свердловин дозволяють знизити її до 0,77%.

Сценарій WAM-10, поряд зі скороченням частки викопних палив в первинному постачанні енергії, передбачає реалізацію визначеного за допомогою Methane Abatement Model потенціалу скорочення викидів метану протягом 10 років і зниження питомої інтенсивності викидів до 0,77% у 2035 році. Припускається, що в період 2035–2040 рр. питома інтенсивність викидів продовжує знижуватися і досягає значення 0,59% у 2040 році (рис. 7).

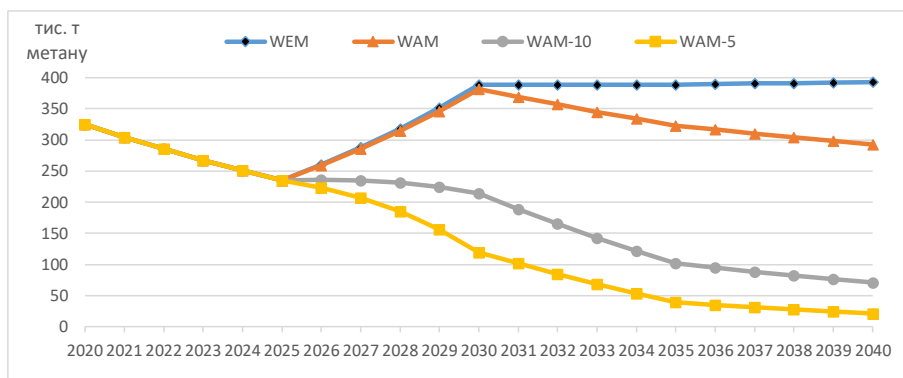


Рис. 7. Прогнозовані викиди метану від видобутку газу в Україні за різними сценаріями реалізації заходів

Сценарій WAM-5 передбачає реалізацію визначеного за допомогою Methane Abatement Model потенціалу скорочення викидів метану протягом 5 років і зниження питомої інтенсивності викидів до 0,77% у 2030 році. Припускається, що в період 2035–2040 рр. питома інтенсивність викидів досягає середнього рівня для країн Європи (0,3%) та досягає значення 0,18% у 2040 році (див. рис. 7).

Прогноз викидів метану при транспортуванні та розподілі газу охоплює магістральні газопроводи, компресорні станції, підземні сховища, газорозподільні мережі та допоміжне обладнання. Викиди метану у цій категорії формуються як постійними малими витоками з арматури, фланців, ущільнень і регуляторних пунктів, так і періодичними викидами під час ремонтів, продувок, аварійних ситуацій або виведення ділянок газових мереж з експлуатації.

Ключові заходи скорочення включають системні програми LDAR, використання мобільних і стаціонарних засобів виявлення витоків, ремонт або заміну негерметичних компонентів, застосування технологій ремонту газопроводів без повного спорожнення, встановлення компресорів для перекачування газу з ділянок перед ремонтом, модернізацію ущільнень компресорів, заміну застарілих регуляторів тиску і поетапне оновлення найбільш аварійних ділянок розподільних мереж.

Моделювання оцінка для транспортування та розподілу газу із застосуванням Methane Abatement Model показує, що обсяги викидів складають приблизно 193,42 тис. т CH_4 , а потенціал їх скорочення – 122,14 тис. т CH_4 . Еквівалентний обсяг збереженого природного газу становить 173,8 млн m^3 , а

чиста вартість заходів становить -32,5 млн дол. США, тобто, впровадження цих заходів може принести компаніям дохід в розмірі 32,5 млн дол. США. При цьому можливо знизити питому інтенсивність викидів метану при транспортуванні та розподілі природного газу з 1,31% до 0,48%.

Сценарій WAM-10 поряд зі скороченням частки викопних палив в первинному постачанні енергії, передбачає реалізацію визначеного за допомогою Methane Abatement Model потенціалу скорочення викидів метану протягом 10 років і зниження питомої інтенсивності викидів до 0,48% у 2035 році. Припускається, що в період 2035–2040 рр. питома інтенсивність викидів продовжує знижуватися й у 2040 році досягне значення 0,28% (рис. 8).

Сценарій WAM-5 передбачає реалізацію потенціалу скорочення викидів метану, визначеного за допомогою моделі Methane Abatement Model, протягом 5 років і зниження питомої інтенсивності викидів до 0,38% у 2030 році. Припускається, що в період 2030–2040 рр. питома інтенсивність викидів продовжує знижуватися та досягає значення 0,19% у 2040 році (рис. 8).

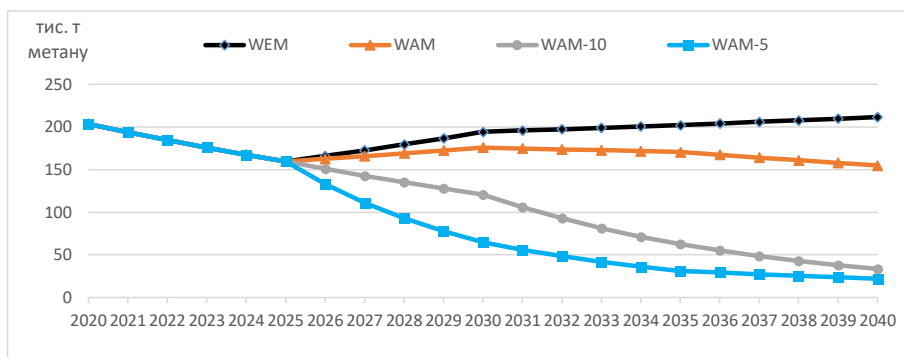


Рис. 8. Прогнозовані викиди метану від транспортування та розподілу природного газу

Сукупні викиди метану в нафтогазовому та вугільному секторах за період 2026–2040 рр. за модельною оцінкою для сценарію WEM складають 12,4 млн. т та 9,9 млн. т для сценарію WAM за рахунок зменшення видобутку та використання викопного палива.

Річні викиди метану для сценарію WEM, який передбачає продовження використання вугілля в енергетиці, можуть зрости з 0,64 млн т у 2025 р. до 0,89 млн т у 2040 р. Згідно зі сценарієм WAM викиди метану в нафтогазовому та вугільному секторах України можуть досягти піку у 2030 р. на рівні 0,74 млн т на р. і надалі поступово скорочуватися до 0,6 млн т у 2040 р. (рис. 9).

Для WAM-10, який передбачає поступову реалізацію галузевих заходів, річні викиди можуть скоротитися з 0,63 млн. т у 2026 р. до 0,19 млн т у 2040 р., а сукупні викиди складуть 5,04 млн т (-7,3 відносно WEM). Для WAM-5, який передбачає швидку реалізацію всіх доступних заходів, річні викиди можуть скоротитися до 0,06 млн т у 2040 р., а сукупні викиди можуть бути обмежені до 4,01 млн т (-8,4 млн т відносно WEM).

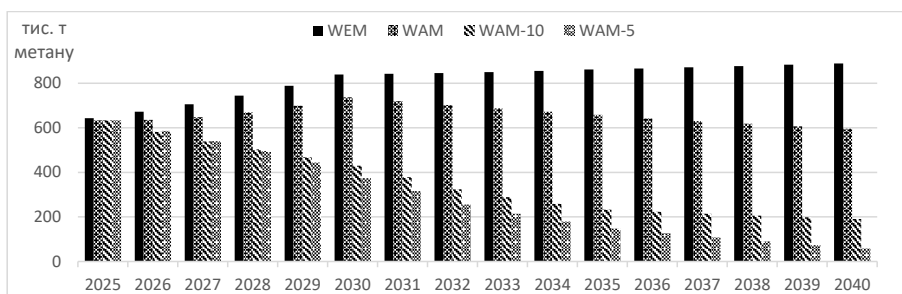


Рис. 9. Прогнозні річні викиди метану в Україні від нафтогазового та вугільного секторів на період 2026–2040 рр. за сценаріями

Висновки. Комплексний модельний інструментарій, який поєднує модель TIMES-Україна з адаптованою моделлю M2CM для вугільного сектору України та Methane Abatement Model для нафтогазового сектору, дозволяє перейти від агрегованих оцінок викидів метану до глибшого аналізу за галузями, типами джерел і заходами скорочення. Сценарне моделювання з його застосуванням може використовуватися на державному рівні для підтримки імплементації Регламенту (ЄС) 2024/1787, визначення інвестиційних пріоритетів і підтримки впровадження системи МЗВ для метану.

Результати моделювання підтверджують, що скорочення частки викопних палив в енергетичному балансі саме по собі не забезпечує достатнього зменшення викидів метану. Значний потенціал скорочення викидів метану пов'язаний з нафтогазовою інфраструктурою, законсервованими свердловинами, закритими та покинутими шахтами. У нафтогазовому секторі найбільш перспективними є заходи з впровадження LDAR, модернізації обладнання, скорочення продувок і втрат у мережах. У вугільному секторі заходами з високим потенціалом скорочення викидів є впровадження установок RTO для вентиляційного метану на діючих шахтах та утилізація дренажного метану із закритих і покинутих шахт. Заходи на діючих об'єктах видобутку, транспортування і розподілу газу, а також на діючих нафтових та газових свердловинах мають від'ємну або низьку чисту вартість завдяки збереженню товарного газу, тому їх впровадження є пріоритетним та важливим для підвищення енергетичної безпеки.

Повна реалізація потенціалу скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах України потребуватиме поєднання ринкових і регуляторних механізмів, посилення відповідальності операторів, поступового підвищення ціни на викиди ПГ, забезпечення доступу до пільгового фінансування та реінвестування коштів вуглецевого податку.

Зокрема, мають бути створені нормативно-правові умови та фінансові механізми для реалізації проєктів, спрямованих на скорочення викидів метану з покинутих шахт і старих нафтових та газових свердловин або їх повторне використання, наприклад, для розвитку геотермальної енергетики. Модельні

результати свідчать, що ці заходи мають значний економічний потенціал, але відносно високу вартість. Тому їх реалізація потребує окремої державної політики: створення повних інвентаризаційних реєстрів, визначення правового статусу об'єктів, встановлення відповідальності операторів або правонаступників, залучення міжнародної технічної допомоги та використання механізмів вуглецевого фінансування, зокрема за статтею 6 Паризької угоди. При цьому Регламент 2024/1787 надає готову нормативно-правову рамку та відповідну архітектуру державного регулювання, нагляду й контролю для скорочення викидів метану в нафтогазовому та вугільному секторах.

1. Sawyer, W. J., Genina, I., Brenneis, R. J., Feng, H., Li, Y., & Luo, S.-X. L. (2022). Methane emissions and global warming: Mitigation technologies, policy ambitions, and global efforts. *MIT Science Policy Review*, 3. URL: <https://sciencepolicyreview.pubpub.org/pub/ea652for>
2. European Parliament and Council. (2024). Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942. *Official Journal of the European Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj/eng>
3. Conrad, B. M., Tyner, D. R., & Johnson, M. R. (2023). The Futility of Relative Methane Reduction Targets in the Absence of Measurement-Based Inventories. *Environmental Science & Technology*, 57(50), 21092–21103. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c07722>
4. Dobson, S., Goodday, V., & Winter, J. (2023). If It Matters, Measure It: A Review of Methane Sources and Mitigation Policy in Canada. *International Review of Environmental and Resource Economics*, 16(3–4), 309–429. DOI: <https://doi.org/10.1561/101.00000146>
5. South, D. W. (2024). Methane Emissions from Oil and Natural Gas Operations—30 Percent Reduction by 2030 Possible if Domestic and International Actions “Stay the Course”. *Climate and Energy*, 41(5), 22–27. DOI: <https://doi.org/10.1002/gas.22436>
6. Cusworth, D. H., Jacob, D. J., Sheng, J.-X., Benmergui, J., Turner, A. J., Brandman, J., White, L., & Randles, C. A. (2018). Detecting high-emitting methane sources in oil/gas fields using satellite observations. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 18(23), 16885–16896. DOI: <https://doi.org/10.5194/acp-18-16885-2018>
7. Sadavarte, P. (2021). Methane Emissions from Superemitting Coal Mines in Australia Quantified Using TROPOMI Satellite Observations | *Environmental Science & Technology*. URL: <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/acs.est.1c03976>
8. Ravikumar, A. P., Roda-Stuart, D., Liu, R., Bradley, A., Bergerson, J., Nie, Y., Zhang, S., Bi, X., & Brandt, A. R. (2020). Repeated leak detection and repair surveys reduce methane emissions over scale of years. *Environmental Research Letters*, 15(3), 034029. DOI: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab6ae1>
9. Wang, J. L., Barlow, B., Funk, W., Robinson, C., Brandt, A., & Ravikumar, A. P. (2024). Large-Scale Controlled Experiment Demonstrates Effectiveness of Methane Leak Detection and Repair Programs at Oil and Gas Facilities. *Environmental Science & Technology*, 58(7), 3194–3204. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c09147>
10. Yang, X., Kuru, E., Zhang, X., Zhang, S., Wang, R., Ye, J., Yang, D., Klemel, J. J., & Wang, B. (2023). Direct measurement of methane emissions from the upstream oil and gas sector: Review of measurement results and technology advances (2018–2022). *Journal of Cleaner Production*, 414, 137693. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137693>
11. Kemp, C. E., & Ravikumar, A. P. (2021). New Technologies Can Cost Effectively Reduce Oil and Gas Methane Emissions, but Policies Will Require Careful Design to Establish Mitigation Equivalence. *Environmental Science & Technology*, 55(13), 9140–9149. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c03071>
12. Zhu, M., Smith, S. J., Chen, M., Evans, M., Chai, Q., Teng, F., Wang, P., Cheng, X., Li, W., Behrendt, J., Yu, S., Fu, S., Zhang, H., Cui, R. Y., Lou, J., Ahluwalia, M., Hultman, N., & Wang, Y. (2025). A comparative review of methane policies of the United States and China in the context of US – China climate cooperation. *Climate Policy*, 25(2), 171–189. DOI: <https://doi.org/10.1080/14693062.2024.2366902>

13. Aldy, J. E., Reinhardt, F., & Stavins, R. N. (2025, березень 26). Methane Abatement Costs in the Oil and Gas Industry: Survey and Synthesis | The Belfer Center for Science and International Affairs. Harvard Kennedy School. URL: <https://www.belfercenter.org/research-analysis/methane-abatement-costs-oil-and-gas-industry-survey-and-synthesis>
14. Kholod, N., Evans, M., Pilcher, R. C., Roshchanka, V., Ruiz, F., Cotî, M., & Collings, R. (2020). Global methane emissions from coal mining to continue growing even with declining coal production. *Journal of Cleaner Production*, 256, Article 120489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120489>
15. Kholod, N., Savytskyi, O., Zagoruichyk, A., Diachuk, O., & Semeniuk, A. (2025). Coal mining and coal mine methane emissions in Ukraine: Retrospective analysis from 1860 and projections up to 2060 [Preprint]. SSRN. DOI: <https://doi.org/10.2139/ssrn.5114671>
16. Kang, Y., Tian, P., Li, J., Wang, H., & Feng, K. (2024). Methane mitigation potentials and related costs of China's coal mines. *Fundamental Research*, 4(6), 1688–1695. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fmre.2023.09.012>
17. Лешенко І.Ч., Єгєр Д. О. (2020). Загальна оцінка потенціалу скорочення викидів парникових газів у нафтогазовій галузі України на період до 2040 року. *System Research in Energy*, 1 (60)), 55–65. DOI: <https://doi.org/10.15407/page2020.01.055>
18. Лешенко І.Ч. (2022). Оцінка зниження викидів парникових газів вугільним сектором України для виконання міжнародних кліматичних угод. *System Research in Energy*, 1-2 (68–69), 139–149. DOI: <https://doi.org/10.15407/page2022.01-02.139>
19. Станиціна В.В., Панченко Г. Г. (2021). Прогнозна оцінка викидів парникових газів від використання природного газу в економіці України. *System Research in Energy*, 4 (67)), 47–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/page2021.04.047>
20. Chepeliev, M., Diachuk, O., Podolets, R., Semeniuk, A., Trypolska, G. (2024). Net-Zero Transition in Ukraine: Implications for Sustainable Development Goal 7. In: Labriet, M., Espegren, K., Giannakidis, G., У Gallachyir, B. (eds) *Aligning the Energy Transition with the Sustainable Development Goals*. *Lecture Notes in Energy*, vol 101. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-58897-6_12
21. Chepeliev, M., Diachuk, O., Podolets, R., & Semeniuk, A. (2023). Can Ukraine go “green” on the post-war recovery path? *Joule*, 7(4), 606–611. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.02.007>
22. Подольць Р.З., Дячук О.А. Стратегічне планування у паливно-енергетичному комплексі на базі моделі “TIMES- Україна”: наук. доп. НАН України; Ін-т екон. та прогнозів. К., 2011. 150 с.
23. Кабінет Міністрів України. (2024). Національний план з енергетики та клімату України на період до 2030 року. URL: https://www.energy-community.org/dam/jcr:9d144283-08ed-410b-a670-7fd15c7782f2/1_NECP_EnMachineTranslation.pdf
24. UNECE. (2025). UNECE Best Practice Guidance on Ventilation Air Methane Mitigation | UNECE group of experts on coal mine methane. URL: <https://unece.org/sustainable-energy/publications/unece-best-practice-guidance-ventilation-air-methane-mitigation>
25. Embrin, K., Mallas, J., & Mattus, R. (2026, April). Methane Brief: Issue No. 4 — No EU ETS pathway for coal mine methane. The Commission closed the door. Geneva opens in twelve days. Clean Exit Campaign. URL: https://www.methanebrief.org/wp-content/uploads/2026/04/MethBrief_Issue4_April2026-3.pdf
26. UNECE. (2019). Best Practice Guidance for Effective Methane Recovery and Use from Abandoned Coal Mines | UNECE. URL: <https://unece.org/sustainable-energy/publications/best-practice-guidance-effective-methane-recovery-and-use-abandoned>
27. Harmsen, J. H. M., van Vuuren, D. P., Nayak, D. R., Hof, A. F., Huglund-Isaksson, L., Lucas, P. L., Nielsen, J. B., Smith, P., & Stehfest, E. (2019). Long-term marginal abatement cost curves of non-CO₂ greenhouse gases. *Environmental Science & Policy*, 99, 136–149. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2019.05.013>
28. Kang, M., Mauzerall, D. L., Ma, D. Z., & Celia, M. A. (2019). Reducing methane emissions from abandoned oil and gas wells: Strategies and costs. *Energy Policy*, 132, 594–601. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.045>

1. Sawyer, W. J., Genina, I., Brenneis, R. J., Feng, H., Li, Y., & Luo, S.-X. L. (2022). Methane emissions and global warming: Mitigation technologies, policy ambitions, and global efforts. *MIT Science Policy Review*, 3. URL: <https://sciencepolicyreview.pubpub.org/pub/ea652for>

2. European Parliament and Council. (2024). Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942. Official Journal of the European Union. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj/eng>
3. Conrad, B. M., Tyner, D. R., & Johnson, M. R. (2023). The Futility of Relative Methane Reduction Targets in the Absence of Measurement-Based Inventories. *Environmental Science & Technology*, 57(50), 21092–21103. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c07722>
4. Dobson, S., Goodday, V., & Winter, J. (2023). If It Matters, Measure It: A Review of Methane Sources and Mitigation Policy in Canada. *International Review of Environmental and Resource Economics*, 16(3–4), 309–429. DOI: <https://doi.org/10.1561/101.00000146>
5. South, D. W. (2024). Methane Emissions from Oil and Natural Gas Operations–30 Percent Reduction by 2030 Possible if Domestic and International Actions “Stay the Course”. *Climate and Energy*, 41(5), 22–27. DOI: <https://doi.org/10.1002/gas.22436>
6. Cusworth, D. H., Jacob, D. J., Sheng, J.-X., Benmergui, J., Turner, A. J., Brandman, J., White, L., & Randles, C. A. (2018). Detecting high-emitting methane sources in oil/gas fields using satellite observations. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 18(23), 16885–16896. DOI: <https://doi.org/10.5194/acp-18-16885-2018>
7. Sadavarte, P. (2021). Methane Emissions from Superemitting Coal Mines in Australia Quantified Using TROPOMI Satellite Observations | *Environmental Science & Technology*. URL: <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/acs.est.1c03976>
8. Ravikumar, A. P., Roda-Stuart, D., Liu, R., Bradley, A., Bergerson, J., Nie, Y., Zhang, S., Bi, X., & Brandt, A. R. (2020). Repeated leak detection and repair surveys reduce methane emissions over scale of years. *Environmental Research Letters*, 15(3), 034029. DOI: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab6ae1>
9. Wang, J. L., Barlow, B., Funk, W., Robinson, C., Brandt, A., & Ravikumar, A. P. (2024). Large-Scale Controlled Experiment Demonstrates Effectiveness of Methane Leak Detection and Repair Programs at Oil and Gas Facilities. *Environmental Science & Technology*, 58(7), 3194–3204. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c09147>
10. Yang, X., Kuru, E., Zhang, X., Zhang, S., Wang, R., Ye, J., Yang, D., Klemes, J. J., & Wang, B. (2023). Direct measurement of methane emissions from the upstream oil and gas sector: Review of measurement results and technology advances (2018–2022). *Journal of Cleaner Production*, 414, 137693. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137693>
11. Kemp, C. E., & Ravikumar, A. P. (2021). New Technologies Can Cost Effectively Reduce Oil and Gas Methane Emissions, but Policies Will Require Careful Design to Establish Mitigation Equivalence. *Environmental Science & Technology*, 55(13), 9140–9149. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c03071>
12. Zhu, M., Smith, S. J., Chen, M., Evans, M., Chai, Q., Teng, F., Wang, P., Cheng, X., Li, W., Behrendt, J., Yu, S., Fu, S., Zhang, H., Cui, R. Y., Lou, J., Ahluwalia, M., Hultman, N., & Wang, Y. (2025). A comparative review of methane policies of the United States and China in the context of US – China climate cooperation. *Climate Policy*, 25(2), 171–189. DOI: <https://doi.org/10.1080/14693062.2024.2366902>
13. Aldy, J. E., Reinhardt, F., & Stavins, R. N. (2025, berezen 26). Methane Abatement Costs in the Oil and Gas Industry: Survey and Synthesis | The Belfer Center for Science and International Affairs. Harvard Kennedy School. URL: <https://www.belfercenter.org/research-analysis/methane-abatement-costs-oil-and-gas-industry-survey-and-synthesis>
14. Kholod, N., Evans, M., Pilcher, R. C., Roshchanka, V., Ruiz, F., Cotî, M., & Collings, R. (2020). Global methane emissions from coal mining to continue growing even with declining coal production. *Journal of Cleaner Production*, 256, Article 120489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120489>
15. Kholod, N., Savvitskiy, O., Zagoruichyk, A., Diachuk, O., & Semeniuk, A. (2025). Coal mining and coal mine methane emissions in Ukraine: Retrospective analysis from 1860 and projections up to 2060 [Preprint]. SSRN. DOI: <https://doi.org/10.2139/ssrn.5114671>
16. Kang, Y., Tian, P., Li, J., Wang, H., & Feng, K. (2024). Methane mitigation potentials and related costs of Chinas coal mines. *Fundamental Research*, 4(6), 1688–1695. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fmre.2023.09.012>
17. Lieschenko I.Ch., Yeher D. O. (2020). Zahalna otsinka potentsialu skorochennia vykydiv parnykovykh haziv u naftohazovii haluzi Ukrainy na period do 2040 roku. *System Research in Energy*, (1 (60)), 55–65. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.055>

18. Lieshchenko I.Ch. (2022). Otsinka znyzhennia vykydiv parnykovykh haziv vuhilnym sektorom Ukrainy dlia vykonannia mizhnarodnykh klimatychnykh uгод. *System Research in Energy*, (1-2 (68-69), 139-149. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.139>
19. Stanytsina V.V., Panchenko H. H. (2021). Prohnozna otsinka vykydiv parnykovykh haziv vid vykorystannia pryrodnoho hazu v ekonomitsi Ukrainy. *System Research in Energy*, (4 (67)), 47-55. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.047>
20. Chepeliev, M., Diachuk, O., Podolets, R., Semeniuk, A., Trypolska, G. (2024). Net-Zero Transition in Ukraine: Implications for Sustainable Development Goal 7. In: Labriet, M., Espegren, K., Giannakidis, G., Y Gallachyir, B. (eds) *Aligning the Energy Transition with the Sustainable Development Goals. Lecture Notes in Energy*, vol 101. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-58897-6_12.
21. Chepeliev, M., Diachuk, O., Podolets, R., & Semeniuk, A. (2023). Can Ukraine go “green” on the post-war recovery path? *Joule*, 7(4), 606–611. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.02.007>
22. Podolets R.Z., Diachuk O.A. Stratehichne planuvannia u palyvno-enerhetychnomu kompleksi na bazi modeli “TIMES- Ukraina”: nauk. dop. NAN Ukrainy; In-t ekon. ta prohnozuv. K., 2011. 150 s.
23. Kabinet Ministriv Ukrainy. (2024). Natsionalnyi plan z enerhetyky ta klimatu Ukrainy na period do 2030 roku. URL: https://www.energy-community.org/dam/jcr:9d144283-08ed-410b-a670-7fd15c7782f2/1_NECP_EnMachineTranslation.pdf
24. UNECE. (2025). UNECE Best Practice Guidance on Ventilation Air Methane Mitigation | UNECE group of experts on coal mine methane. URL: <https://unece.org/sustainable-energy/publications/unece-best-practice-guidance-ventilation-air-methane-mitigation>
25. Embr  n, K., Mallas, J., & Mattus, R. (2026, April). Methane Brief: Issue No. 4 — No EU ETS pathway for coal mine methane. The Commission closed the door. Geneva opens in twelve days. Clean Exit Campaign. URL: https://www.methanebrief.org/wp-content/uploads/2026/04/MethBrief_Issue4_April2026-3.pdf
26. UNECE. (2019). Best Practice Guidance for Effective Methane Recovery and Use from Abandoned Coal Mines | UNECE. URL: <https://unece.org/sustainable-energy/publications/best-practice-guidance-effective-methane-recovery-and-use-abandoned>
27. Harmsen, J. H. M., van Vuuren, D. P., Nayak, D. R., Hof, A. F., Huglund-Isaksson, L., Lucas, P. L., Nielsen, J. B., Smith, P., & Stehfest, E. (2019). Long-term marginal abatement cost curves of non-CO2 greenhouse gases. *Environmental Science & Policy*, 99, 136–149. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2019.05.013>
28. Kang, M., Mauzerall, D. L., Ma, D. Z., & Celia, M. A. (2019). Reducing methane emissions from abandoned oil and gas wells: Strategies and costs. *Energy Policy*, 132, 594–601. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.045>