

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2021, 2(65): 4–11
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.004>

УДК 620.9

І.Ч. ЛЕЩЕНКО канд. техн. наук, ст. наук. співр. ORCID: 0000-0003-3382-4762

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

ОЦІНКА СЕРЕДНЬОЗВАЖЕНОЇ СОБІВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА ВОДНЮ В УКРАЇНІ

Проаналізовано групи технологій, які дозволять у подальшому використати існуючу газову інфраструктуру в умовах декарбонізації економіки, докладно розглянуто основні технології виробництва водню за допомогою електролізу. Проведено огляд оцінок собівартості виробництва «зеленого» водню у різних країнах. Обґрунтовано формування вихідних параметрів та наведено результати розрахунків середньозваженої собівартості виробництва водню з використанням електроенергії, виробленої відновлюваними джерелами, в умовах України.

К л ю ч о в і с л о в а: декарбонізація, газова промисловість, електролізер, відновлювані джерела енергії, середньозважена собівартість виробництва водню.

Рішення стосовно декарбонізації економіки, які будуть прийматись на виконання Європейського Зеленого курсу (European Green Deal) з метою зменшення викидів двоокису вуглецю та досягнення кліматичної нейтральності ЄС до 2050 р., матимуть незворотний вплив на майбутнє як європейської, так і української газової галузі. У доповіді Міжнародного енергетичного Агентства (МЕА) 2020 р. «Нафтогазова промисловість в умовах енергетичного переходу» [1] зазначено, що нездатність адекватно відповідати на заклики щодо скорочення викидів парникових газів може поставити під загрозу довгострокову «соціальну прийнятність» і прибутковість нафтогазових компаній. Нафтогазова галузь повинна чітко визначити, що для неї означає енергетичний перехід, і що вона може зробити для прискорення переходу до чистої енергії. Багато великих нафтогазових компаній роблять певні кроки, направлені на зниження викидів парникових газів, серед яких найбільш важливим і економічно ефективним напрямом є зниження витоків метану. Водночас, існують інші можливості збереження майбутнього галузі за рахунок інтеграції з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ). Вже сьогодні деякі нафтогазові компанії, зокрема, і НАК «Нафтогаз України», диверсифікують свої енергетичні операції, включаючи в свої портфелі ВДЕ та інші низьковуглецеві технології. Проте

у світі, в середньому, інвестиції нафтогазових компаній в непрофільні області складають приблизно 1% від загальних капітальних витрат [1], а їх найбільший обсяг припадає на сонячну і вітрову енергетику. У цій ситуації вибір правильної стратегії нафтогазової компанії є складним завданням, єдиного рішення не існує, кожна компанія має обирати власні підходи з урахуванням зовнішніх і національних умов її функціонування.

Викопний природний газ найближче десятиріччя залишатиметься одним з ключових енергоресурсів, який сприятиме переходу до низьковуглецевої економіки, особливо у період до 2030 р., але надалі важливим напрямом досягнення газовими компаніями цілей декарбонізації буде організація узгодженої взаємодії між виробництвом електроенергії та використанням крім викопного природного газу біометану, синтетичного метану та водню. Газові компанії Європи вже почали таку роботу.

На сьогодні розглядаються такі групи технологій, що, як передбачається, дозволять у подальшому використати існуючу газову інфраструктуру (магістральні та розподільної мережі, сховища газу):

– захоплення і зберігання або утилізація двоокису вуглецю при спалюванні викопного природного газу, хоча на даний час ця група технологій стикається з багатьма технологічними, економічними та соціальними труднощами, вимагає ство-

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, 2021

рення дорогої та енергоємної нової інфраструктури для уловлення і транспортування CO₂;

– забезпечення широкомасштабного закачування у газові мережі біогазу та біометану, але впровадження цієї групи технологій обмежено наявністю вихідної сировини для виробництва цих газів;

– технології Power-to-Gas (перетворення енергії в газ), які забезпечують можливість під час пікового виробітку електроенергії, у першу чергу, ВДЕ перетворити її у газ, найчастіше – синтетичний природний газ (Synthetic Natural Gas) шляхом метанізації двоокису вуглецю або «зелений» водень шляхом електролізу води.

Саме технології Power-to-Gas видаються на сьогодні найбільш перспективними, хоча у світі у 2018 р. тільки 4% водню було вироблено з використанням електролізу, 48% – з природного газу, 30% – з нафти, 18% – з вугілля [2].

На сьогодні експлуатуються або розробляються три основні типи електролізерів для виробництва водню [2]:

– лужні електролізери (alkali – ALK), які характеризуються наявністю двох електродів, що працюють у рідкому лужному електролітному розчині гідроксиду калію або гідроксиду натрію; електроди розділені діафрагмою, що відокремлює продуктивні гази та транспортує іони гідроксиду (OH⁻) від одного електрода до іншого;

– електролізери з протонообмінною мембраною (proton exchange membrane electrolyzers – PEM), які проводять електроліз води у камері, яка оснащена твердим полімерним електролітом, що відповідає за проведення протонів, розділення газоподібних продуктів та електричну ізоляцію електродів;

– твердооксидні паливні елементи (solid oxide electrolyzer cell – SOEC), які працюють у регенеративному режимі для проведення електролізу води (та/або вуглекислого газу), використовуючи твердооксидний або керамічний електроліт для отримання газоподібного водню (та/або окису вуглецю CO) та кисню.

Технологія ALK є повністю зрілою, використовується у промисловості з 20-х років минулого сторіччя для неенергетичних цілей. Технологія PEM швидко розвивається і вступає в комерційне впровадження. Технологія SOEC є менш зрілою, її реалізовано поки що лише в лабораторних та невеликих демонстраційних масштабах, тому у даному дослідженні вона не розглядалась.

У табл. 1 наведено техніко-економічні характеристики існуючих електролізерів ALK та PEM і показники динамічності їх роботи за даними IRENA 2018 р. [2].

Як видно з даних, наведених у табл. 1, до переваг електролізерів ALK, як зрілої технології, можна віднести нижчі капітальні витрати та значний термін експлуатації. Серед недоліків цього типу електролізерів можна виділити менш стабільний рідкий електроліт, необхідність додаткового очищення водню, більший час відгуку та тривалий пуск з холодного стану, що пов'язано з тим, що технологія була розроблена для використання при постійному навантаженні у промисловому виробництві, хоча її останні модифікації мають можливість надавати мережеві послуги у короткій проміжок часу. Однак на даний час електролізер ALK не може розвантажитись нижче 20–30% номінального значення з міркувань безпеки [2].

Таблиця 1. Техніко-економічні характеристики існуючих електролізерів та показники динамічності їх роботи за даними 2018 р. [2]

Показник	Одиниця виміру	Тип електролізера	
		ALK	PEM
Ефективність	кВт·год електроенергії/ кг водню	51	58
ККД	%	65	57
Термін експлуатації установки	годин роботи	80 000	40 000
Капітальні витрати, включаючи електроживлення та витрати на монтаж*	євро/кВт	750	1 200
Річні операційні витрати	% від капітальних витрат	2	2
Капітальні витрати на заміну стеку	євро/кВт	340	420
Стандартний вихідний тиск	бар	1	30
Діапазон навантажень	% номінального навантаження	15–100	0–160
Пуск (з теплого – холодного стану)		1–10 хв	1 с– 5 хв
Швидкість набору/скидання потужності	% за секунду	0,2–20	100
Зупинка		1–10 хв	кілька секунд
Стандартний вихідний тиск	бар	1–15	30

* Капітальні та операційні витрати визначено для 20 МВт системи.

У той же час, сучасні електролізери PEM можуть працювати більш гнучко, вони можуть залишатися в режимі очікування з мінімальним споживанням енергії та здатні працювати короткий проміжок часу (10–30 хв) при навантаженнях, більших за номінальне (до 160%). Маючи можливість гнучкого регулювання, ці електролізери можуть забезпечувати підтримку частоти без шкоди для продуктивності виробництва, що дає їм можливість надавати додатково допоміжні послуги електромережі за наявності достатніх ємностей для зберігання водню. Також до переваг електролізерів PEM можна віднести високий рівень чистоти водню, наявність стабільного твердого електроліта, порівняно невеликі розміри. Крім того, електролізери PEM виробляють водень з більш високим вихідним тиском (30–60 бар без додаткового компресора [3]), ніж електролізери ALK, що особливо актуально для закачування водню до газопроводу або сховища тимчасового зберігання. Серед недоліків технології PEM необхідно зазначити більш високі капітальні та операційні витрати, що обумовлюється меншою зрілістю технології, коротший термін служби стека та використання у електродних каталізаторах дорогих металів платинової групи. На даний час найважливішими проблемами, особливо для електролізерів PEM, є досягнення більшої одиничної потужності, подовження терміну експлуатації та підвищення ККД установки.

Виходячи із зазначених вище особливостей електролізерів ALK та PEM, у даній роботі розглядалось виробництво водню із застосуванням PEM електролізерів.

У світі на сьогодні вже виробляються великі PEM електролізери, основні параметри деяких з них наведено у табл. 2.

На сьогодні є багато публікацій, які повідомляють про досягнення низьких ціни на водень у найближчій перспективі, але в них часто врахо-

вуються лише капітальні витрати на PEM електролізер та вартість придбання електроенергії для його роботи. Водночас, є й інші витрати, які необхідно враховувати, щоб отримати коректні значення собівартості виробництва водню. Аналіз доступних літературних джерел виявив ряд публікацій, які, на нашу думку, приводять найбільш обґрунтовані результати: звіт Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (International Renewable Energy Agency – IRENA) 2019 року [8]; звіт про дослідження, виконане на замовлення Міжнародної ради з чистого транспорту (International Council on Clean Transportation – ICCT) [9]; публікації різних дослідницьких груп [10] – [12]; звіт MEA «The Future of Hydrogen» 2019 р. [3].

Зокрема, у дослідженні, яке виконано на замовлення Міжнародної ради з чистого транспорту [9], наведено розрахунки економічних оцінок виробництва «зеленого» водню у США та Європі. У цьому дослідженні зроблено припущення, що завод з виробництва водню з використанням електроенергії ВДЕ буде підключений до розподільного трубопроводу, тому витрати на виробництво складаються з капітальних витрат електролізера, заміни електролізера (за необхідності), вартості електроенергії, води, трубопроводів, капітальних витрат компресора, вартості місцевого (короткочасного) зберігання водню та інших фіксованих операційних витрат. Вихідні дані дослідження взяті із загальнодоступних джерел щодо цін та коефіцієнтів використання встановленої потужності (КВВП) для вітрових і сонячних електростанцій у США та Європі. У дослідженні розглянуто три технології ВДЕ – сонячна фотоелектрична станція, морська ВЕС, прибережна ВЕС, та три основні електролізерні технології, які можуть бути пов'язані з цими відновлюваними генераторами електроенергії – електролізер ALK, електролізер PEM та твердооксидний паливний елемент.

Таблиця 2. Основні параметри існуючих електролізерів з протонно-обмінною мембраною [4]–[7]

Параметр	M4000	HyLYZER® -5.000-30	Silyzer 300
Фірма-виробник	«Nel»	«Hydrogenics»	«Siemens»
Номінальна вхідна електрична потужність, МВт	22	25 (10 стеків)	17,5 (24 стеки)
Обсяг випуску водню, нм ³ /год	4 000	5 000	3 780
Динамічний діапазон виробничих потужностей, %	10–100	н/д	0–100
Чистота водню, %	99,9998	99,998	надвисока ступінь чистоти
Вихідний тиск, бар	30	30	н/д
Габаритні розміри (площа основи), м ²	~540	~370	н/д
Температура оточуючого повітря, °С	10–40	н/д	15
Споживання води, л/нм ³ водню	0,9	< 1,4	0,9

У [9] розглянуто три сценарії роботи електролізера.

1. Електролізер підключений до більшої електричної мережі, отже може отримувати вигоду від високих КВВП, але повинен сплачувати відповідну плату за електроенергію та підключення до мережі. Передбачається, що буде укладено контракт про закупівлю лише відновлюваної електроенергії. Для цього сценарію зроблено припущення, що електролізер може виробляти водень з КВВП, яке дорівнює 100%. Вартість електроенергії складається з відпускної ціни виробника електроенергії і вартості її передачі та розподілу. Для США середню ціну водню у 2020 р. оцінено на рівні 8,81 дол. США/кг H_2 , мінімальну – 6,06 дол. США/кг H_2 , у 2050 р., відповідно, 5,77 та 4,15 дол. США/кг H_2 . Для ЄС середню ціну водню у 2020 р. оцінено на рівні 13,1 дол. США/кг H_2 , мінімальну – 4,83 дол. США/кг H_2 , у 2050 р., відповідно, 7,69 дол. США/кг H_2 та 3,21 дол. США/кг H_2 . Мінімальні ціни відповідають найбільш вигідним місцям розташування систем в США та ЄС.

2. Електролізер безпосередньо підключений до ВДЕ. За цим сценарієм ціна на електроенергію нижча, ніж у сценарії 1, але КВВП електролізера дорівнює КВВП ВДЕ. Припущень щодо спільного розташування електролізера та ВДЕ не зроблено, але вся енергія, що вироблена ВДЕ, надходить лише до електролізера. Гібридні сонячні/вітрові системи для збільшення КВВП не розглядались. Для США середню ціну водню у 2020 р. оцінено на рівні 10,61 дол. США/кг H_2 , мінімальну – 4,56 дол. США/кг H_2 , у 2050 р., відповідно, 5,97 та 2,44 дол. США/кг H_2 . Для ЄС середню ціну водню у 2020 р. оцінено на рівні 19,23 дол. США/кг H_2 , мінімальну – 4,06 дол. США/кг H_2 , у 2050 р., відповідно, 10,02 та 2,23 дол. США/кг H_2 .

3. Електролізер працює лише на електроенергії ВДЕ, яка в іншому випадку була б відключена від подачі до мережі. У цьому сценарії припускається, що електролізер підключений до мережі, але він служить лише елементом балансування навантаження. У часи високої генерації ВДЕ деяку кількість енергії потрібно було б скоротити до нуля, але кількість годин на день, коли це відключення необхідне, сильно відрізняється залежно від місця та часу. За відсутності моделі, яка може фіксувати ринкову поведінку електромереж, прийнято, що час роботи електролізера становить 4 години на добу. Для США середню ціну водню у 2020 р. оцінено на рівні 11,02 дол. США/кг H_2 , мінімальну – 6,10 дол. США/кг H_2 , у 2050 р., відповідно, 5,92 та 4,75 дол. США/кг H_2 . Для ЄС середню ціну водню у 2020 р. оцінено на рівні 10,85 дол. США/кг H_2 , мінімальну –

5,97 дол. США/кг H_2 , у 2050 р., відповідно, 6,08 та 4,67 дол. США/кг H_2 .

Отже, у [9] показано, що ціна водню, який виробляється з ВДЕ, сильно залежить від географічного розташування і у деяких сприятливих районах є значно нижчою.

У [10] порівняно дві найбільш перспективні технології виробництва водню з використанням сонячної енергії – фотоелектрохімічні системи, які безпосередньо перетворюють сонячне випромінювання у водень, та PEM електролізери, які використовують електроенергію автономних фотоелектричних станцій (ФЕС). Порівняння виконано шляхом розрахунку середньозваженої собівартості виробництва водню для цих технологій для стандартних конфігурацій ФЕС–електролізер та концептуальної конструкції фотоелектрохімічної системи, які екстрапольовано до майбутнього комерційного споживання. Розглядалась система продуктивністю 10 т H_2 на добу. Горизонт аналізу – 20 років, що є типовим періодом при виконанні техніко-економічних аналізів. Всі економічні показники, використані у дослідженні, базуються на значеннях з ринку США 2017 р. Згідно [10] середньозважена собівартість виробництва водню для автономної системи ФЕС–електролізер склала 6,22 дол. США/кг H_2 . Для фотоелектрохімічної системи аналогічною ефективністю перетворення розрахункова собівартість водню є набагато вищою – 8,43 дол. США/кг H_2 . При подальшому зниженні вартості електролізерів і сонячних панелей, собівартість виробництва «зеленого» водню може скоротитися до 3,76 дол. США/кг H_2 . Висновок дослідження [10] полягає у тому, що є малоімовірним, що фотоелектрохімічні системи зможуть забезпечити більш низькі витрати на виробництво водню в порівнянні з системами ФЕС–електролізер, оскільки вони дорожчі та менш гнучкі в застосуванні. Система ФЕС–електролізер може бути більш ефективно вбудована в майбутню енергетичну систему, тому що ФЕС можуть бути окремо оптимізовані за розміром, щоб відповідати потребам майбутньої енергетичної системи та електромережі.

Стаття [11] присвячена результатам техніко-економічного аналізу роботи електролізера з автономною ФЕС в умовах Австралії. У цій статті розглянуто основні фактори, що впливають на значення собівартості виробництва водню і показано, що капітальні витрати як електролізера, так і ФЕС, є найбільш значними, при цьому вплив ФЕС є вищим. Також показано, що вплив вартості води є незначним, незважаючи на потенційну нестачу та великий діапазон витрат, у тому числі на опріснення. Однак автори наголошують, що це не означає, що використання води можна знехтувати, оскільки вода повинна бути доступною у місці побудови

системи ФЕС–електролізер. Автори [11] застосували метод Монте-Карло для вивчення широкого кола входних припущень для визначення ключових факторів витрат, необхідних для визначення умов конкурентоздатності групи ФЕС–електролізер.

Огляд літератури показав широке використання терміну «середньозважена за життєвий цикл собівартість виробництва водню» (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH), що визначається аналогічно середньозваженій собівартості виробництва електроенергії (Levelized Cost of Electricity – LCOE). Середньозважена собівартість виробництва водню обчислюється як сумарні дисконтовані витрати за весь час існування технології поділені на сумарний дисконтований обсяг виробництва водню, що у загальному випадку формалізується виразом

$$LCOH_k = \frac{C_k^{LCC}}{\sum_{\tau=1}^{T_k} \frac{H_{k\tau}}{(1+r)^{\tau-1}}}, \quad (1)$$

де C_k^{LCC} – дисконтовані витрати на виробництво водню за технологією k за життєвий цикл, дол. США/кг H_2 ; T_k – термін життєвого циклу технології k , років; τ – етап життєвого циклу, рік; $H_{k\tau}$ – виробництво водню технологією k у етап τ , кг H_2 ; r – значення дисконту, частка.

Дисконтовані витрати на виробництво водню протягом життєвого циклу технології визначаються за формулою:

$$C_k^{LCC} = \sum_{\tau=1}^{T_k^b} \frac{C_{k\tau}^K}{(1+r)^{T_k^b+1-\tau}} + \sum_{\tau=T_k^b+1}^{T_k^b+T_k^e} \frac{C_{k\tau}^M + C_{k\tau}^I + C_{k\tau}^V(f)}{(1+r)^{\tau-T_k^b-1}}, \quad (2)$$

де T_k^b – термін будівництва технології k з моменту початку вкладення перших інвестицій і до часу її пуску в комерційну експлуатацію, років; T_k^e – термін комерційної експлуатації, років; $C_{k\tau}^K$ – капіталовкладення в технологію k для відповідного етапу будівництва, дол. США; $C_{k\tau}^M$ – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, дол. США; $C_{k\tau}^I$ – сума сплати відсотків за користування кредитними коштами для відповідного етапу, дол. США; $C_{k\tau}^V(f)$ – умовно-змінні виробничі витрати для відповідного етапу комерційної експлуатації технології k , які визначаються як функція від режиму роботи технології, дол. США.

Математичну модель (1), (2) було реалізовано на базі табличного процесора MS Excel.

Вихідні дані для розрахунків сформовано на основі літературних джерел [3]–[13] та власних припущень, зроблених з урахуванням можливих умов роботи PEM електролізерів в умовах України.

Аналіз літературних джерел та результатів виконаних розрахунків показав, що ключовими параметрами, які впливають на собівартість виробництва водню, є капітальні витрати на електролізер, його КВВП та вартість електроенергії. При чому, діапазон капітальних витрат на електролізери PEM, які наводяться у літературі, є достатньо широким (табл. 3), адже часто у значенні капітальних витрат враховуються лише витрати на електролізер, хоча існують інші системні витрати, які необхідно враховувати, щоб побудувати повністю функціонуючу установку електролізу водню. Зокрема, за даними MEA [3], безпосередньо на електролізер PEM припадає 60% капітальних витрат, решта витрат припадає на силову електроніку, обладнання для кондиціонування газу та інші компоненти установки. Як зазначено у [9], дані щодо цих системних витрат все ще недостатньо зрозумілі, водночас їх повне обнулення може дати некоректні результати.

У літературі наводяться дані щодо електричного ККД PEM електролізера у діапазоні 67–82% [6], [10], [12], для розрахунків було прийнято значення ККД 75%.

Для умов України було проведено розрахунки для трьох сценаріїв роботи PEM електролізера.

Для сценарію 1 було прийнято, що електролізер буде побудовано разом з ФЕС як єдина технологічна система. Вибір параметрів ФЕС системи ґрунтується на даних [14]. Коефіцієнт використання встановленої потужності системи ФЕС–електролізер приймався рівним КВВП ФЕС в умовах південних регіонів України, що дорівнює, у середньому, 15%. Вартість електроенергії для електролізера приймалась рівною нулю, оскільки електростанція та електролізер працюють як єдиний технологічний об’єкт.

Споживання води для електролізу прийнято на основі даних проєктів [4]–[7]. Рентна плата за спеціальне використання води, згідно Податкового Кодексу України 2020 р. [15], прийнята на рівні рентної плати за спеціальне використання підземних вод у Миколаївській області – 122,13 грн/100 м³ (одне з найбільших значень для України). Вода для електролізера має пройти очищення. За да-

Таблиця 3. Значення капітальних витрат на електролізери PEM, дол. США/кВт

MEA [3]	ICCT [9]	Grimm A. [10]	Yates et al. [11]	Gas for Climate [13]
1100–1800	385–2068	775	682–886	483

ними [3] використання, наприклад, зворотного осмосу для опріснення вимагає потреби у електроенергії 3–4 кВт·год на 1 м³ води і коштує близько 0,7–2,5 дол. США/м³ води. У розрахунках прийнято значення 1,6 дол. США/м³ води. Розрахунки показали, що в умовах України врахування процесу очищення води має незначний вплив на собівартість виробництва водню.

Також зроблено припущення, що систему ФЕС–електролізер буде підключено до магістрального трубопроводу. Українські магістральні газопроводи спроектовано на робочий тиск 5–7,5 МПа, але їх недовантаження змушує працювати з нижчими значеннями робочого тиску. Оскільки вихідний тиск РЕМ електролізерів становить на сьогодні близько 3–6 МПа [3], то при розташуванні системи для виробництва водню поблизу компресорної станції будівництво додаткової дотискувальної станції не знадобиться.

Тому у данному дослідженні будівництво додаткової компресорної станції не розглядалось.

Оскільки ВДЕ є нестабільним джерелом енергії, то виробництво водню також буде нестабільним. Але для нормальної роботи газопроводів переривчаста подача водню до газової мережі неприпустима з точки зору регулювання її режиму. Тому при проведенні розрахунків було враховано витрати на будівництво сховища для короткочасного зберігання водню на місці його виробництва, які за оцінками [9] дають збільшення собівартості виробленого водню приблизно на 0,50–0,60 дол. США/кг у залежності від необхідних обсягів збереження. Обрані для проведення розрахунків значення питомих капіталовкладень у встановлену потужність електролізера РЕМ враховують капітальні витрати електролізера та ємностей тимчасового зберігання водню.

Для виконання розрахунків було прийнято вихідні дані, наведені у табл. 4.

Таблиця 4. Вихідні параметри для розрахунку собівартості виробництва водню в Україні

Параметр		Одиниця виміру	Значення
ФЕС	Потужність	МВт	20
	Питомі капіталовкладення	дол. США/кВт	950
	Термін експлуатації	років	20
	Термін будівництва	років	1
	Коефіцієнт використання встановленої потужності	%	15
	Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування фіксовані	дол. США /кВт рік	15
	Річне збільшення умовно-постійних витрат	%	0,1
Електролізер РЕМ	Потужність одного стеку	МВт	2,5
	Кількість стеків	одиниця	8
	Загальна потужність	МВт	20
	Питомі капіталовкладення у встановлену потужність	дол. США /кВт	1100
	Термін експлуатації блоку	років	20
	Термін будівництва	років	1
	Коефіцієнт використання встановленої потужності		=КВВП ФЕС
	ККД РЕМ	%	75
	Споживання електроенергії	кВт год/кг H ₂	54
	Споживання води	л/кг H ₂	10
	Рентна плата за використання водних ресурсів	дол. США/1 м ³	0,04
	Вартість дистилювання води	дол. США/1 м ³	1,6
	Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування фіксовані	% питомих капіталовкладень	1,5
	Річне збільшення умовно-постійних витрат	%	0,1
	Річне збільшення умовно-змінних витрат	%	0,1
Загальні параметри	Частка кредитних коштів	%	20
	Термін надання кредиту	років	10
	Процентна ставка за кредитом	%	10
	Прибутковість діяльності підприємства	%	12
	Податок на прибуток підприємств	%	18
	Дисконт реальний	%	11,2

Таблиця 5. Найбільш важливі вихідні параметри та результати розрахунку собівартості виробництва водню в Україні

Режим експлуатації	Тариф на електроенергію та передачу з ПДВ, грн/кВт·год	КВВП електролізера, %	Виробництво водню, т/рік	LCOH, дол. США/кг H ₂
Спільна робота ФЕС та РЕМ електролізера	0	15	730	15,73
Спільна робота ФЕС та РЕМ електролізера, вночі – придбання електроенергії АЕС за нічним тарифом	1,39	15 (ФЕС) + 30 (АЕС)	2 352	7,34
Окремо РЕМ електролізер – придбання електроенергії ВЕС з мережі	4,02	35	1 703	12,58

У сценарії 2 було проаналізовано підключення електролізера безпосередньо до електричної мережі та придбання електроенергії, виробленої сторонньою ВЕС. У цьому розрахунку КВВП ВЕС приймався для умов України на рівні 35%. Вартість електроенергії для цього розрахунку було взято відповідно до постанови НКРЕКП «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію та надбавки до «зелених» тарифів за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва для суб'єктів господарювання» від 30.09.2020 № 1787 [16] у розмірі 3,11 грн/кВт год (без ПДВ).

У сценарії 3 для системи ФЕС–електролізер з 23 год до 7 год наступної доби (під час нічного зниження споживання в електроенергетичній системі) було розглянуто придбання електроенергії, виробленої на АЕС. Вартість електроенергії для цього розрахунку було взято з сайту ДП НАЕК «Енергоатом» за результатами аукціону 18.11.2020 на ТБ «Українська енергетична біржа» [17]. Середньозважена ціна продажу склала 918,05 грн/МВт·год. (без ПДВ), тариф на передачу електроенергії НЕК «Укренерго» станом на 20.11.2020 становив 240,23 грн/МВт год

(без ПДВ). У цьому випадку виробляється не чисто «зелений» водень, а й «жовтий» але викиди CO₂ при його виробництві відсутні.

Ключові вихідні параметри для різних сценаріїв та результати розрахунків для них наведено у табл. 5.

Для формування висновку щодо доцільності виробництва «зеленого» водню в Україні було проаналізовано оцінки орієнтовної собівартості його виробництва в інших країнах, адже на сьогодні реальних комерційних оцінок не існує (табл. 6).

Аналіз результатів розрахунків показав, що отримані значення собівартості виробництва водню в умовах нашої країни для режимів прямого підключення електролізера до ВДЕ та підключення електролізера до мережі дають співставні з європейськими оцінки собівартості виробництва водню. Для створення можливостей для експортування водню до інших країн необхідно підбирати оптимальні схеми електропостачання електролізера, які дозволять знизити вартість електроенергії та збільшити його КВВП, знизивши тим самим собівартість виробництва водню до конкурентних значень.

Таблиця 6. Орієнтовна собівартість виробництва «зеленого» водню в Європі за оцінками досліджень 2020 р.

Джерела оцінок	Собівартість, \$/кг
«Оцінка витрат на виробництво водню шляхом електролізу: США та Європа», International Council on Clean Transportation. Оцінки для Європейських країн для сценаріїв. :	
електролізер підключено до мережі	13,1 (4,83)*
пряме підключення до ВДЕ	19,23 (4,06)
використання електроенергії відключення ВДЕ	10,85 (5,97)
Воднева стратегія ЄС від 07.2020	3,1–6,7
IRENA Global Renewables Outlook 2020	4,0–8,0

* У дужках наведено мінімальне розраховане значення собівартості для найкращих кліматичних умов розташування ВДЕ та електролізера, що забезпечує високий КВВП.

ВИСНОВКИ

1. З метою дослідження шляхів декарбонізації газової галузі розроблено та опробовано математичну модель для визначення середньозваженої собівартості виробництва «зеленого» водню в умовах України.

2. Результати проведених розрахунків показали, що ключовими вихідними параметрами, які впливають на собівартість виробництва водню в умовах України, як і в інших країнах, є капітальні витрати на будівництво електролізера, його коефіцієнт використання встановленої потужності та вартість електроенергії.

3. Показано, що за рахунок вибору схеми організації електропостачання для електролізера можна досягти збільшення його коефіцієнта використання встановленої потужності і, відповідно, зменшення середньозваженої собівартості виробництва водню. Зокрема, при використанні у нічний період електроенергії, ввипущеної АЕС за нічним тарифом, можна зменшити собівартість виробництва водню для технологічного об'єкта ФЕС – PEM електролізер з 15,73 дол. США/кг H₂ до 7,34 дол. США/кг H₂.

1. The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. World Energy Outlook special report. January 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions> (дата звернення: 11.03.2021).

2. Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. *International Renewable Energy Agency IRENA*. 2018. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/%_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf (дата звернення: 25.12.2020).

3. The Future of Hydrogen. IEA Tech. rep. 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (дата звернення: 15.09.2020).

4. The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers. *Nel Hydrogen Electrolysers*. URL: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-C.pdf> (дата звернення: 22.12.2020).

5. Denis Thomas Large scale PEM electrolysis: technology status and upscaling strategies. *Hydrogenics*. October 2019. Brussels (BE). URL: <http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2019/10/Large-scale-PEM-electrolysis.pdf> (дата звернення: 17.12.2020).

6. Silyzer 300. The next paradigm of PEM electrolysis. URL: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf> (дата звернення: 03.03.2021).

7. Kuhn K.-J. Electrolysis / eFuels. Pathways to synthetic eFuels. *Siemens Energy*. URL: <https://www.wko.at/site/OEGEW/Veranstaltungen/co-electrolysis-and-synthesis.pdf/> (дата звернення: 03.03.2021).

8. IRENA. Hydrogen: A renewable energy perspective. *International Renewable Energy Agency*. 2019. 52 p. URL:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf (дата звернення: 02.10.2020).

9. Christensen A. Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe. International Council on Clean Transportation. 2020. URL: <https://theicct.org/publications/assessment-hydrogen-production-costs-electrolysis-united-states-and-europe> (дата звернення: 02.10.2020).

10. Grimm A., de Jong W.A., Kramer G.J. Renewable hydrogen production: A techno-economic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. 45, Issue 43. P. 22545—22555 (дата звернення: 05.11.2020). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.092>

11. Yates J., Daiyan R., Patterson R., Egan R., Amal R., Ho-Baille A., Chang N.L. Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis. *Cell Reports Physical Science*. 2020. Vol. 1, Issue 10. P. 100209 (дата звернення: 17.11.2020). <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100209>

12. Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. 42, Issue 52. 2017. P. 30470—30492 (дата звернення: 05.10.2020). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

13. Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system. Navigant. 2019. 238 p. URL: <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf> (дата звернення: 30.08.2020).

14. Lazard's levelized cost of energy analysis – version 14.0. October 2020. URL: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2020/#:~:text=Lazard's latest annual Levelized Cost,build basis C continue to maintain> (дата звернення: 25.09.2020).

15. Податковий кодекс України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text> (дата звернення: 25.09.2020).

16. Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію та надбавки до «зелених» тарифів за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва для суб'єктів господарювання: Постанова НКРЕКП від 30.09.2020 № 1787. URL: <https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/postanovy/2020/p1787-d-2020.pdf/> (дата звернення: 30.10.2020).

17. Енергоатом-Трейдинг продав на аукціоні 3,28 тис. МВт-г нічної електроенергії. URL: http://www.energoatom.com.ua/ua/press_centra-19/novini_kompanii-20/p/energoatom_trejding_prodav_na_aukcion_i_3_28_tis_mv_t_g_nicnoi_elektroenergii-46425 (дата звернення: 03.12.2020).

Надійшла до редколегії: 17.03.2021