

УДК 620.92

Сергій Бойченко¹, д-р техн. наук, професор, <https://orcid.org/0000-0002-2489-4980>

Павло Кошиль¹, <https://orcid.org/0009-0000-2163-8466>

Ірина Шкільнюк^{1*}, канд. техн. наук, <https://orcid.org/0000-0002-8808-3570>

Олександр Данілін¹, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0003-3207-1156>

Михайло Дєдов², <https://orcid.org/0009-0001-4003-8316>

¹Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Берестейський просп., 37, Київ, 03056, Україна;

²Науково-дослідний інститут ВР, вул. Юрія Іллєнка, 81, Київ, 04050, Україна

*Автор-кореспондент: i_shkilniuk@ukr.net

ОГЛЯД ТЕХНОЛОГІЙ ВИРОБНИЦТВА, ТРАНСПОРТУВАННЯ, ЗБЕРІГАННЯ ТА СТАЦІОНАРНОГО ВИКОРИСТАННЯ ЗЕЛЕНОГО ВОДНЮ. СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ

Анотація. Глобальний енергетичний ландшафт зазнає трансформації через зростання населення, підвищення рівня життя та занепокоєння щодо зміни клімату. Паризька кліматична угода підкреслює нагальність переходу країн до відновлюваних джерел енергії. У цій статті розглядаються різні технології виробництва, зберігання та застосування зеленого водню як екологічно чистого енергоносія. Виконано аналіз водню як джерела енергії, наведені його енергетичні характеристики та аргументи на користь використання водню як відновлювального палива. Наведені методи генерації водню, підкреслено, що електроліз води наразі є основним та найбільш технологічно розвиненим методом генерації саме зеленого водню. Наведені методи його транспортування, зазначено середньозважену вартість транспортування для кожного з методів. Наведено детальну інформацію про методи зберігання зеленого водню з точки зору робочої температури і тиску, густини зберігання, ефективності зберігання та середньозваженої вартості зберігання. Наведено метод використання зеленого водню у паливних комірках, таких як: протонно-обмінні мембранні паливні комірки (ПОМПК), твердооксидні паливні комірки (ТОПК), лужні паливні комірки (ЛПК), фосфорно-кислотні паливні комірки (ФКПК) і розплав-карбонатні паливні комірки (РКПК) з описом переваг та недоліків різних видів паливних комірок (ПК). Виконано огляд наукової літератури за темою стаціонарного використання зеленого водню. У стаціонарних установках інтеграція підсистеми зеленого водню в системи на основі відновлюваних джерел енергії може запропонувати додаткові можливості зберігання, що призведе до підвищення гнучкості при задоволенні динамічних навантажень. Раціональна інтеграція енергосистем на основі зеленого водню з іншими технологіями сприятиме більш ефективному використанню ресурсів та підвищенню гнучкості, стійкості та енергетичної безпеки енергетичних систем.

Ключові слова: водень, декарбонізація, паливні комірки, стаціонарна енергетика, генерація, електрика, енергоносії, енергоефективність, електротехнічні комплекси, гібридні системи.

1. Вступ

Зростання населення, підвищення рівня життя та інші фактори призводять до збільшення споживання енергії. До 2040 року Міжнародна енергетична асоціація прогнозує щорічне зростання енергоспоживання на 1,3 % порівняно з 2018 роком, що становить 34 % зростання енергоспоживання в цілому [1]. З метою пом'якшення антропогенного впливу на клімат 196 країн у 2015 році ратифікували Паризьку кліматичну угоду. Метою якої є утримання зростання середньої глобальної температури нижче 2°C порівняно з доіндустріальним періодом, а в довгостроковій перспективі – обмеження зростання температури до 1,5°C порівняно з доіндустріальним рівнем [2].

Актуалізовані екологічні та технологічні виклики глобального розвитку суспільства вимагають принципово нового підходу до енергетичних стратегій держав та регіонів. Наразі відбувається

© Бойченко С., Кошиль П., Шкільнюк І., Данілін О., Дєдов М., 2026



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC0 1.0 Universal
<https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0>

трансформація старого процесу функціонування енергетичної системи, в якій існували великі виробники, традиційні паливні ресурси, застарілі мережеві комунікації та монопольний тиск на ринки природного газу. Тому виникає потреба у створенні конкурентного середовища для функціонування та розвитку різних видів виробництва енергії.

Технології на основі водню привернули значну увагу до його застосування з метою декарбонізації з кількох ключових причин:

- водень – це чистий енергоносіє, який під час використання в паливних елементах виділяє лише водяну пару і тепло, що робить його перспективною альтернативою викопним видам палива;
- водень можна використовувати як середовище для зберігання енергії, що дозволяє зберігати надлишок відновлюваної енергії (наприклад, сонячної або вітрової) і використовувати її пізніше, коли попит перевищує пропозицію. Це допомагає стабілізувати енергосистему та підвищити рівень інтеграції відновлюваних джерел енергії;
- водень можна використовувати в паливних комірках для комбінованого виробництва тепла та електроенергії;
- водень може використовувати існуючу інфраструктуру природного газу з певними модифікаціями, що потенційно знижує вартість розгортання порівняно з будівництвом абсолютно нової інфраструктури екологічно чистих джерел енергії (офшорні / наземні вітроелектростанції, сонячні електростанції, геотермальна енергетика тощо);
- водень можна виробляти з різних джерел, включаючи відновлювані джерела енергії, забезпечуючи різноманітне і потенційно більш безпечне енергопостачання порівняно з викопними видами палива.

2. Методи та матеріали

Це дослідження є оглядовою аналітичною інформацією, у якій застосовано структурований підхід до аналізу наукових джерел. Такий підхід передбачає врахування різних точок зору та зменшення ризику упередженості. Для цього було заздалегідь сформульовано пошуковий запит. У межах огляду літератури пошуковий запит визначав собою ретельно скомбіновану сукупність ключових слів і булевих операторів, що використовувалися для пошуку в базах даних та відбору актуальних досліджень для аналізу. Для пошуку літератури було використано базу даних Scopus та Google Scholar, оскільки вони містять значну кількість публікацій у рецензованих журналах, а також забезпечують розширені можливості пошуку та доступ до джерел високої якості.

Початковий пошук показав 2040 результатів, що згодом були обмежені статтями, опублікованими з 2014 року, що зменшило кількість результатів до 1725. Далі була застосована функція Scopus «Sortby: Relevance», і найбільш актуальні ~300 результатів були відфільтровані за назвою та анотацією. Під час відбору статті були позначені з точки зору їх актуальності: висока, середня або низька. Статтям було присвоєно «високий рівень актуальності», якщо вони чітко спрямовані на технології виробництва / транспортування / зберігання / застосування зеленого водню. «Середній рівень актуальності» присвоювався, якщо актуальність не можна було інтуїтивно оцінити лише за назвою та анотацією. «Низький рівень актуальності» ставився тоді, коли технології зеленого водню не були основною темою статті. Результатом відбору стало 165 статей з «високим рівнем актуальності», з яких 70 були переглянуті детально. Ці дослідження наведені у списку посилань. Крім того, 2 джерела було отримано перехресним посиланням і спеціальним пошуком. Це було зроблено в тих випадках, коли існуючі статті не надавали достатньо інформації, що вважалася необхідною для всебічного огляду.

3. Результати

Водень як джерело енергії

Сьогодні водень визнано екологічно чистим енергоносієм, оскільки він не сприяє глобальному потеплінню, якщо виробляється з електроенергії, згенерованої ВДЕ. Крім того, водень є вторинним енергоресурсом із широким спектром застосування (електро-, теплоенергетика, транспорт,

промисловість), а перевага саме водню зумовлена його системною універсальністю: він забезпечує міжсекторну інтеграцію (Power-to-X) та сезонне зберігання енергії, а також дає нульові викиди під час використання в ПК [3–9].

Питома вага зрідженого водню становить 71 кг/м^3 , що дає йому найвищу густину енергії на одиницю маси серед усіх видів палива та енергоресурсів: 1 кг водню містить стільки ж енергії, скільки 2,1 кг природного газу або 2,8 кг нафти [10].

Основні характеристики водню представлені в таблиці 1.

Таблиця 1. Енергетичні характеристики водню [11]

Характеристика	Одиниця вимірювання	Величина
Густина	кг/м^3	0,0838
Теплотворна здатність/одиницю маси (зріджений водень)	МДж/кг	141,9–119,9
Температура кипіння	К	20,41
Температура замерзання	К	13,97
Густина у рідкому стані	кг/м^3	70,8
Питома теплоємність	кДж/кг К	14,89
Межі займання в повітрі	%	4–75
Енергія займання в повітрі	мДж	0,02
Швидкість горіння	см/с	2,75

Щоб підкреслити переваги водню порівняно з іншими видами палива, у таблиці 2 наведено основні властивості різних видів палива.

Таблиця 2. Порівняння основних властивостей водню та інших видів палива [11]

Вид палива	Енергія/одиницю маси (Дж/кг)	Енергія/одиницю об'єму (Дж/м ³)	Коефіцієнт запасу енергії	Питомі викиди CO ₂ , (гCO ₂ /МДж(LHV))
Зріджений водень	141,9	10,1	1,00	0,00
Водень у газоподібному стані	141,9	0,013	1,00	0,00
Нафта	45,5	38,65	0,78	70,7
Бензин	47,4	34,85	0,76	72,1
Реактивне паливо	46,5	35,3	0,75	68,5
Метанол	22,3	18,1	0,23	69
Етанол	29,9	23,6	0,37	71,4
Біодизель	37,0	33,0	-	74,9
Природний газ	50,0	0,04	0,75	50,1
Вугілля	30,0	-	-	88,4–103,69

Примітка – значення питомих викидів CO₂ відносяться лише до стадії спалювання та наведені у грамах CO₂ на МДж отриманої енергії враховуючи нижчу теплоту згорання (LHV).

Проаналізувавши інформацію з таблиці 2, можна дійти висновку, що основними аргументами на користь використання водню як палива, отриманого з відновлюваних джерел енергії, є наступні: H₂ має найвище відношення енергії/одиницю маси з усіх видів палива; H₂ екологічно чистий, оскільки під час його спалювання кількість викидів CO₂ дорівнює нулю; H₂ має найвищий коефіцієнт запасу енергії та найбільший коефіцієнт перетворення в електроенергію і, відповідно, вважається найкращим із представлених видів палива.

Технології генерації водню.

Зараз у всьому світі виробляється близько $100 \cdot 10^6$ т/рік водню в його чистому вигляді, більшість з яких отримують з викопних джерел (76 % з природного газу шляхом парової конверсії метану та 22 % з вугілля газифікацією), та менше 1 % за допомогою технологій с низьким рівнем викидів, що залишається великою проблемою для сталого розвитку. Ці методи виробництва, засновані на викопному паливі, сприяють викидам парникових газів (включаючи CO_2) [12].

Як було зазначено вище, технології з низьким рівнем викидів, що включають електроліз води, становлять < 1 % від загальної генерації водню, але наразі цей метод є основним та найбільш технологічно розвиненим методом генерації зеленого водню (водню, отриманого за допомогою відновлюваних джерел енергії). Основні види електролізерів води високої технологічної готовності класифікуються за типом електроліта та реагентів на базі іонів (OH^- , H^+ , O_2^-) та включають: лужні електролізери, протонно-обмінні мембранні електролізери. Твердооксидні електролізери наразі знаходяться на стадії пілотних установок та лабораторних стендів, привертаючи увагу високотемпературною термодинамікою та потенційно вищою електричною ефективністю, а також можливістю ко-електролізу $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ для одержання синтез-газу [13].

Переваги та недоліки різних видів електролізерів зведені у таблиці 3.

Таблиця 3. Переваги та недоліки електролізерів [13–18]

Найменування електролізера	Переваги	Недоліки
Лужні електролізери	• Довговічність • Недорогі електрокаталізатори • Невелика вартість впровадження системи • Чистота отриманого водню >99,9 %	• Обмежена густина струму та потужності • Ризик корозії через наявність рідкого електроліту • Порушення іонної провідності через утворення бульбашок
Протонно-обмінні мембранні електролізери	• Висока густина струму до 10 A/cm^2 • Компактна конструкція системи • Надчистий H_2, до 99,999 % • Гнучка, динамічна робота • Можливість швидкого запуску / зупинки • Високий внутрішній тиск H_2 (до 70 бар)	• Висока вартість компонентів (каталізатори) • Підвищена вартість через необхідність значного очищення води • Ризик розриву мембрани під високим тиском
Твердооксидні електролізери	• Висока ефективність через покращені кінетику та термодинаміку реакції • Повторне використання тепла та інтеграція, що зменшує потребу в електроенергії • Недорогі електрокаталізатори • Потенціал для зниження капітальних витрат	• Корозія компонентів скорочує термін служби • Тиск, близький до атмосферного, вимагає охолодження / стиснення продукту перед зберіганням, що збільшує вартість системи • Тривалі процедури запуску та зупинки необхідні, щоб уникнути термічних напружень та деформацій

Лужні електролізери і протоннообмінні мембранні електролізери є найпоширенішими технологіями для отримання водню високої чистоти (> 99,9 %).

Техніко-економічні параметри електролізерів наведені у таблиці 4.

Таблиця 4. Техніко-економічні параметри електролізерів [19–25]

Найменування електролізера	Споживання, кВт·год/кг Н ₂	Капітальні витрати(CAPEX), \$/кВт	Операційні витрати(OPEX), \$/кВт·рік (або % CAPEX/рік)	Типові межі робочої температури та тиску	ККД, %
Лужні електролізери	50–60	500–1400	70–130 (~2–5 %)	60–100°C; 25–30 бар	50–78
Протонно-обмінні мембранні електролізери	50–60	1100–1800	24–100 (~2–5 %)	50–90°C; ≤70 бар	50–83
Твердооксидні електролізери	35–45	>2000	60–100 (~5 %)	800–1000°C; 1–25 бар	80–90

Лужні електролізери вирізняються нижчими капітальними витратами і високою зрілістю; протонно-обмінні мембранні електролізери забезпечують кращу динамічну гнучкість та вищий вихідний тиск, проте зазвичай дорожчі; твердооксидні електролізери демонструють найвищий ККД за наявності високотемпературного тепла, але потребують більших інвестицій і мають вищі технологічні ризики внаслідок високих робочих температур. Як правило, оптимальний вибір електролізера визначається ціною / профілем електроенергії, режимом роботи та вимогами до чистоти й тиску Н₂.

Очікується, що водні електролізери залишаться основною технологією виробництва водню в майбутньому, оскільки вони забезпечують як вищу чистоту водню, так і менші викиди парникових газів порівняно з традиційними методами виробництва.

Технології зберігання водню

У загальній енергетичній системі, що базується на технологіях зеленої електроенергії та зеленого водню, метою підсистеми зберігання водню є зниження витрат кінцевого споживача шляхом забезпечення гнучкості між попитом і пропозицією енергії [26]. Зберігання водню можна умовно поділити на два основні типи: фізичне зберігання та хімічне зберігання [27]. Для зеленого водню найбільш перспективними методами є зберігання стисненого газоподібного водню, включаючи підземне зберігання водню (геологічні формації) та зберігання у вигляді металогідриду, хоча також відомі й інші методи, такі як зберігання зрідженого водню, «зелена» конверсія-зберігання аміаку [28]. У таблиці 5 наведено детальну інформацію про методи зберігання зеленого водню з точки зору робочої температури і тиску, густини зберігання, ефективності зберігання та середньозваженої вартості зберігання водню.

Таблиця 5. Основні методи зберігання зеленого водню [26–28]

Метод зберігання	Робоча температура, °C	Робочий тиск, бар	Густина зберігання, кг/м ³	Ефективність зберігання (%)	Середньозважена вартість зберігання (\$/кгН ₂)
Стиснений газоподібний водень	20–25	100–700	7–27	92	~0.33
Металогідриди	0–30	3–30	40–70	78–88	~0.7
Рідкий водень	Мінус 253	~1	70	75	~0.95
«Зелена» конверсія аміаку	400	250	107–123	42	~3.51
Підземний	0–15	0–300	~0.08	92	~0.14

Вибір методу зберігання водню базується на потребах і масштабах застосування; застосування реалізується в декількох секторах, таких як транспорт, промисловість і стаціонарні установки. Під час вибору зазвичай встановлюються різні критерії, включаючи масу резервуара, ємність, об'єм, матеріал, вартість і вплив на навколишнє середовище (наприклад, викиди вуглецю під час будівництва та облаштування сховища). У майбутньому розвиток вищезгаданих технологій за різними сценаріями буде

залежати від наявної інфраструктури, економіки, типу електролізу, ресурсів і технологічних секторів [28].

Технології транспортування водню

Низька об'ємна енергоємність H_2 за нормальних умов зумовлює потребу в зміні його агрегатного стану або хімічної форми (стискання, зрідження, зв'язування у носіях) для економічного транспортування на значні відстані. Основні ланцюги логістики охоплюють трубопроводи, автомобільні / залізничні перевезення стисненого чи зрідженого водню, морські перевезення та використання хімічних носіїв, таких як рідкі органічні носії водню (LOHC) або аміак (NH_3) [29].

Трубопроводи. Використання наявної газотранспортної мережі для транспортування водню можливе після їх реконструкції під H_2 або використання H_2 з домішками. Ця технологія потребує термогідралічного та матеріалознавчого обґрунтування (зокрема, параметри компресорних станцій та вплив крихкості металу) [30]. Для далекого магістрального транспортування трубопроводи залишаються найефективнішим рішенням за умови високих потоків та інвестицій у реконструкцію [31].

Транспортування стисненого водню (CGH_2 , 350–700 бар) є технологічно зрілим варіантом для локального транспортування, енергетичні витрати на стиснення становлять орієнтовно 13–18 % за нижчою теплотою згоряння (LHV), що зростає з підвищенням тиску. У [32] було визначено, що для відстаней 50–150 км перевезення CGH_2 є найменш витратним за розрахунками середньозваженої вартості транспортування H_2 (LCOTH), –1,1–1,61 \$/кг.

Зрідження забезпечує високу густину H_2 (≈ 70.9 кг/м³) і, відповідно, зменшує кількість рейсів, але потребує енергоємного процесу зрідження та контролю википання; технологічний ланцюг охоплює попереднє охолодження, зрідження, криогенне зберігання та регазифікацію [29]. Типові питомі витрати на зрідження – 10–14 кВт·год/кг H_2 , що відповідає ~ 30 –40 % LHV. Ця технологія є найменш конкурентною та досягає LCOTH у 5,35 \$/кг, але її економічна доцільність підвищується з відстанню та масштабом партій [32].

Рідкі органічні носії водню (LOHC) сумісні з існуючою нафтопродуктовою логістикою, підвищують безпеку й зменшують транспортні витрати (менше рейсів/рік), але потребують гідратування / дегідратування на вихідному пункті [30, 31]. Для наземної дистрибуції LOHC демонструють конкурентність на відстанях >150 км (1,49–1,9 \$/кг) [32].

Аміак (NH_3) як носій H_2 є доречним для далеких морських перевезень через зрілу інфраструктуру та високу густину H_2 в носії (107–121 кг/м³). Транспортування NH_3 є простішим та дешевшим за транспортування чистого H_2 , через м'якші криогенні вимоги (мінус 33°C) та відсутність високих енерговитрат на зрідження [33]. Проте для конверсії NH_3 у H_2 на місці споживання необхідний процес крекінгу; за оцінками [33], витрати енергії на крекінг становлять ~ 1 ГДж/т NH_3 , в такому випадку ефективність транспортування (за масою H_2) ~ 75 %. Морське транспортування NH_3 суднами демонструє LCOTH в межах $\sim 0,3$ –10,2 \$/кг залежно від відстані і масштабу партії і зазвичай вигідніше на відстанях > 200 км. Трубопровідне транспортування NH_3 демонструє LCOTH в межах $\sim 0,2$ –15 \$/кг та є вигіднішим на відстанях < 200 км [34].

Вибір методу транспортування визначається відстанню, масштабом партії і вимогами до стану H_2 на виході. На коротких відстанях перевага CGH_2 пов'язана не стільки з енергією стиснення, скільки з логістичною простотою; на >150 км за багатьох сценаріїв LOHC переходить у мінімум LCOTH (1,49–1,9 \$/кг); для великих партій і морських перевезень доцільними є LH_2/NH_3 завдяки високій густині H_2 і, відповідно, меншій кількості рейсів.

Використання зеленого водню у паливних комірках

Для того щоб використати енергетичний потенціал зеленого водню в більшості застосувань, необхідне його зворотнє перетворення в електроенергію. Цього можна досягти за допомогою паливних комірок або теплових двигунів.

Паливні комірки – це електрохімічні пристрої, які перетворюють хімічну енергію водню шляхом електрохімічної реакції з окиснювачем, таким як кисень, в електричну енергію. Під час хімічної реакції

вода (рідина або пара) і тепло виробляються як побічні продукти [35]. Протягом багатьох років було розроблено кілька технологій паливних комірок, та їх класифікація, насамперед, базується на електроліті, умовах експлуатації та паливі / окиснювачі. Залежно від електроліту та специфічних іонів, таких як H^+ , OH^- , O_2^- , H_3O^+ і CO_3^{2-} , ці технології можна класифікувати як протонно-обмінні мембранні паливні комірки (ПОМПК), твердооксидні паливні комірки (ТОПК), лужні паливні комірки (ЛПК), фосфорно-кислотні паливні комірки (ФКПК) і розплав-карбонатні паливні комірки (РКПК) [38]. Категорія ПОМПК може бути додатково сегментована на низькотемпературні ПОМПК (НТ-ПОМПК), високотемпературні ПОМПК (ВТ-ПОМПК) і паливні комірки з прямим метанолом (ПМПК) [36]. Категорія ТОПК поділяється на киснепровідні твердооксидні паливні комірки та протонопровідні [37]. Останні визначаються як протонопровідні керамічні паливні комірки (ПКПЕ). Крім того, з появою аніонообмінних мембран, традиційні рідкі лужні електроліти потенційно можуть бути витіснені, внаслідок чого утворюються аніонообмінні мембранні паливні комірки (АОМПК) [36].

Переваги та недоліки ПК наведені в таблиці 6.

Таблиця 6. Огляд переваг та недоліків технологій ПК [35–41]

	Переваги	Недоліки
ЛПК	- Висока питома потужність - Покращені характеристики катодів - Каталізатори з недорогоцінних металів - Низькі витрати на матеріали - Недорогий електроліт - Можливість швидкого запуску	- Чутливість до домішок у паливі / окислювачі - Складна заміна електроліту - Складність системи
ПОМПК	- Висока питома потужність - Міцна конструкція - Швидкий пуск - Моніторинг навантаження - Покращена стабільність циклу - Тривалий термін служби	- Потреба у зволоженні та управлінні водними ресурсами, що ускладнює проектування - Складність утилізації відпрацьованого тепла - Потреба у каталізаторах з дорогоцінних металів
ФКПК	- Довготривала надійність - Економічно вигідний електроліт - Відсутність управління водою - Легке охолодження	- Низька питома потужність - Потреба в платинових каталізаторах - Тривалий час запуску - Корозійний електроліт
РКПК	- Покращена кінетика реакції - Сумісність з гібридним циклом - Тривалий термін служби - Каталізатори з неблагородних металів	- Корозійна активність розплавленого електроліту - Тривалий час запуску - Низький питомий струм та потужність
ТОПК	- Покращена кінетика реакції - Гнучкість у використанні палива - Сумісність з гібридним циклом - Каталізатори з недорогоцінних металів - Проста і надійна конструкція	- Проблеми з ущільненням - Проблема теплового розширення, погана здатність до термоцикування - Тривалий час пуску - Обмеження в динамічному навантаженні - Висока вартість сировини

Відповідно до останнього огляду галузі паливних комірок у відкритому доступі за 2022 рік [42], поставки систем на паливних комірках зросли з 2,300 МВт у 2021 році до 2,5 ГВт у 2022 році.

ПОМПК продовжували лідувати на ринку паливних комірок у поставках як за обсягом, так і за потужністю. З майже 90 500 паливних комірок, поставлених у 2022 році, понад 55 000 були ПОМПК. За потужністю ПОМПК досягли 2 151 МВт, що становить 86 % від загального обсягу поставок. Кількість ТОПК зросла з трохи більше 25 000 одиниць у 2021 році до майже 27 000 одиниць у 2022 році. Потужність зросла з 207 МВт у 2021 році до 249 МВт у 2022 році. Значною мірою це пов'язано зі

збільшенням продажів Bloom Energy. Обсяги поставок установок ФКПК фактично знизилися з приблизно 95 МВт у 2021 році до лише 56 МВт у 2022 році. З понад 5 000 одиниць ПМПК у 2021 році кількість відвантажень зросла до майже 8 000 одиниць у 2022 році. Більшість з них – від SFC Energy, що продовжила свій повільний рух до прибутковості, продавши вже понад 60 000 одиниць. ЛПК отримує дедалі більше визнання – до 2022 року здійснено понад 100 поставок по всьому світу. Більшість з них – від GenCell, в основному для віддаленого телекомунікаційного резервування установок відновлюваної енергетики. Компанія AFC Energy, що почала свою діяльність у 2006 році, нарешті почала поставляти установки для перших користувачів. Оцінюється, що протягом 2022 року було продано до 10 установок. До кінця 2021 року світова кількість транспортних засобів на паливних комірках зросла до понад 51000, що значно більше, ніж 33000 у 2020 році, а до 2022 року ця цифра перевищила 72000, тоді як кількість водневих заправних станцій досягла 1020. Стационарні установки, тобто установки, призначені, насамперед, для виробництва електроенергії, оцінювалися в 348 МВт. Переносні установки, інтегровані в різну продукцію, становили щонайменше 0,7 МВт [43].

Напрями стаціонарного використання водню

У стаціонарних установках інтеграція підсистеми зеленого водню в системи на основі відновлюваних джерел енергії може запропонувати додаткові можливості зберігання, що сприятиме підвищенню гнучкості під час врегулювання динамічних навантажень. Крім того, це може підвищити рівень самозабезпеченості та декарбонізації. Таким чином, система на основі зеленого водню може згладжувати значні часові коливання з точки зору накопичення та реутилізації енергії протягом тривалих періодів часу [44].

За останнє десятиліття було запропоновано кілька досліджень енергосистем і установок, що включають підсистеми зеленого водню [45]. Це, як правило, системи з розподіленою енергією, де єдиним вихідним продуктом є електроенергія. Це надійні, практичні і відносно прості з точки зору конфігурації та експлуатації установки; вони можуть суттєво допомогти в децентралізації і тим самим обмежити перевантаження, що виникають у центральній енергосистемі. Однак повна автономія зазвичай асоціюється з великими сховищем для зберігання водню, що може бути проблематичним для житлових / комерційних об'єктів через естетичні проблеми та проблеми безпеки. Дослідження [46] демонструє повністю автономну енергосистему з нульовим рівнем викидів для житлових будинків, що складається з фотоелектричної установки та підсистеми зеленого водню (включаючи ПОМПК та сховища стисненого водню), що була підібрана таким чином, щоб повністю відповідати різному річному профілю навантаження. Техніко-економічний аналіз показав, що питома вартість електроенергії може стати більш конкурентоспроможною, якщо збільшити термін служби установок ПОМПК, одночасно зменшивши питомі витрати фотоелектричних установок. Непропорційно великий розмір сховища для зберігання водню, необхідний для повної автономії протягом усього року, був визначений як один з найбільш важливих недоліків. У дослідженні [47] запропоновано підключену до мережі фотоелектричну систему, яка складається з електричного двошарового конденсаторного блока, інтегрованого з підсистемою зеленого водню, що зі свого боку складається з протонно-обмінного мембранного електролізера, сховища металогідридів та блоків ПОМПК. Автори запропонували перенести навантаження, що спочатку задовольнялося блоками електролізерів і ПОМПК, на конденсатор, щоб уникнути низького коефіцієнта завантаження і, таким чином, зниження ефективності системи. Значна кількість досліджень зосереджена на інтеграції системи енергоменеджменту в загальну енергетичну систему, оскільки це сприяє оптимальному керуванню інтегрованими компонентами і ресурсами, оптимізує процедури контролю і продуктивності, полегшує автоматизацію збору даних і дозволяє використовувати інструменти онлайн-моніторингу [48].

Енергосистеми на основі зеленого водню мають великий потенціал для застосування в теплоенергетичних установках завдяки виробленню тепла (у вигляді пари) як побічного продукту, що може бути утилізований для задоволення теплових навантажень [49], або у випадку високотемпературного тепла, що відводиться від ТОПК, для виробництва додаткової електроенергії в газових та/або парових турбінних циклах. Ці високоефективні комбінації виробництва енергії створять

необхідні та достатні умови для значного скорочення викидів вуглецю. У [50] змодельовано систему «Сонячні панелі-ТОПК-Твердоокисний електролізер» для забезпечення електричного навантаження 100 кВт. Автори провели економічний аналіз на основі річного виробництва електроенергії в системі та визначили конкурентну вартість одиниці електроенергії ($\sim 0,068 \$/\text{кВт}\cdot\text{год}$). У [51] запропоновано «сонячно-зелено-водневу» систему, в якій високотемпературна пара від концентрованої фотоелектричної установки подається до твердоокисного електролізера. Автори визначили, що середньозважена вартість водню наразі є дуже високою ($\sim 4,6 \$/\text{кг}$) і має знизитися до $\sim 1,7 \$/\text{кг}$ до 2030 року, щоб стати економічно конкурентоспроможною порівняно з сірим воднем. Дослідження [52] демонструє систему «Сонячні панелі-ПОМПК-Протонно-обмінний мембранний електролізер», де було визначено, що рекуперація тепла відіграє важливу роль, оскільки вона допомагає підвищити ефективність в обох випадках з 18 % до 59 % для конфігурацій з використанням лише електроенергії та теплової енергії відповідно.

Окрім одночасного виробництва електроенергії, опалення та/або охолодження також можливо генерувати додаткові продукти у так званих багатовекторних енергетичних системах (також відомих як когенерація або системи полігенерації) [53]. Нещодавні дослідження вивчали експорт водню для заправки транспортних засобів на ПК та забезпечення теплом мереж централізованого теплопостачання. У [54] запропоновано багатовекторну енергетичну систему, де разом із виробництвом електроенергії та тепла надлишковий зелений водень експортується як вихідний продукт. Система включає блок протонно-обмінних мембранних електролізерів, де надлишкове тепло експортується в мережу централізованого теплопостачання. У [55] проведено техніко-економічне дослідження запропонованої фотоелектричної системи, яка одночасно забезпечувала електроенергією і теплом житловий район, а також воднем для заправки транспортних засобів на ПК. Система включала блок ТОПК для виробництва електроенергії та тепла, а також блок протонно-обмінних мембранних електролізерів для виробництва водню. Інші нещодавні дослідження були зосереджені на можливості виробництва опрісненої води в інтегрованих енергосистемах на основі зеленого водню. У [56] проведено техніко-економічний аналіз системи на основі фотоелектричних перетворювачів на промисловому рівні, що складається з електролізера, що живиться опрісненою морською водою, отриманою за допомогою комбінованого зворотного осмосу або низькотемпературної дистиляції. Були розглянуті різні конфігурації системи, що включали (залежно від обраної конфігурації) наступні блоки: зворотний осмос морської води, безперервна електродеіонізація, низькотемпературна дистиляція та градирня. Автори визначили, що запропонована система може забезпечити на 85 % нижчі операційні витрати, ніж при зворотному осмосі. Дослідження [57] демонструє можливість розробки багатовекторної енергетичної системи для побутового застосування, здатної генерувати електроенергію, тепло, охолодження та воду. Система складалася з фотоелектричних теплових колекторів для виробництва електроенергії та тепла, теплового насоса для охолодження / обігріву приміщення, блока паливних комірок для виробництва додаткової електроенергії та тепла, електролізера для виробництва водню та блока зворотного осмосу для виробництва питної води та гарячої води для побутових потреб. У [58] виконано оптимізацію моделі системи, що складається з підсистеми зеленого водню (включаючи протонно-обмінний мембранний електролізер, ПОМПК і накопичувачі) та опріснювальної установки зворотного осмосу, щоб мінімізувати загальну вартість системи, втрати при передачі електроенергії та обмеження потужності. Автори визначили, що запропонована система має потенціал скорочення викидів вуглецю до 42 % порівняно з більш традиційними методами.

Мікромережі з утилізацією зеленого водню дозволяють більш оптимально використовувати місцеві відновлювані джерела енергії, оскільки вони включають сезонне зберігання енергії, а також усувають втрати при передачі та розподілі, що неминучі на централізованих електростанціях [59]. Останнім часом було проведено багато досліджень мікромереж на основі сонячних фотоелектричних та/або вітроенергетичних установок, що включають як установки для виробництва, зберігання та використання водню, так і акумуляторні накопичувачі [60]. Зокрема, надлишок енергії, що генерується протягом літнього та міжсезонного періодів, утилізується у зимовий період, коли електроенергія, що генерується фотоелектричними установками, обмежена [61]. У деяких дослідженнях основна увага

приділяється вдосконаленню існуючих конфігурацій або проведенню техніко-економічних досліджень з метою зниження вартості та підвищення продуктивності. У [62] виконано вдосконалення існуючої мікромережі на базі університету за допомогою трьох варіантів інтеграції для розподілу надлишкової електроенергії, виробленої фотоелектричними установками, до: (а) акумуляторних батарей, (б) електролізерної установки для генерації водню з подальшим використанням у газотурбінній установці та (в) електролізерної установки для генерації водню з подальшим використанням у паливних комірках. Автори розглянули встановлення максимальної геопросторово обмеженої кількості фотоелектричних панелей, що призвело до 20 % прямого споживання, і дійшли висновку, що варіант (а) є найкращим для короткострокового використання (тобто до одного дня), тоді як для більш тривалих періодів найкращим є варіант (в). У [63] розроблено модель фотоелектричної водневої мікромережі для аналізу економічних змін та змін викидів при збільшенні потужностей. У [61] виконано техніко-економічне обґрунтування мікромережі «Сонячні панелі-Вітрова турбіна-Зелений водень» для дослідження її потенціалу сезонного зберігання енергії. Автори дійшли висновку, що заміна дизельних генераторів запропонованою мікромережею може скоротити викиди вуглецю до 27 %. У [64] розроблено модель «зеленої» водневої мікромережі з сонячними панелями для застосування в одному домогосподарстві. Автори дійшли висновку, що для такого дуже маломасштабного застосування це наразі є економічно неефективним варіантом, насамперед, через високі капітальні витрати на електролізер і паливні комірки. У [58] розроблено модель змішаного цілочисельного лінійного програмування для визначення розмірів компонентів мікромережі на основі вітрових турбін. Під час аналізу чутливості було визначено, що низька ефективність електролізера збільшує загальну вартість системи, тоді як висока ефективність паливних комірок має найбільший вплив на мінімізацію загальної вартості системи. У [65] розроблено стратегію оптимізації для мікромережі «Сонячні панелі-Акумуляторні накопичувачі-Зелений водень», щоб максимізувати використання електроенергії від фотоелектричної установки, визначивши два параметри продуктивності, а саме «незадоволене електричне навантаження» і «надлишкову електроенергію». У [66] розроблено методологію оптимізації для проєктування мікромереж фотоелектричних установок з акумуляторними накопичувачами, інтегрованих зі сховищем водню, тепловим насосом і накопичувачем теплової енергії, для ефективного керування взаємодією компонентів, включаючи визначення параметрів електролізера і паливних комірок для максимізації ефективності зберігання.

Зелений водень для промислових процесів

Окремий інтерес становлять енергоємні галузі, в яких саме процес, а не лише електропостачання, є джерелом викидів CO₂. До таких галузей належать сталеливарна промисловість (відновлення заліза без коксу), хімічна промисловість (виробництво аміаку / метанолу на основі водню з електролізу), паперова та поліграфічна промисловість (керування тепловими навантаженнями і піковими споживаннями через гнучкі електролізерні модулі), а також розподілені виробничі галузі, де електролізери використовуються як локальні поглиначі надлишкової потужності і засіб зниження викидів.

Зелений водень розглядався як можлива робоча сировина, яка може допомогти декарбонізувати кілька промислових процесів [67], а також забезпечити більшу автономність і захищеність від постійних коливань ринку. У нещодавньому дослідженні [68] було виявлено, що інтеграція зеленого водню в кілька промислових застосувань дає змогу скоротити викиди вуглецю в межах 30–85 % (залежно від конкретних випадків). У техніко-економічному дослідженні [69] було підкреслено важливість інтеграції електролізерних установок для регулювання перевантажень, особливо у випадку розподілених галузей промисловості, таких як хімічна, паперова та поліграфічна промисловість. У [70] проведено техніко-екологічне дослідження для промислового сектору Кореї, спрямоване на скорочення викидів парникових газів до 2050 року, що показало, що якщо електрифікація досягне 41 %, то викиди парникових газів скоротяться щонайменше до 26 % порівняно зі звичайним рівнем викидів. У нещодавніх дослідженнях проникнення зеленого водню також вивчалось для конкретних промислових застосувань. У [71] досліджено використання зеленого водню у сталеливарній промисловості для

скорочення викидів вуглецю на сталеливарних заводах. Автори запропонували скоротити споживання енергії та викиди вуглецю шляхом рекуперації високоякісного тепла, що відводиться із супутніх процесів, і подальшого використання його в розплавлених шлакових продуктах. У схожому дослідженні [72] проведено техніко-економічний аналіз для сталеливарної промисловості з використанням наземної генерації зеленого водню з вітровими турбінами з урахуванням різних варіантів конфігурації на основі середньозваженої вартості водню. Результати дослідження показали, що інтеграція зеленого водню на заводах може допомогти скоротити викиди вуглецю до 88 %, хоча це вимагатиме збільшення загальних витрат, із середньозваженою вартістю водню $\sim 6,5 \$/\text{kgH}_2$.

4. Обговорення

Конкурентоспроможність енергосистем на основі зеленого водню залежить від вирішення кількох ключових проблем:

- Проникнення енергосистем на основі зеленого водню на енергетичні ринки відбувається повільно через високу капітальну вартість ключових компонентів (електрогенератори на основі ВДЕ, паливні комірки та електролізери). Хоча в останні роки вартість однієї з найперспективніших технологій (сонячні панелі) значно знизилася, однією з найбільших проблем на сьогоднішній день є виробництво зеленого водню за конкурентною ціною. Нинішній високий показник середньозваженої вартості водню є результатом високої капітальної вартості більшості електролізерних технологій. З іншого боку, вартість більшості відповідних типів паливних комірок (наприклад, ПОМПК і ТОПК) також значно знизилася, але необхідне подальше зниження.

- Практична відсутність повністю готових рішень енергосистем на основі зеленого водню робить їх неконкурентоспроможними, оскільки збірка індивідуальних рішень вимагає високих трудових і виробничих витрат.

У найближчому майбутньому значний потенціал для досліджень і розробок мають наступні сфери:

- Децентралізоване застосування є однією з областей, що викликають значний інтерес для використання зеленого водню, оскільки вони дозволяють системам працювати з високим рівнем автономності протягом усього року. Це допомагає обмежити перевантаження в центральній електромережі та додатково зменшити пікові навантаження на електростанції, що входять до складу ОЕС України.

- Технології «Power-to-GreenHydrogen» можуть забезпечити значну перевагу з точки зору збільшення частки відновлюваних джерел енергії в різних сферах застосування та масштабах. Крім того, зелений водень забезпечує необхідну гнучкість для підвищення самодостатності децентралізованих рішень та усунення викидів парникових газів через сезонне зберігання.

- Мікромережі з інтегрованими енергосистемами на основі зеленого водню викликають значний інтерес в останніх дослідженнях. Очікується, що такі системи стануть популярними на енергетичному ринку в майбутньому, оскільки вони можуть забезпечити повну (або майже повну) автономію зі 100 % потужністю та корисною енергією на основі відновлюваних джерел енергії. Оскільки мікромережі можуть працювати за схемами високої гнучкості (автономно, з'єднані з іншими мікромережами або підключені до центральної мережі), вони значною мірою усувають потребу у великих водневих сховищах, що також сприяє зниженню загальних капітальних витрат.

5. Висновки

У роботі систематизовано технологічний ланцюг «виробництво–зберігання–транспортування–використання» зеленого водню в контексті стаціонарного застосування у промислових процесах.

На боці генерації розглянуто лужні, протонно-обмінні мембранні та твердооксидні електролізери з їхніми компромісами між капітальними й операційними витратами та ККД; на боці зберігання — стиснений H_2 (CGH₂), зріджений H_2 (LH₂), рідкі органічні носії водню (LOHC) та аміак (NH₃) з типовими діапазонами робочих параметрів і питомих витрат.

Для логістики встановлено, що CGH₂ є доцільним на коротких відстанях / невеликих потоках; LOHC стають конкурентними на відстанях > 150 км; NH₃ і LH₂ релевантні для великих партій та

морських перевезень, хоч і потребують додаткових перетворень (зрідження / крекінг) з відповідними енерговитратами.

Для кінцевого використання показано, що мікромережі з підсистемою H_2 забезпечують високу гнучкість і можуть зменшувати потребу у великих сезонних сховищах завдяки оптимальному управлінню режимами роботи, тоді як у важкій промисловості H_2 відкриває прямі маршрути глибокої декарбонізації.

Отже, застосування водню слід зосереджувати у секторах, де воно термодинамічно й економічно обґрунтоване: чорна металургія, хімічна промисловість (аміак, метанол), нафтопереробка (гідропроекти), а також енергосистеми з довготривалим (сезонним) зберіганням і мультивекторною інтеграцією. Перспективні тенденції розвитку водневих технологій – здешевлення електролізерів, підвищення довговічності паливних комірок, зниження втрат у ланцюгах стискання / зрідження / крекінгу, а також безпека і стандартизація інфраструктури. Такий вектор розвитку водневих технологій, як показав наш огляд, є найбільш оптимістичним і релістичним з точки зору масштабування декарбонізаційних технологій та підвищення надійності енергопостачання, енергетичної безпеки в цілому.

Посилання

1. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2019. Paris, 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (Last accessed: 06.12.2025).
2. United Nations Framework Convention on Climate Change. Paris Agreement. Bonn, 2015. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (Last accessed: 06.12.2025).
3. Sotnyk I., Sasse J.-P., Trutnevyyte E. Decarbonizing Ukraine's electricity sector in 2035: scenario analysis. *Energy and Climate Change*. 2024. Vol. 6. 100170. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2024.100170>
4. Boichenko S. Benchmarking the efficiency of hydrogen accumulation and storage as a motor fuel. *Science-Based Technologies*. 2020. Vol. 48. No. 4. P. 496–512. <https://doi.org/10.18372/2310-5461.48.15093>
5. Boichenko S., Kuberskyi I., Shkilniuk I., Danilin O., Kryuchkov A., Rozen V., Khotian A., Sokolovska N., Yakovlieva A., Pavlovskyi M. Prospects of electricity generation through the use of alternative sources such as waste tires processing products. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2024. Vol. 5. No. 8(131). P. 6–21. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2024.313823>
6. Boichenko S., Chen L. Comparative analysis of hydrogen production, accumulation, distribution, and storage systems. *System Research in Energy*. 2024. No. 3(79). P. 13–20. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.03.013>
7. Boichenko S., Danilin O., Shkilniuk I., Yakovlieva A., Khotian A., Pavlovskyi M., Lysak R., Shamanskyi S., Kryuchkov A., Tarasiuk O. Substantiating the expediency of using hydrogen fuel cells in electricity generation. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. Vol. 3. No. 8(123). P. 17–29. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.280046>
8. Boichenko S., Tarasiuk O. World Practices and Prospects of Using Hydrogen as a Motor Fuel. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) (pp. 1–6). Kyiv, Ukraine, 2022. <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969276>
9. Bornemann L., Lange J., Kaltschmitt M. A rigorous optimization method for long-term multi-stage investment planning: Integration of hydrogen into a decentralized multi-energy system. *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 117–139. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.11.079>
10. Wang J., Webley P. A., Hughes T. J. Thermodynamic modelling of low fill levels in cryogenic storage tanks for application to liquid hydrogen maritime transport. *Applied Thermal Engineering*. 2024. Vol. 256. 124054. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124054>
11. Marocco P., Novo R., Lanzini A., Mattiazzo G., Santarelli M. Towards 100% renewable energy systems: The role of hydrogen and batteries. *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 57. 106306. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106306>
12. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2025. Paris, 2025. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025> (Last accessed: 06.12.2025).
13. Inamuddin I., Altalhi T., Adnan S. M., Amin M. A. Hydrogen Production. Hoboken, NJ; Beverly, MA: Wiley–Scrivener, 2022. 350 p. ISBN 978-1-119-82934-8.
14. Yousaf M., Deng J., Liu Y., He C., Chen T., Tao Y., Shao J. Advances in Materials Development for Solid Oxide Electrolysis: To Overcome Fuel Efficiency and Durability Challenges via Nanoengineering Techniques. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. 2025. Vol. 13. Iss. 43. P. 18377–18408. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.5c02200>
15. Franzmann D., Heinrichs H., Lippkau F., Addanki T., Winkler C., Buchenberg P., Hamacher T., Blesl M., Linßen J., Stolten D. Green hydrogen cost-potentials for global trade. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48. Iss. 85. P. 33062–33076. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.012>

16. Marini S., Salvi P., Nelli P., Pesenti R., Villa M., Berrettoni M., Zangari G., Kirov Y. Advanced alkaline water electrolysis. *Electrochimica Acta*. 2012. Vol. 82. P. 384–391. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2012.05.011>
17. Sebbahi S., Nabil N., Alaoui-Belghiti A., Laasri S., Rachidi S., Hajjaji A. Assessment of the three most developed water electrolysis technologies: Alkaline Water Electrolysis, Proton Exchange Membrane and Solid-Oxide Electrolysis. *Materials Today: Proceedings*. 2022. Vol. 66. P. 140–145. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.04.264>
18. Zeng K., Zhang D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2010. Vol. 36. Iss. 3. P. 307–326. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>
19. Brauns J., Schönebeck J., Kraglund M. R., Aili D., Hnát J., Žitka J., Mues W., Jensen J. O., Bouzek K., Turek T. Evaluation of Diaphragms and Membranes as Separators for Alkaline Water Electrolysis. *Journal of the Electrochemical Society*. 2021. Vol. 168. Iss. 1. 014510. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/abda57>
20. Kotowicz J., Baszcieńska O., Niesporek K. Cost of Green Hydrogen. *Energies*. 2024. Vol. 17. Iss. 18. 4651. <https://doi.org/10.3390/en17184651>
21. Zhu P., Mae M., Matsushashi R. Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Hydrogen Production via Water Electrolysis. *Energies*. 2024. Vol. 17. Iss. 7. 1653. <https://doi.org/10.3390/en17071653>
22. Povacz L., Bhandari R. Analysis of the Levelized Cost of Renewable Hydrogen in Austria. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. Iss. 5. 4575. <https://doi.org/10.3390/su15054575>
23. Polakovičová D., Variny M. Evaluating the Role of Hydrogen as an Energy Carrier: Perspectives on Low-Emission Applications. *Hydrogen*. 2025. Vol. 6. Iss. 4. 86. <https://doi.org/10.3390/hydrogen6040086>
24. Berstad D., Gardarsdottir S., Roussanaly S., Voldsund M., Ishimoto Y., Neksa P. Liquid hydrogen as prospective energy carrier: a brief review and discussion of underlying assumptions applied in value chain analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 154. 111772. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111772>
25. Hönig F., Rupakula G. D., Duque-Gonzalez D., Ebert M., Blum U. Enhancing the Levelized Cost of Hydrogen with the Usage of Byproduct Oxygen. *Energies*. 2023. Iss. 16. 4829. <https://doi.org/10.3390/en16124829>
26. Mulder S., Klein S. Techno-Economic Comparison of Electricity Storage with Hydrogen vs. Batteries. *Energies*. 2024. Vol. 17. Iss. 5. 1084. <https://doi.org/10.3390/en17051084>
27. Abdin Z., Khalilpour K., Catchpole K. Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications. *Energy conversion and management*. 2022. Vol. 270. 116241. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116241>
28. Eberle U., Felderhoff M., Schüth F. Chemical and physical solutions for hydrogen storage. *Angewandte Chemie international edition*. 2009. Vol. 48. Iss. 36. P. 6608–6630. <https://doi.org/10.1002/anie.200806293>
29. Kubilay Karayel G., Javani N., Dincer I. A comprehensive assessment of energy storage options for green hydrogen. *Energy conversion and management*. 2023. Vol. 291. 117311. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117311>
30. Aziz M. Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. *Energies*. 2021. Vol. 14. 5917. <https://doi.org/10.3390/en14185917>
31. Klopčič N., Stöhr T., Grimmer I., Sartory M., Trattner A. Refurbishment of Natural Gas Pipelines towards 100% Hydrogen — A Thermodynamic-Based Analysis. *Energies*. 2022. Vol. 15. Iss. 24. 9370. <https://doi.org/10.3390/en15249370>
32. Negro V., Noussan M., Chiaramonti D. The Potential Role of Ammonia for Hydrogen Storage and Transport: A Critical Review of Challenges and Opportunities. *Energies*. 2023. Vol. 16. Iss. 17. 6192. <https://doi.org/10.3390/en16176192>
33. Cava C., Gagliardi G. G., Piscolla E., Borello D. Techno-Economic Analysis of Hydrogen Transport via Truck Using Liquid Organic Hydrogen Carriers. *Processes*. 2025. Vol. 13. Iss. 4. 1081. <https://doi.org/10.3390/pr13041081>
34. Saygin D., Wagner N., Gielen D. Ammonia Production from Clean Hydrogen and the Implications for Global Natural Gas Demand. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. Iss. 2. 1623. <https://doi.org/10.3390/su15021623>
35. Joyo F. H., Falasco A., Groppi D., Sferra A. S., Astiaso Garcia D. Hydrogen and Ammonia Production and Transportation from Offshore Wind Farms: A Techno-Economic Analysis. *Energies*. 2025. Vol. 18. Iss. 9. 2292. <https://doi.org/10.3390/en18092292>
36. O'Hayre R., Cha S.-W., Colella W., Prinz F. B. Chapter 10: Overview of fuel cell systems. *Fuel cell fundamentals* (pp. 347–392). Hoboken, NJ, USA, 2016. <https://doi.org/10.1002/9781119191766.ch10>
37. Larminie J., Dicks A. Fuel cell systems analysed. *Fuel cell systems explained* (pp. 369–389). West Sussex, England, 2013. <https://doi.org/10.1002/9781118878330.ch11>
38. Jiang S. P., Li Q. Protonic ceramic oxide fuel cells, microbial fuel cells, and biofuel cells. *Introduction to fuel cells* (pp. 695–721). Singapore, 2021. https://doi.org/10.1007/978-981-10-7626-8_16
39. Introduction to fuel cells: electrochemistry and materials. *Focus on catalysts*. 2020. Vol. 2020. Iss. 9. 7. <https://doi.org/10.1016/j.focat.2020.08.052>
40. Farooque M., Maru H. C. Fuel cells-the clean and efficient power generators. *Proceedings of the IEEE*. 2001. Vol. 89. Iss. 12. P. 1819–1829. <https://doi.org/10.1109/5.975917>
41. Guan P., Zou Y., Zhang M., Zhong W., Xu J., Lei J., Ding H., Feng W., Liu F., Zhang Y. High-temperature low-humidity proton exchange membrane with “stream-reservoir” ionic channels for high-power-density fuel cells. *Science advances*. 2023. Vol. 9. Iss. 17. <https://doi.org/10.1126/sciadv.adh1386>

42. Baroutaji A., Arjunan A., Ramadan M., Robinson J., Alaswad A., Abdelkareem M. A., Olabi A.-G. Advancements and prospects of thermal management and waste heat recovery of PEMFC. *International journal of thermofluids*. 2021. Vol. 9. 100064. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2021.100064>
43. International Energy Agency (IEA). Global hydrogen review 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> (Last accessed: 06.12.2025).
44. Pavić I., Čović N., Pandžić H. PV–battery–hydrogen plant: cutting green hydrogen costs through multi-market positioning. *Applied energy*. 2022. Vol. 328. 120103. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120103>
45. Shaygan M., Ehyaei M. A., Ahmadi A., El Haj Assad M., Silveira J. L. (2019). Energy, exergy, advanced exergy and economic analyses of hybrid polymer electrolyte membrane (PEM) fuel cell and photovoltaic cells to produce hydrogen and electricity. *Journal of cleaner production*. Vol. 234. P. 1082–1093. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.298>
46. Arsalis A., Alexandrou A. N., Georghiou G. E. Thermoeconomic modeling of a completely autonomous, zero-emission photovoltaic system with hydrogen storage for residential applications. *Renewable energy*. 2018. Vol. 126. P. 354–369. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.060>
47. Zhang Z., Sato K., Nagasaki Y., Tsuda M., Miyagi D., Komagome T., Tsukada K., Hamajima T., Ishii Y., Yonekura D. Continuous operation in an electric and hydrogen hybrid energy storage system for renewable power generation and autonomous emergency power supply. *International journal of hydrogen energy*. 2019. Vol. 44. Iss. 41. P. 23384–23395. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.028>
48. Nasri S., Sami B. S., Cherif A. Power management strategy for hybrid autonomous power system using hydrogen storage. *International journal of hydrogen energy*. 2016. Vol. 41. Iss. 2. P. 857–865. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.085>
49. Zhang Y. Influence of capital cost input on optimized round-trip efficiency of pumped thermal electricity storage under finite time thermoeconomic optimization. *Journal of energy storage*. 2024. Vol. 103. P. 114285. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114285>
50. Akikur R. K., Saidur R., Ping H. W., Ullah K. R. Performance analysis of a co-generation system using solar energy and SOFC technology. *Energy conversion and management*. 2014. Vol. 79. P. 415–430. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.12.036>
51. Zhang Y., Wang Z., Du Z., Li Y., Qian M., Van herle J., Wang L. Techno-economic analysis of solar hydrogen production via PV power/concentrated solar heat driven solid oxide electrolysis with electrical/thermal energy storage. *Journal of energy storage*. 2023. Vol. 72. 107986. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107986>
52. Byun J., Go J., Kim C., Heo Y. Reliability, economic, and environmental analysis of fuel-cell-based hybrid renewable energy networks for residential communities. *Energy conversion and management*. 2023. Vol. 284. 116964. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116964>
53. Cao S., Alanne K. Technical feasibility of a hybrid on-site H₂ and renewable energy system for a zero-energy building with a H₂ vehicle. *Applied energy*. 2015. Vol. 158. P. 568–583. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.009>
54. Burrin D., Roy S., Roskilly A. P., Smallbone A. A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network. *Energy conversion and management*. 2021. Vol. 246. 114686. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114686>
55. Wilke C., Bensmann A., Martin S., Utz A., Hanke-Rauschenbach R. Optimal design of a district energy system including supply for fuel cell electric vehicles. *Applied energy*. 2018. Vol. 226. P. 129–144. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.102>
56. Ellersdorfer P., Omar A., Taylor R. A., Daiyan R., Leslie G. Multi-effect distillation: a sustainable option to large-scale green hydrogen production using solar energy. *International journal of hydrogen energy*. 2023. Vol. 48. Iss. 81. P. 31491–31505. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.261>
57. Jafarian M., Assareh E., Ershadi A., Wang X. Optimal tariffs of resources and users scale size for a combined cooling, heat, power and water (CCHP-RO) system from energy, economic, and environmental point of view. *Energy and buildings*. 2023. Vol. 297. 113480. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113480>
58. Liu B., Rahimpour H., Musleh A. S., Zhang D., Thattai K., Dong Z. Y. Multi-objective optimal day-ahead scheduling of desalination-hydrogen system powered by hybrid renewable energy sources. *Journal of cleaner production*. 2023. Vol. 414. 137737. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137737>
59. Arsalis A., Georghiou G. E., Papanastasiou P. Recent research progress in hybrid photovoltaic–regenerative hydrogen fuel cell microgrid systems. *Energies*. 2022. Vol. 15. Iss. 10. 3512. <https://doi.org/10.3390/en15103512>
60. Giovanniello M. A., Wu X.-Y. Hybrid lithium-ion battery and hydrogen energy storage systems for a wind-supplied microgrid. *Applied energy*. 2023. Vol. 345. 121311. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121311>
61. De la Cruz-Soto J., Azkona-Bedia I., Velazquez-Limon N., Romero-Castanon T. A techno-economic study for a hydrogen storage system in a microgrid located in Baja California, Mexico. Levelized cost of energy for power to gas to power scenarios. *International journal of hydrogen energy*. 2022. Vol. 47. Iss. 70. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.026>
62. Thai C., Brouwer J. Decarbonizing a solar PV and gas turbine microgrid with hydrogen and batteries. *Energy conversion and management*. 2023. Vol. 292. 117391. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117391>

63. Okubo T., Shimizu T., Hasegawa K., Kikuchi Y., Manzhos S., Ihara M. Factors affecting the techno-economic and environmental performance of on-grid distributed hydrogen energy storage systems with solar panels. *Energy*. 2023. Vol. 269. 126736. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126736>
64. Navas S. J., Cabello González G. M., Pino F. J. Hybrid power-heat microgrid solution using hydrogen as an energy vector for residential houses in Spain. A case study. *Energy conversion and management*. 2022. Vol. 263. P. 115724. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115724>
65. Sharma R., Murthy S. S., Dutta P., Rao B. S. Performance of solid state hydrogen storage assisted standalone polygeneration microgrids for various climatic zones of India. *Energy*. 2022. Vol. 258. 124869. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124869>
66. Ancona M. A., Catena F., Ferrari F. Optimal design and management for hydrogen and renewables based hybrid storage micro-grids. *International journal of hydrogen energy*. 2022. Vol. 48. Iss. 54. P. 20844–20860. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.204>
67. Zaiter I., Ramadan M., Bouabid A., El-Fadel M., Mezher T. Potential utilization of hydrogen in the UAE's industrial sector. *Energy*. 2023. Vol. 280. 128108. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128108>
68. Ibrahim Y., Al-Mohannadi D. M. Optimization of low-carbon hydrogen supply chain networks in industrial clusters. *International journal of hydrogen energy*. 2023. Vol. 48. Iss. 36. P. 13325–13342. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.090>
69. Kostelac M., Pavić I., Capuder T. Economic and environmental valuation of green hydrogen decarbonisation process for price responsive multi-energy industry prosumer. *Applied energy*. 2023. Vol. 347. P. 121484. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121484>
70. Lieberwirth M., Hobbie H. Decarbonizing the industry sector and its effect on electricity transmission grid operation—Implications from a model based analysis for Germany. *Journal of cleaner production*. 2023. Vol. 402. 136757. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136757>
71. Yang H. Y., Ahn Y.-H. Analysis of electrification and its greenhouse gas reduction potential in the industrial sector of Korea using mixed methods. *Journal of cleaner production*. 2023. Vol. 419. 138160. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138160>
72. Patnaik D., Pattanaik A. K., Bagal D. K., Rath A. Reducing CO₂ emissions in the iron industry with green hydrogen. *International journal of hydrogen energy*. 2023. Vol. 48. Iss. 61. P. 23449–23458. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.099>
73. Superchi F., Mati A., Carcasci C., Bianchini A. Techno-economic analysis of wind-powered green hydrogen production to facilitate the decarbonization of hard-to-abate sectors: a case study on steelmaking. *Applied energy*. 2023. Vol. 342. P. 121198. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121198>

References

1. International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook 2019*. Retrieved December 6, 2025, from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
2. United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Paris Agreement*. Bonn. Retrieved December 6, 2025, from https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
3. Sotnyk, I., Sasse, J.-P., & Trutnevte, E. (2024). Decarbonizing Ukraine's electricity sector in 2035: scenario analysis. *Energy and climate change*, 6, 100170. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2024.100170>
4. Boichenko, S. (2020). Benchmarking the efficiency of hydrogen accumulation and storage as a motor fuel. *Science-Based Technologies*, 48(4), 496–512. <https://doi.org/10.18372/2310-5461.48.15093>
5. Boichenko, S., Kuberskyi, I., Shkilniuk, I., Danilin, O., Kryuchkov, A., Rozen, V., Khotian, A., Sokolovska, N., Yakovlieva, A., & Pavlovskiy, M. (2024). Prospects of electricity generation through the use of alternative sources such as waste tires processing products. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 5(8) (131), 6–21. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2024.313823>
6. Boichenko, S., & Chen, L. (2024). Comparative analysis of hydrogen production, accumulation, distribution, and storage systems. *System Research in Energy*, 3(79), 13–20. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.03.013>
7. Boichenko, S., Danilin, O., Shkilniuk, I., Yakovlieva, A., Khotian, A., Pavlovskiy, M., Lysak, R., Shamanskyi, S., Kryuchkov, A., & Tarasiuk, O. (2023). Substantiating the expediency of using hydrogen fuel cells in electricity generation. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 3(8) (123), 17–29. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.280046>
8. Boichenko, S., & Tarasiuk, O. (2022). *World Practices and Prospects of Using Hydrogen As a Motor Fuel*. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) (pp. 1–6). Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969276>
9. Bornemann, L., Lange, J., & Kaltschmitt, M. (2025). A rigorous optimization method for long-term multi-stage investment planning: integration of hydrogen into a decentralized multi-energy system. *Energy reports*, 13, 117–139. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.11.079>
10. Wang, J., Webley, P. A., & Hughes, T. J. (2024). Thermodynamic modelling of low fill levels in cryogenic storage tanks for application to liquid hydrogen maritime transport. *Applied Thermal Engineering*, 256, 124054. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124054>

11. Marocco, P., Novo, R., Lanzini, A., Mattiazzo, G., & Santarelli, M. (2023). Towards 100% renewable energy systems: the role of hydrogen and batteries. *Journal of energy storage*, 57, 106306. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106306>
12. International Energy Agency. (2025). *Global hydrogen review 2025*. Paris. Retrieved December 6, 2025, from <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>
13. Inamuddin, I., Altalhi, T., Adnan, S. M., & Amin, M. A. (2022). *Hydrogen production*. Wiley & Sons, Incorporated, John.
14. Yousaf, M., Deng, J., Liu, Y., He, C., Chen, T., Tao, Y., & Shao, J. (2025). Advances in Materials Development for Solid Oxide Electrolysis: To Overcome Fuel Efficiency and Durability Challenges via Nanoengineering Techniques. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 13(43), 18377–18408. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.5c02200>
15. Franzmann, D., Heinrichs, H., Lippkau, F., Addanki, T., Winkler, C., Buchenberg, P., Hamacher, T., Blesl, M., Linßen, J., & Stolten, D. (2023). Green hydrogen cost-potentials for global trade. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(85), 33062–33076. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.012>
16. Marini, S., Salvi, P., Nelli, P., Pesenti, R., Villa, M., Berrettoni, M., Zangari, G., & Kiros, Y. (2012). Advanced alkaline water electrolysis. *Electrochimica acta*, 82, 384–391. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2012.05.011>
17. Sebbahi, S., Nabil, N., Alaoui-Belghiti, A., Laasri, S., Rachidi, S., & Hajjaji, A. (2022). Assessment of the three most developed water electrolysis technologies: Alkaline Water Electrolysis, Proton Exchange Membrane and Solid-Oxide Electrolysis. *Materials today: proceedings*, 66, 140–145. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.04.264>
18. Zeng, K., & Zhang, D. (2010). Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in energy and combustion science*, 36(3), 307–326. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>
19. Brauns, J., Schönebeck, J., Kraglund, M. R., Aili, D., Hnát, J., Žitka, J., Mues, W., Jensen, J. O., Bouzek, K., & Turek, T. (2021). Evaluation of diaphragms and membranes as separators for alkaline water electrolysis. *Journal of the electrochemical society*, 168(1), 014510. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/abda57>
20. Kotowicz, J., Baszczęński, O., & Niesporek, K. (2024). Cost of Green Hydrogen. *Energies*, 17(18), 4651. <https://doi.org/10.3390/en17184651>
21. Zhu, P., Mae, M., & Matsushashi, R. (2024). Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Hydrogen Production via Water Electrolysis. *Energies*, 17(7), 1653. <https://doi.org/10.3390/en17071653>
22. Povacz, L., & Bhandari, R. (2023). Analysis of the Levelized Cost of Renewable Hydrogen in Austria. *Sustainability*, 15(5), 4575. <https://doi.org/10.3390/su15054575>
23. Polakovičová, D., & Variny, M. (2025). Evaluating the Role of Hydrogen as an Energy Carrier: Perspectives on Low-Emission Applications. *Hydrogen*, 6(4), 86. <https://doi.org/10.3390/hydrogen6040086>
24. Berstad, D., Gardarsdottir, S., Roussanaly, S., Voldsund, M., Ishimoto, Y., & Nekså, P. (2022). Liquid hydrogen as prospective energy carrier: a brief review and discussion of underlying assumptions applied in value chain analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154, 111772. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111772>
25. Hönig, F., Rupakula, G. D., Duque-Gonzalez, D., Ebert, M., & Blum, U. (2023). Enhancing the Levelized Cost of Hydrogen with the Usage of Byproduct Oxygen. *Energies*, 16(12), 4829. <https://doi.org/10.3390/en16124829>
26. Mulder, S., & Klein, S. (2024). Techno-Economic Comparison of Electricity Storage with Hydrogen vs. Batteries. *Energies*, 17(5), 1084. <https://doi.org/10.3390/en17051084>
27. Abdin, Z., Khalilpour, K., & Catchpole, K. (2022). Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications. *Energy conversion and management*, 270, 116241. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116241>
28. Eberle, U., Felderhoff, M., & Schüth F. (2009). Chemical and physical solutions for hydrogen storage. *Angewandte chemie international edition*, 48(36), 6608–6630. <https://doi.org/10.1002/anie.200806293>
29. Kubilay Karayel, G., Javani, N., & Dincer, I. (2023). A comprehensive assessment of energy storage options for green hydrogen. *Energy conversion and management*, 291, 117311. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117311>
30. Aziz, M. (2021). Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. *Energies*, 14, 5917. <https://doi.org/10.3390/en14185917>
31. Klopčič, N., Stöhr, T., Grimmer, I., Sartory, M., & Trattner, A. (2022). Refurbishment of Natural Gas Pipelines towards 100% Hydrogen — A Thermodynamic-Based Analysis. *Energies*, 15(24), 9370. <https://doi.org/10.3390/en15249370>
32. Negro, V., Noussan, M., & Chiaramonti, D. (2023). The Potential Role of Ammonia for Hydrogen Storage and Transport: A Critical Review of Challenges and Opportunities. *Energies*, 16(17), 6192. <https://doi.org/10.3390/en16176192>
33. Cava, C., Gagliardi, G. G., Piscolla, E., & Borello, D. (2025). Techno-Economic Analysis of Hydrogen Transport via Truck Using Liquid Organic Hydrogen Carriers. *Processes*, 13(4), 1081. <https://doi.org/10.3390/pr13041081>
34. Saygin, D., Wagner, N., & Gielen, D. (2023). Ammonia Production from Clean Hydrogen and the Implications for Global Natural Gas Demand. *Sustainability*, 15(2), 1623. <https://doi.org/10.3390/su15021623>
35. Joyo, F. H., Falasco, A., Groppi, D., Sferra, A. S., & Astiaso Garcia, D. (2025). Hydrogen and Ammonia Production and Transportation from Offshore Wind Farms: A Techno-Economic Analysis. *Energies*, 18(9), 2292. <https://doi.org/10.3390/en18092292>

36. O'Hayre, R., Cha, S.-W., Colella, W., & Prinz, F. B. (2016). Chapter 10: Overview of fuel cell systems. *Fuel cell fundamentals* (pp. 347–392). Hoboken, NJ, USA. <https://doi.org/10.1002/9781119191766.ch10>
37. Larminie, J., & Dicks, A. (2013). Fuel cell systems analysed. *Fuel cell systems explained* (pp. 369–389). West Sussex, England. <https://doi.org/10.1002/9781118878330.ch11>
38. Jiang, S. P., & Li, Q. (2021). Protonic ceramic oxide fuel cells, microbial fuel cells, and biofuel cells. *Introduction to fuel cells* (pp. 695–721). Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-10-7626-8_16
39. Introduction to fuel cells: electrochemistry and materials. (2020). *Focus on catalysts*, 2020(9), 7. <https://doi.org/10.1016/j.focat.2020.08.052>
40. Farooque, M., & Maru, H. C. (2001). Fuel cells-the clean and efficient power generators. *Proceedings of the IEEE*, 89(12), 1819–1829. <https://doi.org/10.1109/5.975917>
41. Guan, P., Zou, Y., Zhang, M., Zhong, W., Xu, J., Lei, J., Ding, H., Feng, W., Liu, F., & Zhang, Y. (2023). High-temperature low-humidity proton exchange membrane with “stream-reservoir” ionic channels for high-power-density fuel cells. *Science advances*, 9(17). <https://doi.org/10.1126/sciadv.adh1386>
42. Baroutaji, A., Arjunan, A., Ramadan, M., Robinson, J., Alaswad, A., Abdelkareem, M. A., & Olabi, A.-G. (2021). Advancements and prospects of thermal management and waste heat recovery of PEMFC. *International journal of thermofluids*, 9, 100064. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2021.100064>
43. International Energy Agency. (2022). Global hydrogen review 2022. Retrieved December 6, 2025, from <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
44. Pavić, I., Čović, N., & Pandžić, H. (2022). PV–battery–hydrogen plant: cutting green hydrogen costs through multi-market positioning. *Applied energy*, 328, 120103. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120103>
45. Shaygan, M., Ehyaei, M. A., Ahmadi, A., El Haj Assad, M., & Silveira, J. L. (2019). Energy, exergy, advanced exergy and economic analyses of hybrid polymer electrolyte membrane (PEM) fuel cell and photovoltaic cells to produce hydrogen and electricity. *Journal of cleaner production*, 234, 1082–1093. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.298>
46. Arsalis, A., Alexandrou, A. N., & Georghiou, G. E. (2018). Thermoeconomic modeling of a completely autonomous, zero-emission photovoltaic system with hydrogen storage for residential applications. *Renewable energy*, 126, 354–369. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.060>
47. Zhang, Z., Sato, K., Nagasaki, Y., Tsuda, M., Miyagi, D., Komagome, T., Tsukada, K., Hamajima, T., Ishii, Y., & Yonekura, D. (2019). Continuous operation in an electric and hydrogen hybrid energy storage system for renewable power generation and autonomous emergency power supply. *International journal of hydrogen energy*, 44(41), 23384–23395. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.028>
48. Nasri, S., Sami, B. S., & Cherif, A. (2016). Power management strategy for hybrid autonomous power system using hydrogen storage. *International journal of hydrogen energy*, 41(2), 857–865. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.085>
49. Zhang, Y. (2024). Influence of capital cost input on optimized round-trip efficiency of pumped thermal electricity storage under finite time thermoeconomic optimization. *Journal of energy storage*, 103, 114285. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114285>
50. Akikur, R. K., Saidur, R., Ping, H. W., & Ullah, K. R. (2014). Performance analysis of a co-generation system using solar energy and SOFC technology. *Energy conversion and management*, 79, 415–430. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.12.036>
51. Zhang, Y., Wang, Z., Du, Z., Li, Y., Qian, M., Van herle, J., & Wang, L. (2023). Techno-economic analysis of solar hydrogen production via PV power/concentrated solar heat driven solid oxide electrolysis with electrical/thermal energy storage. *Journal of energy storage*, 72, 107986. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107986>
52. Byun, J., Go, J., Kim, C., & Heo, Y. (2023). Reliability, economic, and environmental analysis of fuel-cell-based hybrid renewable energy networks for residential communities. *Energy conversion and management*, 284, 116964. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116964>
53. Cao, S., & Alanne, K. (2015). Technical feasibility of a hybrid on-site H₂ and renewable energy system for a zero-energy building with a H₂ vehicle. *Applied energy*, 158, 568–583. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.009>
54. Burrin, D., Roy, S., Roskilly, A. P., & Smallbone, A. (2021). A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network. *Energy conversion and management*, 246, 114686. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114686>
55. Wilke, C., Bensmann, A., Martin, S., Utz, A., & Hanke-Rauschenbach, R. (2018). Optimal design of a district energy system including supply for fuel cell electric vehicles. *Applied energy*, 226, 129–144. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.102>
56. Ellersdorfer, P., Omar, A., Taylor, R. A., Daiyan, R., & Leslie, G. (2023). Multi-effect distillation: a sustainable option to large-scale green hydrogen production using solar energy. *International journal of hydrogen energy*, 48(81), 31491–31505. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.261>
57. Jafarian, M., Assareh, E., Ershadi, A., & Wang, X. (2023). Optimal tariffs of resources and users scale size for a combined cooling, heat, power and water (CCHP-RO) system from energy, economic, and environmental point of view. *Energy and buildings*, 297, 113480. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113480>
58. Liu, B., Rahimpour, H., Musleh, A. S., Zhang, D., Thattai, K., & Dong, Z. Y. (2023). Multi-objective optimal day-ahead scheduling of desalination-hydrogen system powered by hybrid renewable energy sources. *Journal of cleaner production*, 414, 137737. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137737>

59. Arsalis, A., Georghiou, G. E., & Papanastasiou, P. (2022). Recent research progress in hybrid photovoltaic–regenerative hydrogen fuel cell microgrid systems. *Energies*, 15(10), 3512. <https://doi.org/10.3390/en15103512>
60. Giovanniello, M. A., & Wu, X.-Y. (2023). Hybrid lithium-ion battery and hydrogen energy storage systems for a wind-supplied microgrid. *Applied energy*, 345, 121311. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121311>
61. De la Cruz-Soto, J., Azkona-Bedia, I., Velazquez-Limon, N., & Romero-Castanon, T. (2022). A techno-economic study for a hydrogen storage system in a microgrid located in baja California, Mexico. Levelized cost of energy for power to gas to power scenarios. *International journal of hydrogen energy*, 47(70). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.026>
62. Thai, C., & Brouwer, J. (2023). Decarbonizing a solar PV and gas turbine microgrid with hydrogen and batteries. *Energy conversion and management*, 292, 117391. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117391>
63. Okubo, T., Shimizu, T., Hasegawa, K., Kikuchi, Y., Manzhos, S., & Ihara, M. (2023). Factors affecting the techno-economic and environmental performance of on-grid distributed hydrogen energy storage systems with solar panels. *Energy*, 269, 126736. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126736>
64. Navas, S. J., Cabello González, G. M., & Pino, F. J. (2022). Hybrid power-heat microgrid solution using hydrogen as an energy vector for residential houses in Spain. A case study. *Energy conversion and management*, 263, 115724. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115724>
65. Sharma, R., Murthy, S. S., Dutta, P., & Rao, B. S. (2022). Performance of solid state hydrogen storage assisted standalone polygeneration microgrids for various climatic zones of India. *Energy*, 258, 124869. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124869>
66. Ancona, M. A., Catena, F., & Ferrari, F. (2022). Optimal design and management for hydrogen and renewables based hybrid storage micro-grids. *International journal of hydrogen energy*, 48(54), 20844–20860. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.204>
67. Zaiter, I., Ramadan, M., Bouabid, A., El-Fadel, M., & Mezher, T. (2023). Potential utilization of hydrogen in the UAE's industrial sector. *Energy*, 280, 128108. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128108>
68. Ibrahim, Y., & Al-Mohannadi, D. M. (2023). Optimization of low-carbon hydrogen supply chain networks in industrial clusters. *International journal of hydrogen energy*, 48(36), 13325–13342. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.090>
69. Kostelac, M., Pavić, I., & Capuder, T. (2023). Economic and environmental valuation of green hydrogen decarbonisation process for price responsive multi-energy industry prosumer. *Applied energy*, 347, 121484. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121484>
70. Lieberwirth, M., & Hobbie, H. (2023). Decarbonizing the industry sector and its effect on electricity transmission grid operation—Implications from a model based analysis for Germany. *Journal of cleaner production*, 402, 136757. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136757>
71. Yang, H. Y., & Ahn, Y.-H. (2023). Analysis of electrification and its greenhouse gas reduction potential in the industrial sector of Korea using mixed methods. *Journal of cleaner production*, 419, 138160. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138160>
72. Patnaik, D., Pattanaik, A. K., Bagal, D. K., & Rath, A. (2023). Reducing CO₂ emissions in the iron industry with green hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 48(61), 23449–23458. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.099>
73. Superchi, F., Mati, A., Carcasci, C., & Bianchini, A. (2023). Techno-economic analysis of wind-powered green hydrogen production to facilitate the decarbonization of hard-to-abate sectors: a case study on steelmaking. *Applied energy*, 342, 121198. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121198>

REVIEW OF TECHNOLOGIES FOR THE PRODUCTION, TRANSPORTATION, STORAGE AND STATIONARY USE OF GREEN HYDROGEN. STATUS AND PROSPECTS

Sergii Boichenko¹, Dr. Sci. (Engin.), Prof., <https://orcid.org/0000-0002-2489-4980>

Pavlo Koshyl¹, <https://orcid.org/0009-0000-2163-8466>

Iryna Shkilniuk^{1*}, PhD, <https://orcid.org/0000-0002-8808-3570>

Oleksandr Danilin¹, PhD, Associate Professor, <https://orcid.org/0000-0003-3207-1156>

Mykhailo Diedov², <https://orcid.org/0009-0001-4003-8316>

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, 37, Beresteysky Ave., Kyiv, 03056, Ukraine;

²Scientific Research Institute, 81, Yuriy Ilyenka St., Kyiv, 04050, Ukraine

*Corresponding author: i_shkilniuk@ukr.net

Abstract. *The global energy landscape is undergoing a transformation due to population growth, rising living standards, and concerns about climate change. The Paris Climate Agreement emphasizes the urgency*

for countries to transition to renewable energy sources. This article discusses various technologies for energy production, storage, and use, with a focus on green hydrogen as an environmentally friendly energy carrier. The article analyzes hydrogen as an energy source, presents its energy characteristics and arguments in favor of using hydrogen as a renewable fuel. The methods of hydrogen generation are presented, emphasizing that water electrolysis is currently the main and most technologically advanced method of generating green hydrogen. Detailed information on the methods of storing green hydrogen in terms of operating temperature and pressure, storage density, storage efficiency, and the present value of hydrogen storage is provided. The method of using green hydrogen in fuel cells, such as proton exchange membrane fuel cells (PEMFCs), solid oxide fuel cells (SOFCs), alkaline fuel cells (AFCs), phosphoric acid fuel cells (PAFCs) and molten carbonate fuel cells (MCFCs), is presented with a description of electrochemical reactions, advantages and disadvantages of different types of fuel cells. A review of scientific literature on the topic of stationary applications of green hydrogen is carried out. In stationary installations, the integration of a green hydrogen subsystem into renewable energy systems can offer additional storage capabilities, which will lead to increased flexibility in meeting dynamic loads. In addition, it can lead to higher levels of self-sufficiency and higher levels of decarbonization. Efficient, smart and innovative integration of green hydrogen power systems with other technologies will contribute to more efficient use of resources and increase the flexibility, resilience and energy security of energy systems.

Keywords: hydrogen, decarbonization, fuel cells, stationary energy, generation, electricity, energy carriers, energy efficiency, electrical complexes, hybrid systems.

Дата першого надходження статті до журналу: 15.09.2025

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 27.01.2026

Дата публікації (оприлюднення): 09.03.2026