

УДК 620.00

Дмитро Толстов*, <https://orcid.org/0000-0002-2042-1836>

Тетяна Білан, канд. техн. наук., ст. досл., <https://orcid.org/0000-0002-0280-6716>

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна

*Автор-кореспондент: dtolstov93@gmail.com

ДОСЛІДЖЕННЯ СЕРЕДНЬОЗВАЖЕНОЇ ВАРТОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ ВОДНЮ З УРАХУВАННЯМ ПОТЕНЦІЙНИХ МІСЦЬ ЗБЕРІГАННЯ ТА ВИРОБНИЦТВА

Анотація. В умовах глобального переходу до низьковуглецевих джерел енергії однією з основних задач є забезпечення ефективного транспортування водню за допомогою магістральних газопроводів. Статтю присвячено розрахунку вартості транспортування водню за методом *Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)* для трьох типів магістральних газопроводів: Висачківського, Ізмаїлівського та Тереблянського. Основною метою дослідження є оцінка економічної ефективності різних варіантів трубопроводів з урахуванням капітальних та операційних витрат, а також аналіз впливу технічних параметрів на загальну вартість транспортування водню. Для досягнення поставленої мети застосовано комплексний підхід, який включає розрахунок капітальних витрат (CAPEX), операційних витрат (OPEX), витрат на компресорні станції, а також застосування стандартних методів для визначення LCOH. Розрахунки показали, що економічно вигіднішим є варіант з Тереблянським газопроводом, що пояснюється меншою довжиною та оптимізованими витратами на компресорні станції. Визначено, що для досягнення оптимальних економічних результатів необхідно враховувати не лише технічні характеристики, а й регіональні фактори, такі як відстань між компресорними станціями та обсяг водню, що транспортується. Отримані результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності та ефективності інвестицій у створення магістральних трубопроводів для транспортування водню, а також надають рекомендації для подальших досліджень у цій сфері.

Ключові слова: воднева енергетика, транспортування водню, зберігання водню, соляні структури, магістральні трубопроводи, LCOH.

1. Вступ

Основні характеристики ринку електроенергії та структури генеруючих потужностей розглянуто в [1, 2]. Як зазначено в [3], відповідно до зобов'язань, взятих на себе Україною в результаті підписання міжнародних угод, задекларовано досягнення вуглецевої нейтральності економіки до 2060 року та вуглецевої нейтральності енергетичного сектору з максимальним скороченням використання вугілля до 2050 року. Досягнення цієї мети можливе завдяки впровадженню значних обсягів, зокрема, відновлюваних джерел енергії. Авторами [4–7] досліджено вплив обсягів ВДЕ-генерації на можливі баланси електричної енергії в структурі енергозабезпечення країни. В результаті зростання «зеленої» генерації електроенергетична мережа іноді обмежує виробництво енергії з відновлюваних джерел, щоб збалансувати попит і пропозицію. Використання водню, отриманого шляхом електролізу води, як проміжного накопичувача електроенергії сприяє вирішенню цієї проблеми. Його використання дає можливість створення як короткострокових, так і довгострокових міжсезонних запасів енергії в енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії. Водень і електроенергія фактично є взаємодоповнюючими енергоносіями. Використання низьковуглецевого водню є одним з ключових шляхів досягнення кліматичної нейтральності.

Згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України від 16 вересня 2015 року № 980 «Про схвалення очікуваного національно визначеного внеску України до проєкту нової глобальної кліматичної угоди» [8], встановлено ціль досягти рівня викидів парникових газів не більше ніж 60 % від рівня 1990 року до 2030 року. Розпорядженням Кабміну від 30 липня 2021 року № 868 (Офіційний вісник України, 2021 р., № 62, ст. 3956) було схвалено Оновлений національно визначений внесок Системні дослідження в енергетиці. 2025. 2(82)

України до Паризької угоди, основною метою якого є зменшення викидів парникових газів на 65 % до 2030 року порівняно з 1990 роком та досягнення кліматичної нейтральності до 2060 року. Одним із шляхів досягнення цієї мети є використання водню.

Україна має значний потенціал для розвитку водневої енергетики завдяки своєму стратегічному географічному розташуванню, добре розвиненим виробничим та транспортним мережам, а також конкурентоспроможному ядерному сектору енергетики та значним можливостям для розвитку відновлюваних джерел енергії.

Інститут відновлюваної енергетики НАН України провів дослідження, за результатами яких було визначено потенціал виробництва відновлюваного водню в Україні з використанням вітрової та сонячної енергії. Загальний потенціал для виробництва відновлюваного водню становить 44,96 млн тон на рік [9].

Воднева стратегія України до 2050 року визначає основні напрямки використання водню, зокрема в промисловості, електроенергетиці, транспорті та теплопостачанні, а також можливості для експорту, які охоплюють процеси виробництва, зберігання та транспортування водню [10].

Загалом, наявні ресурси та інфраструктура України створюють сприятливі умови для розвитку водневої енергетики в країні, зокрема для виробництва низьковуглецевого водню, що є важливим кроком у напрямку досягнення кліматичної нейтральності.

Фахівцями ІВЕ НАН України проведено розрахунки наявності енергетичного потенціалу сонячної енергії України станом на 2017 рік, включаючи тимчасово окуповану АР Крим і непідконтрольні Україні території Луганської і Донецької областей [11].

Для ефективної адаптації об'єднаної енергетичної системи України до нових умов, зокрема в умовах швидкого розвитку електростанцій на відновлюваних джерелах енергії з нестабільною потужністю, необхідно впроваджувати системи накопичення енергії. Водень можна використовувати для балансування енергетичної системи та як сезонний акумулятор енергії. Він здатний забезпечити короткострокову гнучкість мережі, адже електролізери можуть зменшувати навантаження на мережу, реагуючи на надлишок енергії з відновлюваних джерел. У години високої генерації з ВДЕ (сонце, вітер) надлишкову електроенергію можна використовувати для виробництва водню. Цей зелений водень можна зберігати тривалий час і використовувати для додаткового виробництва електричної енергії під час пікового попиту [12].

28 листопада 2023 року Єврокомісія затвердила перший перелік проєктів спільного інтересу (PCI) та проєктів взаємного інтересу (PMI), який повністю відповідає цілям Європейського зеленого курсу. До цього списку увійшов Центральноєвропейський водневий коридор, метою якого є створення конкурентоспроможної інфраструктури для транспортування відновлюваного водню з України через Словаччину та Чехію до Німеччини та інших країн ЄС. Очікується, що проєкт буде реалізовано до 2030 року.

Проєкт експорту водню вимагатиме інфраструктури для його зберігання та транспортування територією України. З огляду на наявність газосховищ і соляних структур в Івано-Франківській, Закарпатській та Львівській областях, існує доцільність створення водневого хабу в цьому регіоні. Перепоною для таких проєктів є низький потенціал відновлюваних джерел на зазначеній території порівняно із південними областями країни, що зменшує потенційний обсяг згенерованого водню та збільшує середньозважену вартість його виробництва з урахуванням транспортної інфраструктури.

2. Методи та матеріали

Використання водню як сезонного енергоносія значно збільшить обсяги його зберігання, що зумовить необхідність визначення місць для цього. Такий шлях використання передбачає два можливі способи зберігання водню: газоподібний водень у модернізованих сховищах природного газу або соляних структурах, або синтетичний метан, що виробляється з водню та подається у ГТС. Перетворення водню на синтетичний метан вимагає технологій уловлювання, накопичення та

транспортування CO₂, що прив'язує місця генерації синтетичного метану до об'єктів з великими викидами CO₂ або вимагає будівництва трубопроводів для CO₂ [13].

Використання виснажених родовищ вуглеводнів для створення сховищ водню є менш перспективним, оскільки не можна передбачити реакції залишкового природного газу з воднем через невизначеність їх пропорцій. Крім того, середня вартість сховища, створеного у соляній каверні, значно нижча за вартість аналогічного сховища, побудованого на основі виснаженого родовища природного газу [14–16].

Однією з перших соляних печер, яка використовувалася для зберігання чистого водню, була побудована у 1970-х роках у Тіссайді, Великобританія, споруда, де наразі зберігається 25 ГВт·год водню у трьох окремих печерах при тиску 45 бар [17].

Дві більші печери розташовані в Техасі (Мосс-Блафф та Спіндлетоп), де ємність зберігання водню складає приблизно 120 ГВт·год. Велика перевага соляних печер для зберігання водню полягає в унікальних фізико-хімічних властивостях кам'яної солі (галіту), серед яких найважливішими є відсутність води, низька пористість та проникність, а також хімічна інертність щодо водню. Крім того, соляні печери зазвичай мають вигляд товстих шарів, що забезпечує хороші умови для теплопровідності [18]. Кам'яна сіль має незвичайні геомеханічні властивості порівняно з іншими породами завдяки своїй віскопластичній поведінці за змінних тисків і температур. Ця властивість захищає печери від утворення і розповсюдження тріщин та втрати герметичності, що є особливо важливим у випадку зберігання газоподібного водню [19]. Сіль легко вимивається водою під тиском і може бути відкачана з поверхні. Такі властивості забезпечують як довгострокову стабільність, так і герметичність зберігання водню.

На території України розташовано п'ять соленосних басейнів, в межах яких існують соленосні поклади, а саме: Дніпровсько-Донецький, Донецький, Закарпатський, Передкарпатський і Переддобруджинський. Дані по цих басейнах зведено в табл. 1.

Таблиця 1. Характеристики соляних басейнів України

Басейни	Площі, тис км ²	Глибина залягання, м	Товщини, м	Тип структури
Дніпровсько-Донецький	50	3000	1600	штоки, купола
Донецький	6	600	250–900	пласти, купола
Переддобруджинський	10	300–500	30–70	пласти
Закарпатський	7	1500	до 500	пласти, штоки
Передкарпатський	15	60–700	до 150	пласти, лінзи

Донецький басейн знаходиться на окупованій території та неподалік від лінії бойового зіткнення, що робить його використання малоімовірним.

Дніпровсько-Донецький має великі потужності штоків, які можуть досягати 2–3,5 км. Серед прикладів таких структур Висачківсько-Ромоданівська соляна структура, що включає у себе Висачківський і Ромоданівський штоки з глибинами залягання солі до 4 км. Така глибина та структура є сприятливою для створення підземних газових сховищ, зокрема для водню, оскільки вони можуть забезпечити достатню стабільність і герметичність підземних резервуарів. Завдяки потужним соляним пластам і сприятливим геолого-структурним умовам ці області є одними з найбільш перспективних для використання як місця для зберігання водню [20, 21].

Закарпатський соляний басейн має соляні товщі з пластовим характером, з потужністю 100 м, та штоки із глибинами залягання солі до 1500 м (Тереблянська структура, Солотвинська структура). Проблемою Солотвинської структури є інтенсивно розвинутий поверхневий та глибинний соляний карст, що може викликати порушення герметичності підземних резервуарів. Карстові процеси можуть створювати додаткові ризики для стабільності та безпеки сховищ. Важливо врахувати ці фактори під час планування використання родовищ для зберігання водню. Закарпатський басейн має потенціал, але потребує ретельного геологічного моніторингу і застосування технологій для попередження карстових процесів [22, 23].

Передкарпатські соляні поклади характеризуються складними умовами залягання: круті складки, численні блоки і велика зміна потужності соляних пластів. У зв'язку з низькою якістю солі, а саме – високим відсотком нерозчинного залишку та роздробленістю солі, ускладнюється створення безпечних підземних сховищ. Це вимагає ретельного проведення геологорозвідувальних робіт та використання спеціальних технологій для забезпечення герметичності. Потенціал для зберігання водню у таких родовищах є обмеженим через складні геологічні умови [24, 25].

Переддобруджинська соленосна площа знаходиться на території Ізмайльського та Кілійського районів Одеської області. Кам'яна сіль є частиною конгазької світи юрського (кіммериджського) віку, яка утворює центральну частину Переддобруджинського прогину.

Ця соленосна площа розташована між озерами Китай та Катлабух. Північний кордон її поки не встановлений, а південний (на українській території) проходить по річці Дунай.

Перспективна площа визначена в межах ареалу поширення соленосних відкладів конгазької світи за критеріями найбільшої потужності та сприятливого літофаціального складу. Контур цієї площі визначено на основі структурно-літологічної моделі з площею майже 300 км². Потужність соляної товщі в цьому районі досягає 78 м, а соленасиченість розрізу товщі є дуже високою. З огляду на стабільні та чисті соляні пласти, ці райони також можуть бути перспективними для зберігання водню [26]. Згідно з даними [27], запаси становлять 3,45 млрд т, прогнозні ресурси – 5,2 млрд т.

3. Результати

Доцільно використовувати Висачківсько-Ромоданівську соляну структуру та Переддобруджинський соляний басейн як сховища водню. Проектуючи експорт водню до ЄС, необхідно оцінити можливість використання соленосних структур Карпатського масиву. Закарпатський соляний масив має більше перспектив через структуру солі та наявність соляних штоків з глибинами у 1500 м, які завдяки глибині можуть зберігати значний обсяг водню.

Для подальшого аналізу вибрано 3 місця зберігання водню: Висачківсько-Ромоданівська соляна структура (Полтавський регіон), Переддобруджинський соляний басейн (м. Ізмаїл, Одеський регіон), Терелянська соляна структура у Закарпатському регіоні.

Максимальна енергетична місткість сховища вираховується через максимальний робочий тиск у сховищі, який визначають за глибиною сховища та максимальним градієнтом тиску.

Згідно з пневматичними випробуваннями, Шрейнер та ін. [28] пропонують градієнт тиску для зберігання газу 0,019–0,0205 МПа/м для пластових сольових утворень та 0,018 МПа/м для солі в куполах, оскільки щільність покривного шару є меншою.

Максимальний градієнт тиску має значення 0,0204 МПа/м у газовому сховищі на майданчику Бернбург [29].

Йохансен [30] описує газове сховище в Торупі, Данія. У перших створених 1981 року кавернах максимальний градієнт тиску становив 0,0175 МПа/м. Останню каверну було розроблено 1992 року – прийнятий градієнт становив 0,0184 МПа/м. У цих двох випадках підвищення максимально допустимого тиску було виправдано досвідом десятиліть успішної експлуатації існуючих каверн. Для визначених як сховища соляних структур градієнти тисків та параметри сховищ наведено в табл. 2.

Таблиця 2. Параметри сховищ у соляних структурах

Соляні структури	Глибина сховища, м	Максимальний градієнт тиску МПа/м	Робочий тиск у сховищі, МПа	Щільність водню, кг/м ³
Висачківсько-Ромоданівська	1750	0,0175	30	24,4
Переддобруджинська	400	0,019	8	6,5
Терелянська	1200	0,0162	21	17,1

Для Терелянської соляної структури максимальний градієнт тиску має значення 0,0162 МПа/м через низьку якість соляних покладів [25].

Для Ізмаїлівського сховища (Переддобруджинський соляний басейн, м. Ізмаїл, Одеський регіон) областями, в яких буде встановлено електролізери для споживання енергії СЕС, будуть: Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Дніпропетровська як області, які мають високий потенціал генерації електроенергії СЕС та забезпечення водними ресурсами. Трубопровід буде прокладено за маршрутом Ізмаїл (місце розташування сховища) – Чорноморський порт – порт «Південний» – Ольшанське – Кривий Ріг – Зеленодольськ – Нікополь – Запоріжжя – Дніпро (орієнтовна довжина трубопроводу становить більше 700 км). Порти мають потенціал для експорту водню, Одеський припортовий завод у м. Південне може бути потенційним споживачем водню для виробництва добрив, цементний завод у смт Ольшанське може споживати водень для технічних процесів та бути джерелом CO₂ для виробництва метану з водню. Криворізька ТЕС (Зеленодольськ) – потенційний споживач водню для генерації електричної енергії та джерело викидів сполуки азоту та CO₂, що відкриває перспективу створення аміаку та синтез газу. Кривий Ріг, Нікополь та Дніпро мають великі металургійні підприємства із значним рівнем викидів CO₂ та споживанням природного газу в технічних процесах – це генерація синтетичного метану та споживання водню як енергоресурсу.

Висачківське сховище: потужність СЕС буде використовуватись у Миколаївській, Херсонській, Запорізькій, Дніпропетровській, Полтавській та частині Одеської області. Трубопровід буде прокладено за маршрутом Ромодан – Кременчук – Дніпро – Запоріжжя – Нікополь – Зеленодольськ – Кривий Ріг – Ольшанське – порт «Південний» (орієнтовна довжина трубопроводу становить більше 650 км).

Для Тереблянського сховища це Львівська, Ужгородська, Івано-Франківська області, оскільки недоцільно збільшувати довжину трубопроводів в областях з низьким потенціалом ВДЕ. Ці області, крім потенціалу для встановлення СЕС, мають також потенціал для встановлення ВЕС та ГЕС на малих річках Карпат. Трубопровід буде прокладено за маршрутом Теребля – район Івано-Франківська – Бурштин – Добротвір (орієнтовна довжина трубопроводу становить близько 300 км). В районі смт Угринів розташований цементний завод, який може споживати водень для технічних процесів та бути джерелом CO₂ для виробництва метану з водню. У містах Калуш, Бурштин та Добротвір розташовані ТЕС та ТЕЦ.

Для оцінки кількості згенерованого водню використовується технічно досяжний енергетичний потенціал областей за встановленої потужності СЕС згідно з [11, 12] (табл. 3).

Таблиця 3. Технічно досяжна встановлена потужність СЕС за областями, МВт

Область	Технічно досяжна встановлена потужність	Скоригована потужність*
Одеська	4580	4580
Миколаївська	3382	3382
Херсонська	3913	1057
Запорізька	3737	1009
Дніпропетровська	4388	4388
Полтавська	3953	3953
Львівська	3002	3002
Ужгородська	1757	1757
Івано-Франківська	1911	1911

*Потужність скоригована із врахуванням фактично підконтрольних Україні територій [31]

Сумарна встановлена потужність СЕС, які працюють для виробництва водню, буде складати для Тереблянського сховища $N_t = 670$ МВт, Висачківсько-Ромоданівського $N_{BR} = 16079$ МВт (буде використовуватись половина потенціалу Одеської області, тому що трубопровід закінчується у морському порту «Південний»), Ізмаїлівського $N_{iz} = 14416$ МВт.

Оскільки сонячна генерація створює профіцит, який не компенсується попитом, то для годин роботи електролізера доцільно підібрати години максимальної генерації СЕС. Для оцінки використовуються дані генерації СЕС із встановленою потужністю 1 МВт у Херсонській області [12, 32], наведені на рис. 1.

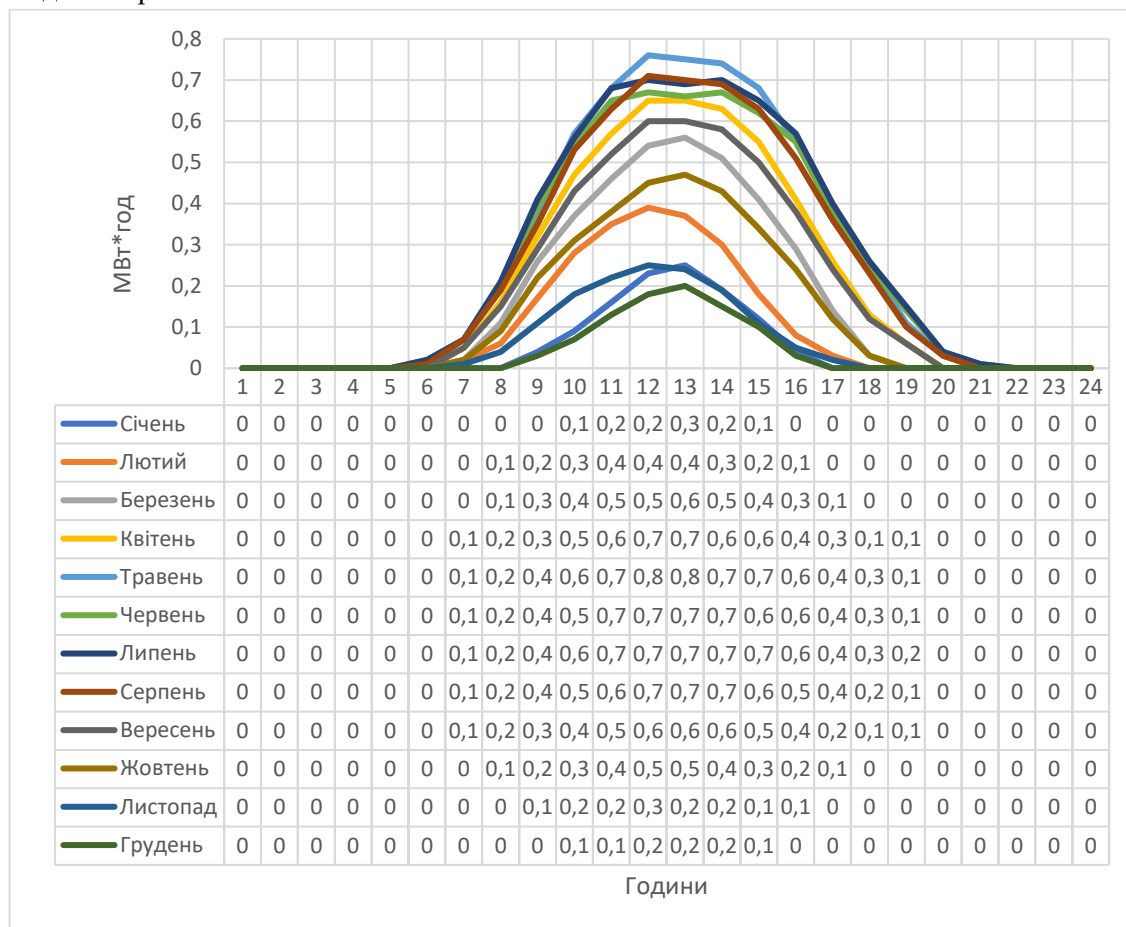


Рисунок 1. Середня погодинна генерація СЕС із встановленою потужністю 1 МВт у Херсонській області залежно від місяця

Для використання водню як замінильника природного газу та як засобу сезонного регулювання доцільно для виробництва водню споживати електричну енергію в місяці максимальної генерації СЕС.

Щоб визначити встановлену потужність електролізерів та збільшити КВВП, необхідно вирахувати середнє значення генерованої потужності в інтервалі споживання електричної енергії:

$$N_{av} = \frac{\sum_{i=9}^k N_i}{B}, \quad (1)$$

де N_i – середня згенерована потужність за місяць i з 9 по 17 годину, n – березень, k – вересень, B – кількість місяців, у які електролізер споживає електричну енергію.

Для визначених обмежень середнє значення становить 0,5557 МВт·год. Обсяги генерації, що перевищують обмеження, будуть відпущені в мережу. Задля збільшення КВВП та економічних показників у періоди доби, коли показник N_{av} менше 0,5557 МВт·год, електрична енергія буде докупатись на спотовому ринку. Для того щоб водень, вироблений у цей період доби, залишався «зеленим», для купленої електричної енергії на спотовому ринку купуватимуться гарантії походження відповідно до [33]. Період роботи електролізерів для виробництва водню та закачування його у сховища визначається, згідно з [34], як період з першої доби квітня і закінчується останньою добою вересня. Загальний обсяг водню у сховищах та загальний об'єм сховищ наведено в табл. 4.

Таблиця 4. Обсяг виробленого водню та обсяг сховищ

Параметри	Одиниця виміру	Висачківське	Ізмаїлівське	Тереблянське
Загальне виробництво СЕС з квітня по вересень	ГВт·год	14983,3	13433,61	6215,47
Загальна електрична енергія, спожита електролізерами	ГВт·год	39458,42	35377,36	16368,41
Витрати електричної енергії на виробництво водню	кг/кВт·год	50,6	50,6	50,6
Вироблено водню за рік	т	779810,6	699157,3	323486,3
Щільність водню у сховищі	кг/м ³	24,4	6,5	17,1
Об'єм сховища	млн м ³	31,96	107,56	18,92

Фахівці ТОВ «Нафтогазбудінформатика» визначили, що ділянки середнього тиску, які мали достатню герметичність для експлуатації на природному газі, на водні мали значні витоки, які становили 0,25–0,4 % на годину. Близькі результати отримали й фахівці «Регіональної газової компанії», які досліджували герметичність газогонів з 99 % концентрацією водню та тиском у 4 кг. Результати досліджень показали, що в умовно герметичній системі на метані 46 % тиску було втрачено за перші 14 днів. Типовими місцями витоків були різьбові та муфтові з'єднання (зокрема, із застосуванням сучасних ущільнюючих матеріалів), місця під'єднання датчиків тиску та регуляторів, а також зварні шви, серед них і заводського виконання [35]. Тривала експлуатація газопроводів може спричинити високу чутливість трубних сталей до дії транспортованого водню, що зумовлено їх деградацією та розвитком пошкодження [36]. У зв'язку із значними витоками водню та зношеністю газопроводів для дослідження будуть використовуватись нові трубопроводи.

Для визначення діаметра магістрального трубопроводу D розраховано кількість виробленого в годину водню:

$$m_h = \frac{N_e \cdot N_{av} \cdot 1000}{N_H}, \quad (2)$$

де N_H – витрати електричної енергії на виробництво 1 кг водню; 1000 – коефіцієнт переведу в кВт.

Згідно з дослідженням HyDelta [37], максимальну швидкість водню у трубопроводі доцільно обмежити 40 м/с. Дослідження Pipeline Research Council International [38] показує, що для швидкості в 40 м/с ерозія за 50 років призведе до 2,13 % втрати товщини трубопроводу. Для природного газу максимальна швидкість потоку становить 20 м/с, це призводить до 1,31 % втрати товщини після 50 років експлуатації. Економічно доцільне значення швидкості потоку – 20 м/с [39].

Для водневої газотранспортної системи прийнято тиски, як у магістральних газопроводах української газотранспортної системи: $P_{км} = 6$ МПа.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot m_h}{\pi \cdot v \cdot \rho}}, \quad (3)$$

де v – швидкість водню в трубопроводі, 20 м/с; ρ – щільність водню при тиску 6 МПа та температурі 20°C (4,926 кг/м³).

Відстань між компресорами водню вздовж трубопроводу визначатиметься операційними та економічними факторами. Ймовірно, що відстань між компресорами водню буде рівною або більшою за 40–100 миль, що є характерним для трубопроводів транспорту природного газу [40].

Для визначення падіння тиску на 100 км трубопроводу використано дані [39]. Розраховані величини зведено в табл. 5.

Таблиця 5. Визначення діаметра газопроводу, ч. 1

Показник	Одиниця виміру	Висачківське	Ізмаїлівське	Тереблянське
Довжина газопроводу	км	655	708	280
Виробництво водню	кг/с	49,09	44,01	20,36
Тиск після компресора	МПа	6	6	6
Щільність водню	кг/м ³	4,926	4,926	4,926
Швидкість потоку газу	м/с	20	20	20
Діаметр трубопроводу	м	0,797	0,754	0,513
Падіння тиску на 100 км	МПа	0,9	1	1,65
Тиск перед компресором	МПа	5,1	5,0	4,4
Універсальна газова стала	Дж(моль·К)	8,314	8,314	8,314
Температура	К	293	293	293
Молярна маса водню	кг/моль	0,002	0,002	0,002
Щільність водню перед компресором	кг/м ³	4,187	4,105	3,571
Швидкість перед компресором	м/с	23,5	24,0	27,6

У зв'язку із перевищенням граничної швидкості у 20 м/с на вході у наступну компресорну станцію, доцільно збільшити робочий діаметр трубопроводу. Розраховані діаметри наведено в табл. 6.

Таблиця 6. Визначення діаметра газопроводу, ч. 2

Показник	Одиниця виміру	Висачківське	Ізмаїлівське	Тереблянське
Визначений діаметр трубопроводів	м	0,86	0,81	0,59
Найближчий типовий розмір діаметра	м	1	0,8	0,6
Типовий діаметр	дюйми	40,0	32,0	24,0
Максимальна швидкість у газопроводі	м/с	14,1	20,9	18,7
Падіння тиску на 100 км	МПа	0,6	1,1	1,3
Тиск перед компресором розрахований	МПа	5,4	4,9	4,7

Для визнання капітальних витрат на трубопровід використовується модель HDSAM [41]. Згідно з нею капітальні витрати складаються з:

$$CAPEX_{pipe} = C_{inst} + C_{ind}, \quad (4)$$

де C_{inst} – витрати на встановлення трубопроводу; C_{ind} – непрямі витрати, прийнято значення 10 % від C_{inst} .

Витрати на встановлення трубопроводу мають складові:

1) Матеріали трубопроводу:

$$C_m = 1,1 * 63027 * e^{d*0,0697} * L * 0,621371, \quad (5)$$

де d – діаметр у дюймах; L – довжина в кілометрах; 0,621371 – множник, що конвертує кілометри в милі.

2) Монтаж трубопроводу:

$$C_r = 1,1 * (-51,393 * d^2 + 43523 * d + 16171) * L * 0,621371; \quad (6)$$

3) Інші витрати для трубопроводу:

$$C_r = 1,1 * (303,13 * d^2 + 12908 * d + 123245) * L * 0,621371; \quad (7)$$

4) Право на використання землі:

$$C_j = (-9E - 13 * d^2 + 4417,1 * d + 164241) * L * 0,621371; \quad (8)$$

5) Операційні витрати:

$$OPEX_{pipe} = O\&M + salary. \quad (9)$$

Усі постійні витрати на експлуатацію та обслуговування (O&M) (\$/рік) обчислюються як частка від загальних капітальних витрат, щоб відобразити, що більші та складніші проекти, а отже дорожчі, мають вищі витрати на утримання протягом усього життєвого циклу проекту. Для трубопроводів це становить 2,6 % від CAPEX. Оплата праці прийнята як 0,3 % від CAPEX. Дані для розрахунку трубопроводу наведено в табл. 7 у цінах в \$ 2025 року.

Таблиця 7. Результати розрахунку магістрального трубопроводу

Показник	Одиниця виміру	Висачківське	Ізмаїлівське	Тереблянське
Діаметр трубопроводу	дюйми	40	32	24
Довжина	км	655	708	280
Матеріали трубопроводу	\$	699 976,27	400 793,54	229 487,01
Монтаж трубопроводу	\$	1 144 781,88	927 028,75	704 779,30
Інші витрати на трубопровід	\$	768 654,75	578 730,49	415 326,78
Право на використання землі для трубопроводу	\$	211 840,91	189 883,65	167 926,38
Сумарні витрати на встановлення 1 км	\$/км	2 825 253,81	2 096 436,43	1 517 519,48
Непрямі витрати	\$/км	282 525,38	209 643,64	151 751,95
CAPEX _{pipe} (в цінах 2025)	\$/км	4 599 513,2	3 412 998,5	2 470 521,7
CAPEX _{pipe}	\$	3 012 681 150,31	2 416 402 945,62	691 746 078,97
O&M _{pipe}	\$	78 329 709,91	62 826 476,59	17 985 398,05
salary	\$	9 038 043,45	7 249 208,84	2 075 238,24
OPEX _{pipe}	\$	87 367 753,36	70 075 685,42	20 060 636,29

Широкомасштабні дослідження проектування лопатей і геометрії робочого колеса компресорів для водню показали, що використання сплавів титану високої міцності дає змогу досягти тискових відношень до 1,45:1 на кожному ступені компресора. Отже, технічно можливо створити шестиступінчастий компресор із загальним тисковим відношенням 4:1 для 100 % водню [42]. У розрахунку ступінь стиснення прийнято 1,3. Число ступенів стиснення визначається як

$$N = \frac{\log \left(\frac{P_n}{P_v} \right)}{\log (x)}, \quad (10)$$

де x – ступінь стиснення в компресорі – 1,3; P_n – тиск після компресора; P_v – тиск на вході в компресор.

Число ступенів компресорів на 100 км становить: Висачківське – 0,402; Ізмаїлівське – 0,772; Тереблянське – 0,931.

З огляду на максимальну швидкість у газопроводі Висачківський, доцільно збільшити відстань між компресорними станціями, що призведе до падіння тиску перед наступною станцією та зростання швидкості. Для розрахунку оптимального значення відстані необхідно визначити падіння тиску на 1 км відстані згідно з [43]. Результат розрахунку показав, що допустима відстань становить 160 км, при цьому $N=0,915$, а $P_v=4,72$ МПа.

Потужність магістральних компресорів визначається потужністю магістрального компресора на останній магістральній компресорній станції [44]:

$$N_{com\ lin} = N * \frac{k}{k-1} * \frac{Z}{\eta_{isen} * \eta_{mex}} * T_v * \frac{m_h}{M_h} * R * \left(\left(\frac{P_n}{P_v} \right)^{\frac{k-1}{N+k}} - 1 \right), \quad (11)$$

де k – співвідношення теплоємностей при постійному тиску (C_p) до теплоємності при постійному об'ємі (C_v), для водню 1,41; Z – середній коефіцієнт стисливості газу, що залежить від середнього значення тиску та температури [45]; η_{isen} – ізоентропійна ефективність компресора, що дорівнює 0,8 [39]; T_v – температура на вході в компресор, 293К; m_h – масовий потік водню, кг/с; M_h – молярна маса водню, кг/моль; R – універсальна газова стала, Дж/(моль*К); η_{mex} – механічний ККД, 0,95.

Середнє значення тиску визначається як

$$P_{av} = \frac{2}{3} * \left(\frac{P_n^3 - P_v^3}{P_n^2 - P_v^2} \right); \quad (12)$$

Температура на виході з компресора:

$$T_n = T_v * \left(1 + \frac{\left(\frac{P_n}{P_v} \right)^{\frac{k-1}{N*k}} - 1}{\eta_{isen}} \right); \quad (13)$$

Середня температура:

$$T_{av} = \frac{T_n + T_v}{2}; \quad (14)$$

Капітальні витрати на компресор визначаються згідно з [46]:

$$CAPEX_{compression} = 2\,545 * \frac{N_{com\,lin}}{1000} * k_{2014-2025}, \quad (15)$$

де $k_{2014-2025}$ – еквівалент вартості долара США 2014 у 2025 ($k_{2014-2025}=1,34$);

Операційні витрати:

$$OPEX_{compression} = e_{price} * N_{com\,lin}^{avr} * 1000 * h_{year} * SA + 0,08 * CAPEX_{compression}, \quad (16)$$

де e_{price} – ціна на електричну енергію, визначена як середня ціна на спотовому ринку України за 2024 рік з урахуванням тарифу на передачу та розподіл 1 класу з ПДВ при курсі валют 42,5 грн/дол.; $N_{com\,lin}^{avr}$ – середня споживча потужність магістральних компресорів; h_{year} – кількість годин у році; SA – коефіцієнт доступності системи (0,94); $0,08 * CAPEX_{compression}$ – O&M та витрати на заробітну плату.

Кількість водню, що транспортується магістральними газопроводами, у розглянутих варіантах залежить від досяжної встановленої потужності СЕС у регіонах, де прокладено газопровід. В режимі закачування водню у газосховище тільки ділянка, яка максимально наближена до газосховища, матиме масову витрату m_h . Ділянка магістрального газопроводу, розташована на максимальній відстані від сховища, матиме мінімальне значення масової витрати водню. Так, якщо потужність компресора прямо пропорційна масовій витраті, то $N_{com\,lin}^{avr}$ визначається як $0,5 * N_{com\,lin}$. У режимі споживання водню із сховища прийнято, що масові потоки водню в системі та завантаженість трубопроводів і компресорів будуть аналогічні сезону закачки. Зведені дані щодо компресорів подано в табл. 8.

Визначення LCON для магістрального трубопроводу проводиться за методологію Transition Accelerator [44, 46]:

$$LCON = \frac{(CAPEX_{pipe} + CAPEX_{compression}) * \frac{i_r * (1 + i_r)^n}{(1 + i_r)^n - 1} + OPEX_{pipe} + OPEX_{compression}}{m_{trans}^{aver} * h_{year} * SA}, \quad (17)$$

де i_r – ставка дисконтування 8 %; n – lifetime 15 років; m_{trans}^{aver} – середнє значення транспортування водню у годину, визначено як $0,5 * m_h$.

Значення LCON для магістрального газопроводу наведено в табл. 9.

Таблиця 8. Результати розрахунку магістральних компресорів

Показник	Одиниця виміру	Висачківське	Ізмаїлівське	Тереблянське
Температура на вході компресора	К	293,0	293,0	293,0
Ізоентропійна ефективність компресора	-	0,8	0,8	0,8
Механічний ККД	-	0,95	0,95	0,95
k	-	1,41	1,41	1,41
Тиск на виході з компресора	бар	60	60	60
Тиск на вході	бар	47,2	49,0	47,0
Кількість компресорів на одній КС	шт	1,0	1,0	1,0
Температура на виході	К	319,5	315,2	320,0
Середня температура	К	306,2	304,1	306,5
Середній тиск	бар	53,9	54,7	53,8
Z	-	1,0316	1,0323	1,0316
Витрата	кг/сек	49,1	44,0	20,4
Універсальна газова стала	Дж(моль*К)	8,3	8,3	8,3
Молярна маса	кг/моль	0,0	0,0	0,0
Потужність компресорної	кВт	20169,6	15190,1	8520,3
CAPEX одного компресора	\$	68 784 259,97	51 802 693,84	29 056 641,87
Ціна електричної енергії	\$/кВт	0,158	0,158	0,158
OPEX одного компресора	\$	18 607 378,30	12 166 514,11	6 870 334,97
Довжина газопроводу	км	655,0	708,0	280,0
Відстань між компресорними	км	160,0	100,0	100,0
Кількість компресорних	шт	3	6	2
CAPEXcompression all	\$	206 352 779,91	310 816 163,06	58 113 283,74
OPEXcompression all	\$	55 822 134,89	72 999 084,67	13 740 669,93

4. Обговорення

За результатами розрахунку було визначено, що газопровід від Тереблянського сховища має найменше значення LCON, що відображено в табл. 9.

Таблиця 9. Результати розрахунку LCON для магістрального газопроводу

Показник	Одиниця виміру	Висачківське	Ізмаїлівське	Тереблянське
m_{trans}^{aver}	кг/год	88363,63	79224,46	36655,60
i_r —	%	8	8	8
n	рік	15	15	15
CAPEXpipe	\$/км	4 599 513,21	3 412 998,51	2 470 521,71
CAPEXpipe	\$	3 012 681 150,31	2 416 402 945,62	691 746 078,97
OPEXpipe	\$	87 367 753,36	70 075 685,42	20 060 636,29
CAPEXcompression	\$	68 784 259,97	51 802 693,84	29 056 641,87
OPEXcompression	\$	18 607 378,30	12 166 514,11	6 870 334,97
LCON	\$/кг H2	0,6708	0,6653	0,3781

Такі результати зумовлені довжиною газопроводу у 280 км та меншим, порівняно із іншими варіантами, діаметром. Якщо збільшити довжину трубопроводу до 655 км, значення LCON буде дорівнювати 0,9267 \$/кг H2. Отримані результати знаходяться на рівні зі значенням дослідження

газотранспортної системи довжиною 1500 км у Канаді [45]. Значення LCOH для транспортної системи водню становить 8,3 % від вартості водню з урахуванням витрат на виробництво [48] та транспортування. Загальне LCOH для системи з електролізерів, що працюють від СЕС та мережі, з урахуванням газотранспортної системи становить 8 \$/кг H₂ згідно з цим дослідженням та [48].

5. Висновки

З п'яти існуючих соляних басейнів найбільш перспективними структурами для зберігання водню є Дніпровсько-Донецький, Переддобруджинський, Закарпатський соляні басейни.

Дніпровсько-Донецький басейн має великі потужності штоків, які можуть досягати 2–3,5 км. Серед прикладів таких структур Висачківсько-Ромоданівська соляна структура, що включає у себе Висачківський та Ромоданівський штоки з глибинами залягання солі до 4 км. Така глибина та структура є сприятливими для створення підземних газових сховищ.

Закарпатський басейн має соляні товщі з пластивим характером, з потужністю 100 м, та штоки із глибинами залягання солі до 1500 м (Тереблянська структура, Солотвинська структура).

Переддобруджинська соленосна площа знаходиться на території Ізмаїльського та Кілійського районів Одеської області. Перспективна площа визначена в межах ареалу поширення соленосних відкладів конгаської світи за критеріями найбільшої потужності. Контур цієї площі визначено на основі структурно-літологічної моделі з площею майже 300 км². Потужність соляної товщі в цьому районі досягає 78 м, а соленасиченість розрізу товщі є дуже високою.

У результаті розрахунку визначено LCOH газотранспортної системи для трьох варіантів зберігання водню у соляних структурах. Для генерації водню використовувалась електрична енергія від СЕС та електрична енергія зі спотового ринку. Такий варіант забезпечує максимальний КВВП. Період роботи електролізерів для виробництва водню та закачування його у сховища визначається як період від першої доби квітня і закінчується останньою добою вересня.

LCOH газотранспортної системи для розглянутих варіантів становить:

Висачківське – 0,6708 \$/кг H₂ при максимальних обсягах транспортування водню 176727,3 кг/год та довжині газопроводу 655 км.

Ізмаїлівське – 0,6653 \$/кг H₂ при максимальних обсягах транспортування водню 158448,9 кг/год та довжині газопроводу 708 км.

Тереблянське – 0,3781 \$/кг H₂ при максимальних обсягах транспортування водню 73311,2 кг/год та довжині газопроводу 280 км.

Проведене дослідження є складовою LCOH, що включає у себе виробництво, транспортування та зберігання водню. Визначення загальної вартості водню дасть змогу проводити порівняння водню з іншими енергетичними продуктами з метою визначення його місця у паливно-енергетичному балансі України.

З огляду на стратегічну мету України щодо декарбонізації економіки до 2050 року, розвиток водневої інфраструктури має потенціал не лише забезпечити внутрішні енергетичні потреби, а й створити умови для експорту водню до країн ЄС. Проєкт створення Центральноєвропейського водневого коридору підтверджує перспективність такої ініціативи. Водночас дослідження вказує на необхідність подальших розробок у напрямку вдосконалення технологій зберігання, зниження витрат на транспортування, а також розробки нормативно-правової бази для регулювання водневого ринку.

Отже, подальший розвиток водневої енергетики в Україні потребує комплексного підходу, включаючи технічні, економічні та екологічні аспекти. Інвестиції у водневу інфраструктуру, розробка національної водневої стратегії та міжнародна співпраця стануть ключовими факторами для ефективного впровадження водневих технологій та забезпечення енергетичної незалежності країни.

Посилання

1. Балан О.С., Попко Я.О. Динаміка розвитку підприємств-виробників альтернативної енергії в Україні. *Економічний журнал Одеського політехнічного університету*. 2018. № 1(3). С. 90–98. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1319790>

2. Нечаєва Т.П. Дослідження можливих стратегій розвитку структури електроенергетичного комплексу України з урахуванням впливу екологічних обмежень та вимог. *Проблеми загальної енергетики*. 2011. Вип. 2(25). С. 25–31. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/415> (дата звернення: 12.01.2025).
3. Нечаєва Т.П. Цільові показники низьковуглецевого розвитку електроенергетики України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4(74). С. 103–111. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290937>
4. Нечаєва Т.П. Модель та структура довгострокового розвитку генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням динаміки вводу-вибуття потужностей та зміни їх техніко-економічних показників. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 3(54). С. 5–9. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>
5. Нечаєва Т.П. Моделювання забезпечення балансової надійності енергосистеми в умовах значних обсягів відновлюваної генерації. *Проблеми загальної енергетики*. 2022. Вип. 1-2(68-69). С. 42–49. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.042>
6. Каплін М., Білан Т. Агрегована модель енергозабезпечення за структурою даних продуктового енергетичного балансу. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023. № 2(73). С. 48–61. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.048>
7. Каплін М.І., Білан Т.Р., Новицький І.Ю. Моделювання енергозабезпечення країни за структурою даних продуктового енергетичного балансу в форматі міжнародної енергетичної агенції. *Проблеми загальної енергетики*. 2022. Вип. 1-2(68-69). С. 58–69. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.058>
8. Про схвалення очікуваного національно визначеного внеску України до проекту нової глобальної кліматичної угоди: розпорядження Кабінету Міністрів України від 16 вересня 2015 року № 980-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/980-2015-%D1%80#Text> (дата звернення: 10.03.2025).
9. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. За ред. С.О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 82 с. URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas.pdf> (дата звернення: 10.03.2025).
10. Проект водневої стратегії України на період до 2050 року. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf> (дата звернення: 10.03.2025).
11. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. За ред. С.О. Кудрі. Вид. 3-тє, оновлене. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. 56 с. URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas_2024_publication.pdf (дата звернення: 10.03.2025).
12. Воднева стратегія України: проект. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2021. 91 с. URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Vodneva-Strategia-Cover.pdf> (дата звернення: 10.03.2025).
13. Gorre J., Ruoss F., Karjunen H., Schaffert J., Tynjälä T. Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for power-to-gas plants in dynamic operation. *Applied Energy*. 2020. Vol. 257. No. 113967. P. 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113967>
14. Taylor J. B., Alderson J. E. A., Kalyanam K. M., Lyle A. B., Phillips L. A. Technical and economic assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 1986. Vol. 11. Iss. 1. P. 5–22. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(86\)90104-7](https://doi.org/10.1016/0360-3199(86)90104-7)
15. Stone H. B. J., Richardson R. N., Veldhuis I. An investigation into large-scale hydrogen energy storage in the UK. *International Hydrogen Energy Congress & (2005, July 13–15). Istanbul, Turkey*.
16. Шрайбер О.А., Дубровський В.В., Тесленко О.І. Сучасний стан і перспективи розвитку водневої енергетики у світі. *Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. 2021. Том 32(71). № 5. С.199–209. <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.5/30>
17. Tarkowski R., Czapowski G. Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2018. Vol. 43. Iss. 46. P. 21414–21427. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>
18. Lankof L., Tarkowski R. Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. Vol. 45. Iss. 38. P. 19479–19492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.024>
19. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. Towards underground hydrogen storage: A review of barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 162. Article 112451. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112451>
20. Олійник О.П. Реконструкція палеотектонічних умов розвитку солянокупольних структур центральної частини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з нафтогазоносністю: дис. ... канд. геол. наук. Київ: Інститут геологічних наук НАН України, 2019. 223 с. URL: https://www.igs-nas.org.ua/images/geology/specradi/D.26.126.02/oliinyk/diser_oliinyk.pdf (дата звернення: 10.03.2025).
21. Олійник О.П. Динаміка розвитку солянокупольних структур центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Геологічний журнал*. 2019. № 1. С. 109–117. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2019.1.159244>
22. Морозов Ю.П., Баріло А.А. Оцінка можливості підземного зберігання водню в покладах кам'яної солі. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 1(72). С. 61–68. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\).61-68](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72).61-68)
23. Михайлов В.А., Виноградов Г.Ф., Курило М.В., Михайлова Л.С., Шунько В.В., Шевченко В.І., Грінченко О.В., Гелета О.Л., Щербак Д.М. Неметалічні корисні копалини України: підручник. Вид. 2-е, випр. і доп. Київ: ВЦ «Київський університет», 2007. 503 с.
24. Кудря С., Толкунов А. Світовий досвід та перспективи підземного зберігання водню в надрах України.

- Відновлювальна енергетика*. 2024. № 4(79). С. 82–88. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).82-88](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).82-88)
25. Босевська Л.П. Структурно-літологічна характеристика соляних діапирів Закарпаття (у зв'язку з проблемами створення підземних сховищ, використання і охорони соляних ресурсів): дис. канд. геол. наук. Київ: Інститут геологічних наук НАН України, 2012. 250 с.
 26. Багрий І.Д. Н2 – водень. Екологічне джерело декарбонізації – шлях до енергетичної незалежності України: брошура. Київ: ДП «Українська Геологічна Компанія», 2023. 68 с. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1818549/FULLTEXT01.pdf> (дата звернення: 10.03.2025).
 27. Регіональна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Одеській області у 2013 році. Одеська обласна державна адміністрація. Одеса, 2014. URL: https://ecology.od.gov.ua/wp-content/uploads/old-files/ecology_portal/reg_onal_na_dopov_d_odes_ka_oblast_2013_doc.pdf (дата звернення: 10.03.2025).
 28. Schreiner W., Japèl G., Popp T. Pneumatic fracture tests and numerical modeling for evaluation of the maximum gas pressure capacity and the effective stress conditions in the leaching horizon of storage caverns in salt diapirs. *Proc. SMRI Fall Meeting*, 2004. Berlin, Germany.
 29. Arnold C., Hak A. A., Feldrappe H. Advanced exploration methods for dimensioning and optimizing of gas storage caverns at storage site Bernburg/Peissen (Central Germany). *Proc. SMRI Fall Meeting, Groningen*, 2014. The Netherlands.
 30. Johansen J. I. 25 years of lifetime history for seven Energinet.dk gas caverns in the L.I. Torup Zechstein salt dome in Jutland, Denmark. *Proc. SMRI Spring Meeting*, 2010. Grand Junction, Colorado.
 31. Укрінформ. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-ato/3939720-u-rosii-zavisili-dani-pro-okupovani-u-2024-roci-teritorii-ukraini-isw.html> (дата звернення: 10.03.2025).
 32. Tolstov D., Bilan T. Determination of the optimal “green” tariff rate for removing solar power plants from the balancing group of “guaranteed buyer” state enterprise. *System Research in Energy*. 2024. No. 4(80). P. 143–155. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.04.143>
 33. Про запровадження гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії: постанова Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2024 р. № 227. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/227-2024-%D0%BF#Text> (дата звернення: 10.03.2025).
 34. Про затвердження Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірному доступу або режим регульованого доступу: постанова НКРЕКП від 30 вересня 2015 р. № 2495. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1380-15#Text> (дата звернення: 10.03.2025).
 35. Бобро Д.Г. Проблемні питання та перспективи розвитку водневої енергетики в Україні: аналітична записка. НІСД, 2021. URL: <https://niss.gov.ua/sites/default/files/2021-03/voden.pdf> (дата звернення: 10.03.2025).
 36. Звірко О.І. Проблеми та перспективи транспортування суміші зеленого водню та природного газу в контексті розвитку водневої енергетики України. За матеріалами доповіді на засіданні Президії НАН України 1 листопада 2023 року. *Вісник Національної академії наук України*. 2024. № 1. С. 41–48. <https://doi.org/10.15407/visn2024.01.041>
 37. HyDelta. WP1E – Impact of high speed hydrogen flow on system integrity and noise. Die N.G.
 38. Ben Rayana F., Nouri M. Maximum pipe transmission velocity for pure hydrogen gas flow. February 27, 2024. San Diego, California. URL: <https://www.prci.org/DownloadFile.aspx?id=299581> (Last accessed: 10.03.2025).
 39. Díez N. G., van der Meer S., Bonetto J., Herwij A. North Sea Energy. Technical assessment of Hydrogen transport, compression, processing offshore. 2020. URL: <https://north-sea-energy.eu/static/7ffd23ec69b9d82a7a982b828be04c50/FINAL-NSE3-D3.1-Final-report-technical-assessment-of-Hydrogen-transport-compression-processing-offshore.pdf> (Last accessed: 10.03.2025).
 40. Gilllette J.L., Kolpa R.L. Overview of Interstate Hydrogen Pipeline Systems. Argonne National Laboratory, 2007. URL: https://corridoreis.anl.gov/documents/docs/technical/apt_61012_evs_tm_08_2.pdf (Last accessed: 10.03.2025).
 41. Hydrogen delivery scenario analysis model (HDSAM). Argonne National Laboratory. URL: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam> (Last accessed: 10.03.2025).
 42. Adam P., Bode R., Grosseboeck M. Readying Pipeline Compressor Stations For 100% Hydrogen. *The Global Journal of Energy Equipment*. 2020. Vol. 61. Iss. 6. P. 18–20. URL: https://cdn.sanity.io/files/0vv8moc6/turbomag/bfcbcf996c7c02e843e637651bb48c34a722128b.pdf/TRB_1120.pdf (Last accessed: 10.03.2025).
 43. Burke A., Ogden J., Fulton L. Hydrogen Storage and Transport: Technologies and Costs. 2024. URL: https://escholarship.org/content/qt83p5k54m/qt83p5k54m_noSplash_8bb1326c13cfb9aa3d0d376ec26d3e06.pdf?t=s9oa2u (Last accessed: 10.03.2025).
 44. Khan M.A., Young C., MacKinnon C., Layzell D. The Techno-Economics of Hydrogen Compression. *Transition Accelerator Technical Briefs*. 2021. Vol. 1. Iss. 1. P. 1–36. URL: https://transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2023/04/TA-Technical-Brief-1.1_TEEA-Hydrogen-Compression_PUBLISHED.pdf (Last accessed: 10.03.2025).
 45. Franco A., Giovannini C. Hydrogen Gas Compression for Efficient Storage: Balancing Energy and Increasing Density. *Hydrogen*. 2024. Vol. 5. Iss. 2. P. 293–311. <https://doi.org/10.3390/hydrogen5020017>
 46. André J., Auray S., De Wolf D., Memmah M.-M., Simonnet A. Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2014. Vol. 39. Iss. 20. P. 10323–10337.

- <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.190>
47. Genovese M., Pagnotta L., Piraino F., Fragiaco P. Fluid-dynamics analyses and economic investigation of offshore hydrogen transport via steel and composite pipelines. *Cell Reports Physical Science*. 2024. Vol. 5. Iss. 4. 101907. <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2024.101907>
48. Лещенко І.Ч. Оцінка середньозваженої собівартості виробництва водню в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 2(65). С. 4–11. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.004>

References

1. Balan, O.S., & Popko, Ya.O. (2018). Dynamics of development of enterprises producing alternative energy in Ukraine. *Economic journal Odessa polytechnic university*, 1(3), 90–98 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1319790>
2. Nechaieva, T.P. (2011). Investigation of possible strategies of the Ukrainian electricity sector structure development, considering the influence of environmental restrictions and requirements. *The Problems of General Energy*, 2(25), 25–31. Retrieved January 12, 2025, from <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/415> [in Ukrainian].
3. Nechaieva, T.P. (2023). Target indicators of Ukraine's low-carbon power sector development. *POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology*, 4(74), 103–111 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290937>
4. Nechaieva, T.P. (2018). Model and structure of the long-term development of generating capacities of a power system with regard for the commissioning and decommissioning dynamics of capacities and changing their technical-and-economic indices. *The Problems of General Energy*, 3(54), 5–9 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>
5. Nechaieva, T.P. (2022). Modeling ensuring demand-supply balance of the power system in conditions of significant renewable generation. *The Problems of General Energy*, 1-2(68-69), 42–49 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.042>
6. Kaplin, M., & Bilan, T. (2023). Aggregated energy supply model according to product energy balance data structure. *System Research in Energy*, 2(73), 48–61 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.048>
7. Kaplin, M., Bilan, T., & Novytskyi, I.Yu. (2022). Modeling of country energy supply by structure of product energy balance data in the format of the international energy agency. *The Problems of General Energy*, 1-2(68-69), 58–69 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2022.01-02.058>
8. On Approval of the Expected Nationally Determined Contribution of Ukraine to the Draft New Global Climate Agreement: Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine of September 16, 2015, No. 980-r. Retrieved March 10, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/980-2015-%D1%80#Text> [in Ukrainian].
9. Atlas of energy potential of renewable energy sources of Ukraine. (2020). In S.O. Kudrya (Ed.). Kyiv: Institute of Renewable Energy of NAS of Ukraine (82 p.). Retrieved March 10, 2025, from <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas.pdf> [in Ukrainian].
10. Draft Hydrogen Strategy of Ukraine for the period up to 2050. Retrieved March 10, 2025, from <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf> [in Ukrainian].
11. Atlas of the energy potential of renewable energy sources of Ukraine. (2024). In S.O. Kudrya, (Ed.). 3rd ed., updated. Kyiv: Institute of Renewable Energy of the NAS of Ukraine (56 p.). Retrieved March 10, 2025, from https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas_2024_publication.pdf [in Ukrainian].
12. Hydrogen strategy of Ukraine: draft. (2021). Kyiv: Institute of Renewable Energy of NAS of Ukraine (91 p.). Retrieved March 10, 2025, from <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Vodneva-Strategia-Cover.pdf> [in Ukrainian].
13. Gorre, J., Ruoss, F., Karjunen, H., Schaffert, J., & Tynjälä, T. (2020). Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for power-to-gas plants in dynamic operation. *Applied Energy*, 257, 113967, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113967>
14. Taylor, J. B., Alderson, J. E. A., Kalyanam, K. M., Lyle, A. B., & Phillips, L. A. (1986). Technical and economic assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 11(1), 5–22. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(86\)90104-7](https://doi.org/10.1016/0360-3199(86)90104-7)
15. Stone, H. B. J., Richardson, R. N., & Veldhuis, I. (2005, July 13–15). An investigation into large-scale hydrogen energy storage in the UK. *International Hydrogen Energy Congress & Istanbul*, Turkey.
16. Shraiber, O.A., Dubrovskiy, V.V., & Teslenko, O.I. (2021). Current state and prospects for the development of hydrogen energy in the world. *Scientific notes of Taurida National V.I. Vernadsky University. Series «Technical Sciences»*, 32(71)(5), 199–209 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.5/30>
17. Tarkowski, R., & Czapowski, G. (2018). Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), 21414–21427. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>
18. Lankof, L., & Tarkowski, R. (2020). Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(38), 19479–19492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.024>
19. Tarkowski, R., & Uliasz-Misiak, B. (2022). Towards underground hydrogen storage: A review of barriers.

- Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112451. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112451>
20. Oliynyk, O.P. (2019). Reconstruction of paleotectonic conditions of development of salt-dome structures of the central part of the Dnieper-Donets depression in connection with oil and gas bearing capacity [Dissertation, Institute of Geological Science of NAS of Ukraine, Kyiv] (223 p.). Retrieved March 10, 2025, from https://www.igs-nas.org.ua/images/geology/specradi/D.26.126.02/oliynyk/diser_oliynyk.pdf [in Ukrainian].
 21. Oliynyk, O.P. (2019). Dynamics of the development salt-dome structures of the central part of the Dnieper-Donets depression. *Geological journal*, 1, 109–117 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2019.1.159244>
 22. Morozov, Yu., & Barylo, A. (2023). Assessment of the possibility of underground hydrogen storage in rock salt deposits. *Vidnovliuvana energetyka*, 1(72), 61–68 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\).61-68](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72).61-68)
 23. Mikhailov, V.A., Vinogradov, G.F., Kurylo, M.V., Mikhailova, L.S., Shunko, V.V., Shevchenko, V.I., Grinchenko, O.V., Geleta, O.L., & Shcherbak, D.M. (2007). Non-metallic minerals of Ukraine: textbook. Edition 2nd, revised and supplemented. Kyiv: VC “Kyiv University” (503 p.) [in Ukrainian].
 24. Kudrya, S., & Tolkunov, A. (2024). The global experience and prospects of underground hydrogen storage in the subsoil of Ukraine. *Vidnovliuvana energetyka*, 4(79), 82–88 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).82-88](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).82-88)
 25. Bosevska, L.P. (2012). Structural-lithologic characteristics of the Transcarpathia salt diapirs (in view of the underground storage facilities construction, salt resources use and protection) [Dissertation, Institute of Geological Science of NAS of Ukraine, Kyiv] (250 p.) [in Ukrainian].
 26. Bagriy, I.D. (2023). H₂ – ecological source of decarbonization – the path to energy independence of Ukraine. Kyiv: DP “Ukrainska Heolohichna Kompaniia” (68 p.). Retrieved March 10, 2025, from <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1818549/FULLTEXT01.pdf> [in Ukrainian].
 27. Odesa Regional State Administration. (2014). Regional report on the state of the environment in Odesa region in 2013. Retrieved March 10, 2025, from https://ecology.od.gov.ua/wp-content/uploads/old-files/ecology_portal/reg_onal_na_dopov_d_odes_ka_oblast_2013_doc.pdf [in Ukrainian].
 28. Schreiner, W., Japël, G., & Popp, T. (2004). Pneumatic fracture tests and numerical modeling for evaluation of the maximum gas pressure capacity and the effective stress conditions in the leaching horizon of storage caverns in salt diapirs. *Proc. SMRI Fall Meeting*. Berlin, Germany.
 29. Arnold, C., Hak, A. A., & Feldrappe, H. (2014). Advanced exploration methods for dimensioning and optimizing of gas storage caverns at storage site Bernburg/Peissen (Central Germany). *Proc. SMRI Fall Meeting, Groningen*. The Netherlands.
 30. Johansen, J. I. (2010). 25 years of lifetime history for seven Energinet.dk gas caverns in the L.I. Torup Zechstein salt dome in Jutland, Denmark. *Proc. SMRI Spring Meeting*. Grand Junction, Colorado.
 31. Ukrinform. Retrieved March 10, 2025, from <https://www.ukrinform.ua/rubric-ato/3939720-u-rosii-zavisili-dani-pro-okupovani-u-2024-roci-teritorii-ukraini-isw.html> [in Ukrainian].
 32. Tolstov, D., & Bilan, T. (2024). Determination of the optimal “green” tariff rate for removing solar power plants from the balancing group of “guaranteed buyer” state enterprise. *System Research in Energy*, 4(80), 143–155. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.04.143>
 33. On the introduction of guarantees of the origin of electricity produced from renewable energy sources: Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine of February 27, 2024, No. 227. Retrieved March 10, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/227-2024-%D0%BF#Text> [in Ukrainian].
 34. On approval of the Code of Gas Storage Facilities and the criteria according to which the contractual access regime or regulated access regime is applied to a particular gas storage facility: NKREPU Resolution of September 30, 2015, No. 2495. Retrieved March 10, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1380-15#Text> [in Ukrainian].
 35. Bobro, D.G. (2021). Problematic issues and prospects for the development of hydrogen energy in Ukraine [analytical note]. NISS. Retrieved March 10, 2025, from <https://niss.gov.ua/sites/default/files/2021-03/voden.pdf> [in Ukrainian].
 36. Zvirko, O.I. (2024). Problems and prospects of transporting a mixture of green hydrogen and natural gas in the context of the development of hydrogen energy in Ukraine. According to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, November 1, 2023. *Visnyk of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 1, 41–48 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/visn2024.01.041>
 37. HyDelta. WP1E – Impact of high speed hydrogen flow on system integrity and noise. Die N.G.
 38. Ben Rayana, F., & Nouri, M. (2024, February 27). Maximum pipe transmission velocity for pure hydrogen gas flow. San Diego, California. Retrieved March 10, 2025, from <https://www.prci.org/DownloadFile.aspx?id=299581>
 39. Diez, N. G., van der Meer, S., Bonetto, J., & Herwij, A. (2020). North Sea Energy. Technical assessment of Hydrogen transport, compression, processing offshore. Retrieved March 10, 2025, from <https://north-sea-energy.eu/static/7ffd23ec69b9d82a7a982b828be04c50/FINAL-NSE3-D3.1-Final-report-technical-assessment-of-Hydrogen-transport-compression-processing-offshore.pdf>
 40. Gilllette, J. L., & Kolpa, R. L. (2007). Overview of Interstate Hydrogen Pipeline Systems. Agrone National Laboratory. Retrieved March 10, 2025, from https://corridoreis.anl.gov/documents/docs/technical/apt_61012_evs_tm_08_2.pdf

41. Hydrogen delivery scenario analysis model (HDSAM). Argonne National Laboratory. Retrieved March 10, 2025, from <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>
42. Adam, P., Bode, R., & Groisseboeck, M. (2020). Readyng Pipeline Compressor Stations For 100% Hydrogen. *The Global Journal of Energy Equipment*, 61(6), 18–20. Retrieved March 10, 2025, from https://cdn.sanity.io/files/0vv8moc6/turbomag/bfcdbf996c7c02e843e637651bb48c34a722128b.pdf/TRB_1120.pdf
43. Burke, A., Ogden, J., & Fulton, L. (2024). Hydrogen Storage and Transport: Technologies and Costs. Retrieved March 10, 2025, from https://escholarship.org/content/qt83p5k54m/qt83p5k54m_noSplash_8bb1326c13cfb9aa3d0d376ec26d3e06.pdf?t=s9oa2u
44. Khan, M. A., Young, C., MacKinnon, C., & Layzell, D. (2021). The Techno-Economics of Hydrogen Compression. *Transition Accelerator Technical Briefs*, 1(1), 1–36. Retrieved March 10, 2025, from https://transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2023/04/TA-Technical-Brief-1.1_TEEA-Hydrogen-Compression_PUBLISHED.pdf
45. Franco, A., & Giovannini, C. (2024). Hydrogen Gas Compression for Efficient Storage: Balancing Energy and Increasing Density. *Hydrogen*, 5(2), 293–311. <https://doi.org/10.3390/hydrogen5020017>
46. André, J., Auray, S., De Wolf, D., Memmah, M.-M., & Simonnet, A. (2014). Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(20), 10323–10337. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.190>
47. Genovese, M., Pagnotta, L., Piraino, F., & Fragiaco, P. (2024). Fluid-dynamics analyses and economic investigation of offshore hydrogen transport via steel and composite pipelines. *Cell Reports Physical Science*, 5(4), 101907. <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2024.101907>
48. Leshchenko, I.Ch. (2021). Levelised cost of hydrogen production in Ukraine. *The Problems of General Energy*, 2(65), 4–11 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.004>

A STUDY OF THE WEIGHTED AVERAGE COST OF HYDROGEN TRANSPORTATION, TAKING INTO ACCOUNT POTENTIAL STORAGE AND PRODUCTION SITES

Dmytro Tolstov*, <https://orcid.org/0000-0002-2042-1836>

Tetiana Bilan, PhD (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0002-0280-6716>

General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine

*Автор-кореспондент: dtolstov93@gmail.com

Abstract. In the context of the global transition to low-carbon energy sources, one of the main challenges is ensuring the efficient transportation of hydrogen through main gas pipelines. This paper is dedicated to calculating the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) for three types of main gas pipelines: Vyshachkivske, Izmailivske, and Tereblyanske. The main objective of the research is to assess the economic efficiency of different pipeline options, considering capital and operational costs, as well as analyzing the impact of technical parameters on the overall cost of hydrogen transportation. A comprehensive approach was used, which includes the calculation of capital expenses (CAPEX), operational expenses (OPEX), compressor station costs, and the application of standard methods for determining LCOH. The calculations showed that the most economically viable option is the Tereblyanske pipeline, which is due to the shorter pipeline length and optimized compressor station expenses. It was determined that to achieve optimal economic results, it is essential to consider not only technical characteristics but also regional factors such as the distance between compressor stations and the volume of hydrogen transportation. The results allow for conclusions regarding the feasibility and efficiency of investments in the creation of main pipelines for hydrogen transportation and provide recommendations for further research in this field.

Keywords: hydrogen energy, hydrogen transportation, hydrogen storage, salt structures, main pipelines, LCOH.

Надійшла до редколегії: 20.03.2025