

УДК 661.931

## ТЕХНОЛОГІЧНІ ПЕРСПЕКТИВИ ВЕЛИКОМАСШТАБНОГО ВИРОБНИЦТВА НИЗЬКОВУГЛЕЦЕВОГО ВОДНЮ БІЛЯ ДІЮЧИХ БЛОКІВ АЕС В УКРАЇНІ

Снєжкін Ю.Ф.<sup>1</sup>, д. т. н., академік НАН України, Уланов М.М.<sup>2</sup>, к. т. н.<sup>1</sup>Інститут технічної теплофізики НАН України, вул. Марії Капніст, 2а, м. Київ, 03057, Україна, ittf\_ntps@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-9049-3392><sup>2</sup>Інститут технічної теплофізики НАН України, вул. Марії Капніст, 2а, м. Київ, 03057, Україна, e3therm@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0003-4639-8221><https://doi.org/10.31472/tpe.3.2023.6>

Досягнення чистого нульового викиду двоокису вуглецю ( $CO_2$ ) до 2050 року, яке представлено в спеціальному звіті IPCC про глобальне потепління на  $1,5^\circ C$ , підштовхнуло до великомасштабного використання нового безвуглецевого енергетичного носія водню з метою декарбонізації економіки. Виробництво водню за допомогою електролізних установок біля блоків існуючих АЕС України дозволяє організувати великомасштабне його виробництво в короткостроковій перспективі і може слугувати доповненням до виробництва водню з використанням відновлювальних джерел енергії. На основі статистичних даних, щодо роботи енергетичних блоків АЕС на протязі 2018 – 2021 років було розраховано середньорічні коефіцієнти використання встановленої потужності енергоблоків та запропоновано оптимальну електричну потужність електролізної установки. Враховуючи технологічні параметри такої установки а саме, споживання електричної енергії на виробництво 1 кг водню на рівні  $52 \text{ кВт}\cdot\text{год}$  та споживання живильної води у кількості 22 л, отримали загальну продуктивність низьковуглецевого водню у кількості 17417 кг на годину або 148 тис т на рік. А враховуючи недозавантаженість потужностей існуючих АЕС, потенціал виробництва низьковуглецевого водню може сягати від 444 тис т до 592 тис т на рік в короткостроковій перспективі.

Бібл. 20, табл. 3, рис. 5.

**Ключові слова:** низьковуглецевий водень, електроліз, середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності, енергоблоки АЕС.

AWE – лужний електролізер з рідким електролітом;  
 CCS – процес уловлювання та зберігання вуглецю;  
 GMST – глобальна середня температура поверхні;  
 PEM – мембранний електролізер з полімерним електролітом;  
 PWR – водо-водяний ядерний реактор;  
 SOEC – твердооксидний електролізер з електролітом у вигляді твердого оксиду;  
 АЕС – атомна електрична станція;

ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор;  
 ГЕС – гідроелектростанція;  
 ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція;  
 КУ – когенераційна установка;  
 МЕА – міжнародне енергетичне агентство;  
 ОЕС – об'єднана енергосистема України;  
 ТЕС – теплова електростанція;  
 ТЕЦ – теплоелектроцентрально.

**Вступ.** Світ зіткнувся з невідкладною глобальною кліматичною проблемою запобігання підвищенню глобальної середньої температури поверхні (GMST) більш ніж на  $1,5^\circ C$  порівняно з середнім показником доіндустріального періоду, що, ймовірно, матиме серйозні наслідки для здоров'я людини та суспільства [1,2]. Людство вже пройшло 80% шляху до цього порогу: GMST за 2018 – 2022 роки становив близько  $1,2^\circ C$  приблизно в середньому до індустріального періоду [3]. У відповідь на цей виклик більшість країн світу погодилися скоротити викиди в Паризькій угоді [4] з оновленими національними зобов'язаннями під час Глазгоського кліматичного пакту в 2021 р. [5]. Водень є привабливим

енергоносієм, оскільки він не виділяє вуглецю під час спалювання, і тому його використання не сприяє прямим викидам парникових газів [6]. Таким чином, воднева енергетика має відігравати важливу роль у декарбонізації ключових секторів у сучасних суспільствах, включаючи автомобільний і морський транспорт, сталеливарне та хімічне виробництво, а також опалення та охолодження будівель [7,8,9]. Очікується, що до 2025 року на країни з водневою стратегією припадатиме понад 80% світового валового внутрішнього продукту [10]. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) надало дорожню карту [11] для досягнення нульових викидів до 2050 року, зазначаючи, що необхідно близько 530 млн т на рік водню

у всьому світі. Це приблизно в шість разів перевищує попит на водень у 2020 році (близько 90 млн т).

В основі водневих стратегій лежить потреба у виробництві водню з низьким вмістом вуглецю. В даний час близько 96% водню виробляється шляхом парового риформінгу метану або газифікації вугілля [7]. Це нежиттєздатні варіанти, оскільки вони споживають викопне паливо та мають значні викиди вуглекислого газу [12]. Процеси уловлювання та зберігання вуглецю (CCS) добре налагоджені, але вони знижують ефективність виробництва, а також ведуться дискусії щодо масштабів неконтрольованих викидів метану [13,14]. Хоча найбільша увага приділяється електролізу води з використанням відновлюваної енергії [15,10], нещодавні дослідження також показали доцільність альтернативних низьковуглецевих шляхів виробництва за допомогою використання ядерної енергії [16,17].

Переведення лише 4% поточного виробництва водню на електроенергію, що виробляється на АЕС, дозволив би зменшити викиди вуглекислого газу на 60 млн т на рік, а якби весь водень вироблявся з використанням ядерної енергії, то можна було б говорити про скорочення викидів вуглекислого газу на більш ніж 500 млн т на рік.

Нині кілька країн впроваджують виробництво водню з використанням АЕС або вивчають таку можливість з метою сприяння декарбонізації свого енергетичного, промислового та транспортного секторів. Це дозволяє також збільшити віддачу від АЕС, що сприятиме підвищенню її рентабельності.

Особливість ядерної енергетики – це робота при дуже високих коефіцієнтах використання встановленої потужності, що дозволяє виробляти водень з нульовим викидом вуглецю в досить великому обсязі як енергоносіє, що розвивається, з широким спектром застосувань. Водень, отриманий за допомогою ядерної енергії, є економічно доцільним порівняно з іншими джерелами енергії за деякими важливими показниками:

- по-перше, це більш якісний процес виробництва, оскільки тільки ядерна енергетика має найвищу ефективність отримання енергії без викидів парникових газів;
- по-друге, є можливість створення великомасштабного виробництва водню;
- по-третє, експлуатаційні витрати станцій менш схильні до волатильності цін на паливо, ніж електростанції, що працюють на викопному паливі. Так, підвищення вартості палива на 50% призводить лише

до ~5% збільшення загальної вартості виробництва ядерної електроенергії, тобто ядерна економіка виробництва водню стабільніша.

В рамках запущеної на початку 2020 року Міністерством енергетики Сполучених Штатів ініціативи «H2@Scale» проводиться дослідження доцільності розробки ядерно-енергетичних систем, що водночас вироблятимуть водень і низьковуглецеву електроенергію [18]. Серед десятків проєктів, які фінансуються за допомогою цієї ініціативи, один буде реалізовано трьома комерційними електроенергетичними компаніями США у співпраці з Айдакською національною лабораторією Міністерства енергетики.

У Великобританії у рамках некомерційної ініціативи «Energy Systems Catapult» створено модель цілої енергетичної системи, і тепер до неї включено можливість використання передових ядерних технологій для виробництва водню [19]. Таким чином, можна подивитися на потенційно найбільш економічну структуру енерговиробництва, яка до 2050 року зможе забезпечити нульові викиди парникових газів у чистому вираженні, а результати покажуть, що вдосконалені ядерні реактори можуть бути задіяні у виробництві водню поряд з іншими технологіями.

Французька державна компанія «EDF» з метою підвищення рентабельності двох атомних електростанцій, що будуються у Великобританії, має намір використовувати частину енергії другого енергоблоку електростанції Sizewell C для електролізу [20]. Модульний характер електролізерів означає, що їх також можна використовувати на другій АЕС – Hinkley Point C. «EDF» має намір використовувати надмірну потужність своїх АЕС у періоди надвиробництва, щоб за допомогою електролізу виробляти водень.

Україна належить до держав, які мають розвинену галузь ядерної енергетики. За часткою генерації АЕС у сукупному виробництві електроенергії Україна посідає четверте місце у світі після Франції, Словаччини та Угорщини. В Україні експлуатується 15 енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт на чотирьох АЕС: 6 – на Запорізькій (ЗАЕС), 4 – на Рівненській (РАЕС), 3 – на Южно-Українській (ЮУАЕС) та 2 – на Хмельницькій (ХАЕС). На більшості енергоблоків АЕС встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (моделі В-320), які за технічними характеристиками подібні до закордонних реакторів типу PWR. Станом на кінець 2021 року 12 енергоблоків відпрацювали свій нормативний 30-річний ресурс, термін експлуатації 11 з них вже подо-

вжено на 10 – 20 років, очікується прийняття рішення з подовження терміну експлуатації ще одного енергоблоку. У середньостроковій перспективі закінчиться нормативний термін експлуатації ще 3-х атомних енергоблоків (ЗАЕС – 6 – у 2026 році, РАЕС – 4 та ХАЕС – 2 – у 2035 році). Одним із пріоритетних завдань діяльності експлуатуючої організації-оператора АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» є подовження терміну роботи існуючих енергоблоків до 60 років основної частки енергоблоків.

Виробництво електроенергії в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України у 2021 році, за оперативними даними, збільшилося на 5,2% (на 7 млрд 719,5 млн кВт•год) порівняно з 2020 роком, до 156 млрд 575,7 млн кВт•год, свідчать дані Міністерства енергетики.

Атомні електростанції України за минулий рік збільшили вироблення електроенергії на 13,1% – до 86 млрд 205,4 млн кВт•год. Зокрема, виробництво на Запорізькій АЕС становило 35 млрд 457,5 млн кВт•год (+23,4% до 2020-го), Южно-Українській – 18,626 млрд кВт•год (–3,8%), Рівненській – 18 млрд 827,3 млн кВт•год (+10,3%), Хмельницькій – 13 млрд 294,6 млн кВт•год (+20,5%).

Частка АЕС у структурі виробництва електроенергії становила 55,1% (у 2020 році – 51,2%), ТЕС, ТЕЦ та КУ – 29,3% (35,2%), ГЕС та ГАЕС – 6,7% (5,1%, блок-станцій – 1% (1,2%), альтернативних джерел – 8% (7,3%). Тобто основним джерелом виробництва електричної енергії в Україні на сьогодні є існуючі АЕС, це пов'язано не тільки з наявною потужністю існуючих енергоблоків, а і з низькою собівартістю виробництва електричної енергії.

**Метод і методика досліджень.** Мета дослідження за допомогою аналітичних, теплофізичних та технологічних методів аналізу визначити необхідної потужності електролізних установок для виробництва низьковуглецевого водню біля існуючих блоків АЕС в Україні.

Науково-дослідницькими завданнями дослідження є розрахунок коефіцієнта використання встановлених потужностей діючих блоків АЕС України на базі зібраних статистичних даних щодо ефективності роботи існуючих блоків АЕС за 2018 – 2021 роках. За результатами отриманих коефіцієнтів та технологічних параметрів роботи електролізних установок визначити необхідну оптимальну потужність для виробництва низьковуглецевого водню.

**Результати досліджень.** На основі диспетчерської інформації отриманої від НЕК «Укренерго» щодо погодинної роботи генеруючих потужностей Об'єднаної

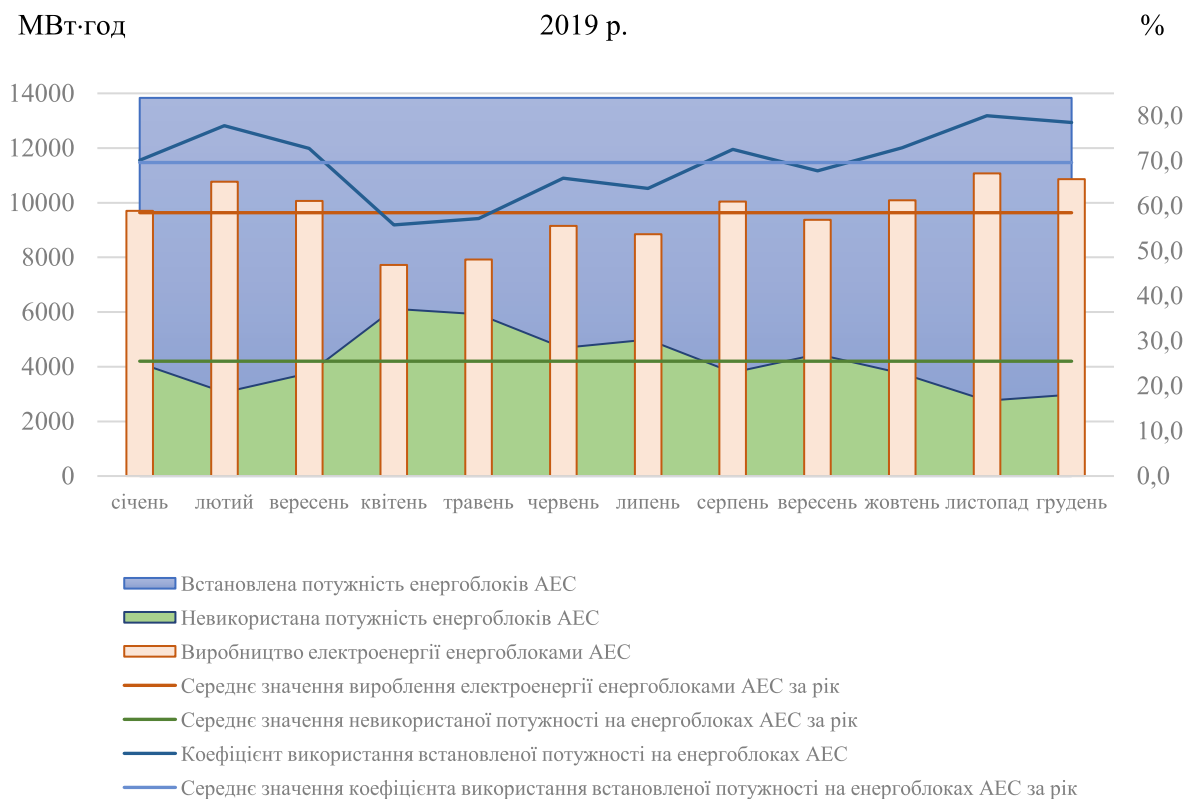
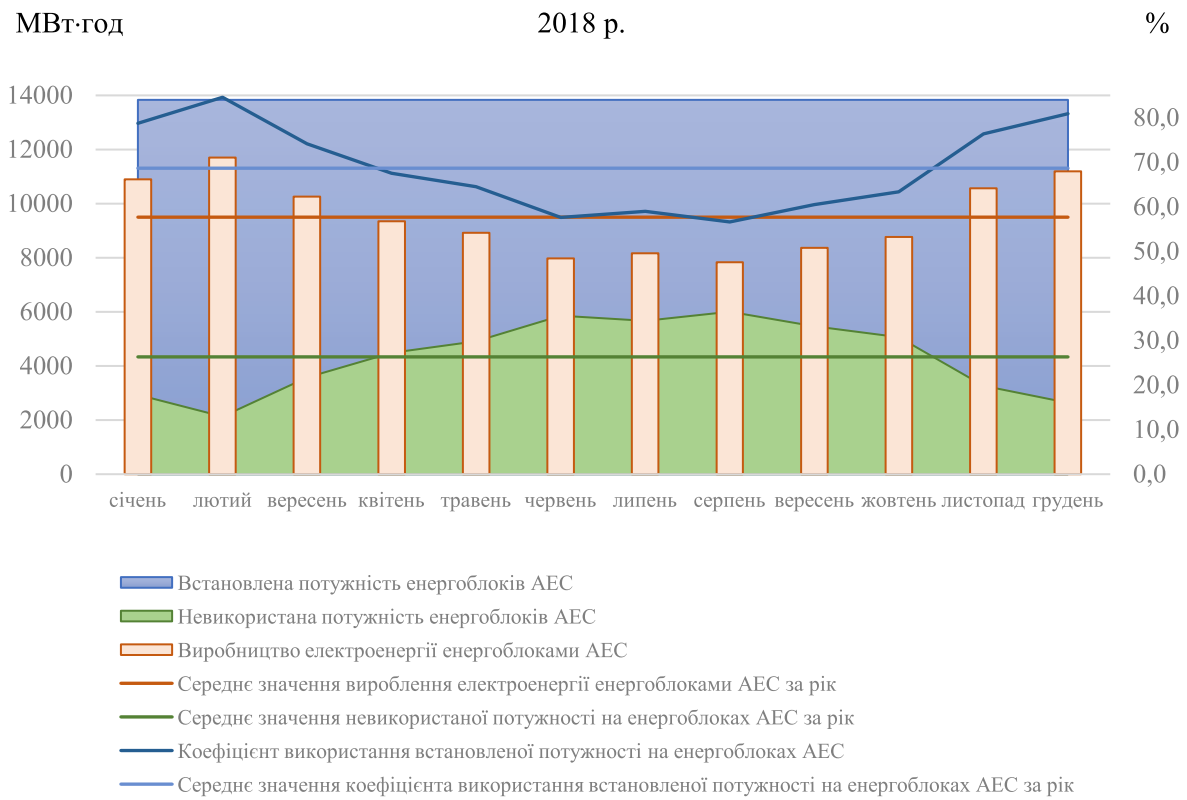
енергосистеми України, за 2018 – 2021 рр. розраховано середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС. Результати розрахунків невикористаної потужності та коефіцієнта використання встановленої потужності енергоблоків по місяцям за 2018 – 2022 рр., а також розрахункові середні значення виробництва електроенергії, невикористаної потужності та коефіцієнта використання встановленої потужності за рік на існуючих енергоблоках АЕС представлені на рис. 1.

За результатами моніторингу диспетчерської інформації роботи існуючих блоків атомних станцій в Україні за 2018 – 2021 рр. розраховано середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС, який складає від 69,6% у 2018 р потім він знижується до 62,7% у 2020 р. та збільшується до 71,2% у 2021 р., тобто величина вільної електричної енергії, що не використовується в Енергоринку України на існуючих блоках АЕС, сягає величини від 3983 МВт•год до 5156 МВт•год і може бути використана для виробництва низьковуглецевого водню за допомогою електролізних установок (рис. 2).

На сьогоднішній день в Україні на чотирьох існуючих атомних станціях встановлено 15 енергоблоків, 13 з яких є ВВЕР-1000 які мають встановлену потужність 1000 МВт•год, тому доцільним є встановлення електролізних установок електричною потужністю 1 ГВт. Враховуючи середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС, таких електролізних установок можна встановити у кількості від 3 – 4 одиниць (тобто сумарною електричною потужністю 3 – 4 ГВт).

Так як Україна ще у 2014 році прийняла угоду про асоціацію з Європейським Союзом, то наша держава зобов'язана реалізовувати документи, які мають на увазі боротьбу зі зміною кліматичних умов, а також розвивати екологічні види електроенергії. “Зелений” водень являє собою екологічно безпечне джерело енергії. Під час його згоряння з'являється пар, а не вуглекислий газ, як це відбувається з іншими видами палива. Якщо порівняти дану речовину зі звичайним природним газом, то можна відзначити, що водень має високий рівень енергоємності, тому його використання буде економічно вигідніше.

Виробництво водню в Україні дозволило б розв'язати безліч проблем, в тому числі, політичних. Почавши використовувати водневе паливо замість при-



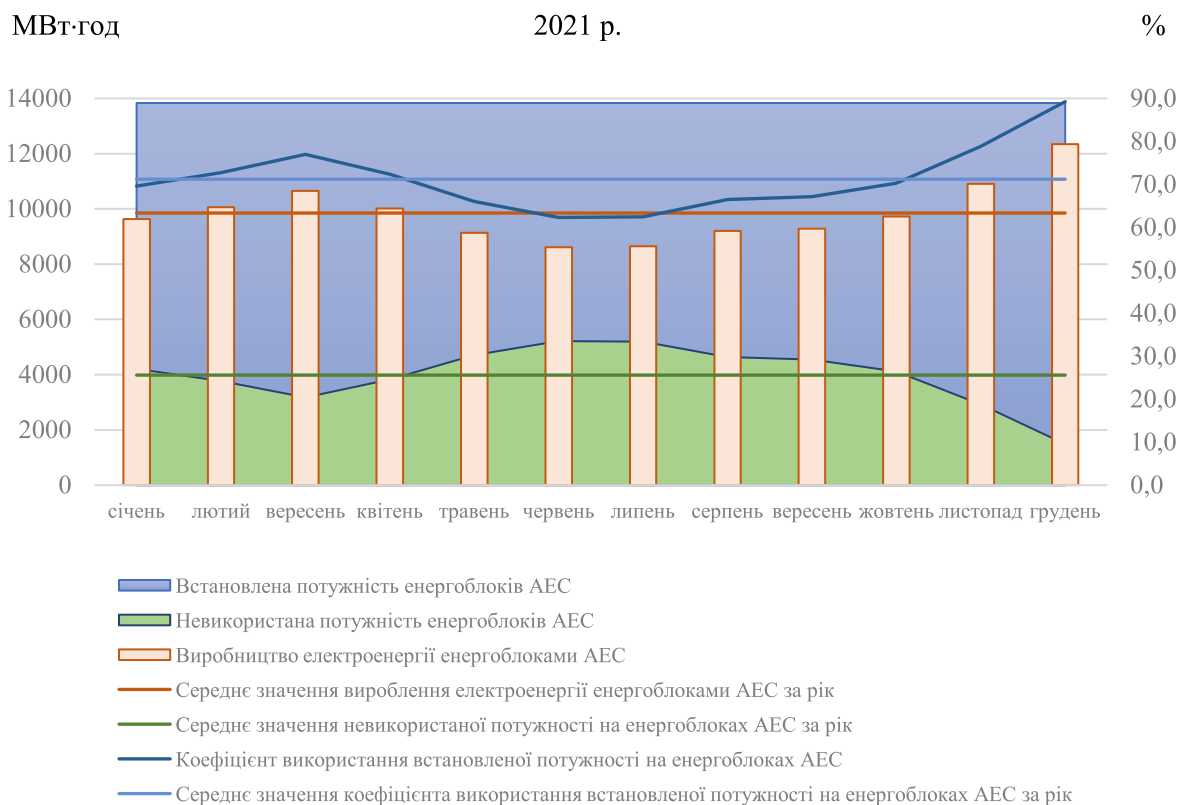
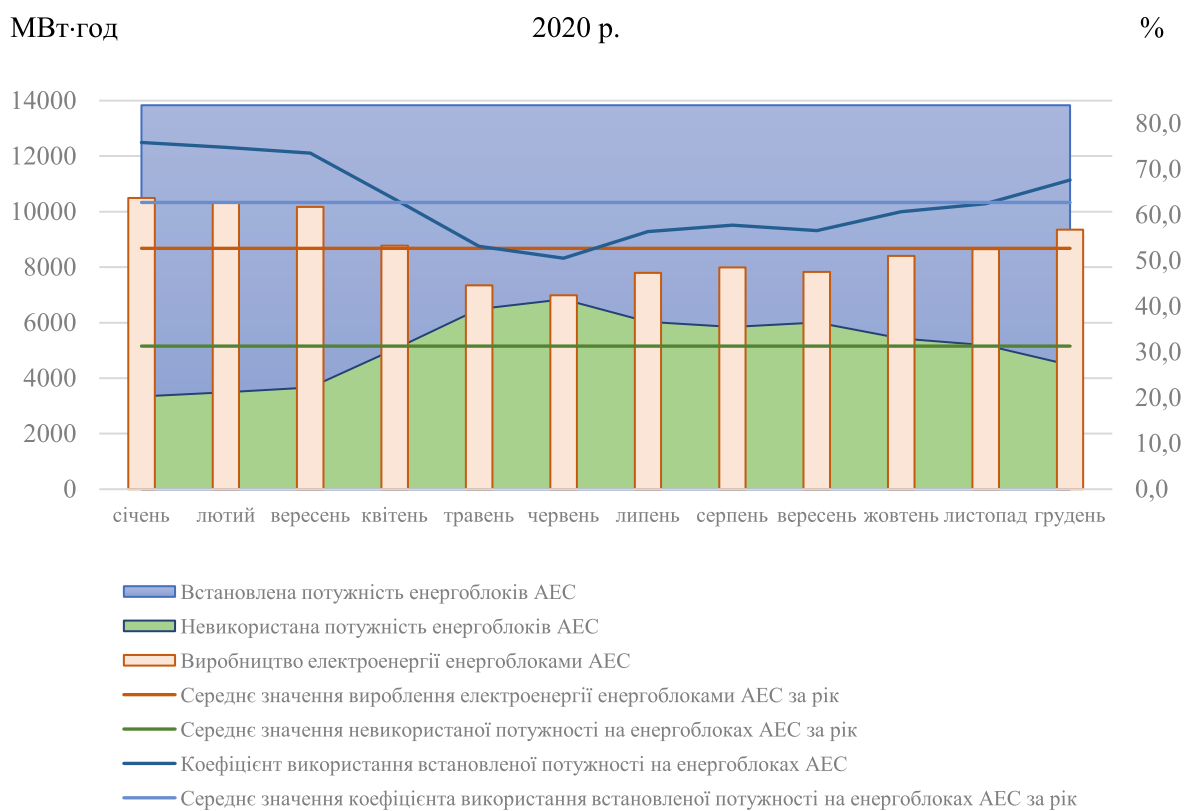
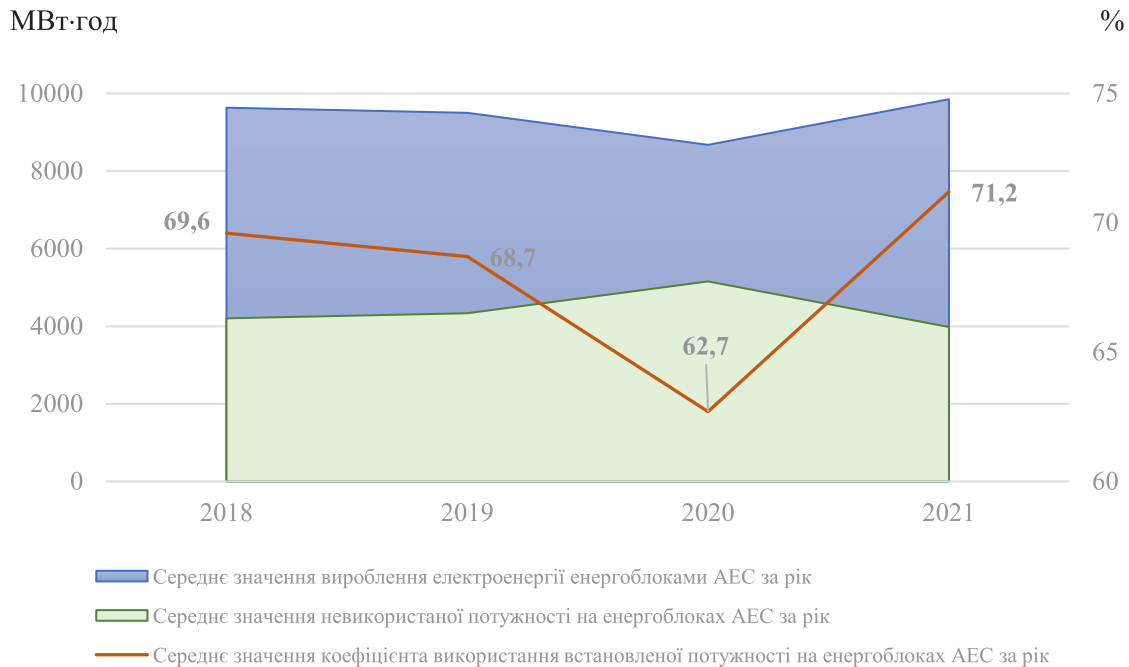


Рис. 1. Результати роботи існуючих енергоблоків АЕС України за 2018 – 2021 рр.



**Рис. 2. Визначення невикористаної потужності існуючих енергоблоків АЕС для виробництва низьковуглецевого водню за допомогою електролізних установок**

родного газу, який надходить у нашу країну з Росії, ми змогли б зменшити свою залежність від «сусідів». Водневе виробництво необхідно і для того, щоб уникнути складної ситуації на міжнародній арені. Наприклад, Євросоюз може затвердити спеціальний вуглецевий податок на продукцію, що надходить з України. Такі санкції можуть бути використані не тільки до нашої країни, але й до інших держав, які не приділяють належної уваги екологічній обстановці і не намагаються знизити рівень викидів вуглекислого газу. Якщо українська продукція буде додатково обкладатися податками, то експортери опиняться у складній ситуації, а країна залишиться без виручки.

Навіть серед прибічників чистих технологій немає єдності щодо того, який водень можна вважати чистим та таким, що не шкодить довкіллю і не посилює кліматичні зміни. "Зеленим" називають водень, якщо молекулу  $H_2$  отримують зі звичайної води методом електролізу, а електроенергію беруть із суто відновлюваних джерел - вітру, сонця, біомаси. Головним лобістом зеленого водню у Європі вважають Німеччину, яка вже відмовилася від атомної енергетики, а до 2045 року планує відмовитися і від викопного палива. Водень, отриманий за допомогою електроенергії від АЕС, буде не зеленим, а "жовтим". Прихильники атомної енергетики наполягають, що жовтий водень може бути таким же чистим, як і зелений.

Найпотужнішим лобістом жовтого водню у ЄС вважають Францію, де ліву частку електрики виробляють АЕС.

Електрохімічне розкладання води з утворенням водню та кисню є досить простим процесом, у якому беруть участь два електроди в електроліті, підключені до джерела постійного струму (DC). Цей фундаментальний принцип роботи справедливий для всіх типів електролізерів, вони відрізняються лише типом електроліту, який використовують. Найактуальнішими технологіями є комірки лужного електролізу (AWE), які працюють з рідким електролітом, комірки мембранного електролізу з полімерним електролітом (PEM), де використовується кислотний іономер, і високотемпературні або твердооксидні електролізери (SOEC), які мають електроліт у вигляді твердого оксиду. Остання технологія зараз знаходиться на стадії досліджень, тому їй не буде приділятися увага. У таблиці 1 наведено типові технічні характеристики технології AWE та PEM електролізу.

Кожна технологія має свої переваги та недоліки. Загальні технічні характеристики наведені в таблиці 2.

Враховуючи існуючі переваги лужних електролізних установок, як технологічних так і вартісних, для розрахунку технічних параметрів будемо використовувати параметри атмосферних лужних електролізних уста-

Таблиця 1. Характеристика основних технологій низькотемпературного електролізу води

	AWE електроліз	PEM електроліз
Катод (HER)	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
Анод (OER)	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
Носій заряду	$\text{OH}^-$	$\text{H}^+$
Електроліт	Рідкий електроліт KOH	Кислотно-полімерна мембрана
Робоча температура	60 – 90 °C	80 °C
Електроди / Каталізатор	Нікелеві підкладки з каталізатором	Рідкоземельні метали (платина, іридій)
Типова щільність струму	0,2 – 0,6 А/см <sup>2</sup>	1,0 – 2,5 А/см <sup>2</sup>
Рівень технологічної готовності (TRL)	8 – 9 (промислово зріла)	7 – 8 (комерційно доступна)
Типовий тиск	атм. – 30 бар	атм. – 50 бар (350 бар)
Термін служби системи: (роки)	20 +	10 +
Питома потреба в електроенергії	4,2 – 5,8 кВт·год/нм <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	4,5 – 6,8 кВт·год/нм <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Капітальні витрати (стек) мінімально 1 МВт	270 доларів США/кВт	400 доларів США/кВт
Капітальні витрати (системи) мінімально 10 МВт	500 – 1000 доларів США/кВт	700 – 1400 доларів США/кВт

Таблиця 2. Переваги та недоліки технологій AWE та PEM електролізу

	AWE електроліз	PEM електроліз
Переваги	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Зріла, надійна, а отже, перевірена технологія</li> <li>▪ Багатомегаватні стеки вже сьогодні дозволяють використовувати системи з великою потужністю</li> <li>▪ Потенціал використання де немає ліміту на розташування установки та використання недорогих матеріалів</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Використання електроенергії з високою щільністю потужності</li> <li>▪ Компактний дизайн і невелика площа</li> <li>▪ Швидкий час холодного запуску, можливість швидкої зміни навантаження</li> <li>▪ Підходить для роботи під високим тиском</li> <li>▪ Доступні стеки в діапазоні МВт потужності</li> <li>▪ Висока власна чистота отриманого газу</li> </ul>
Недоліки	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Високі матеріальні витрати на рівні системи завдяки використанню високолувної рідини як електроліту</li> <li>▪ Низька щільність потужності та велика площа</li> <li>▪ Повільний час холодного запуску</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Використання дорогих матеріалів, таких як титан і рідкоземельні метали платинової групи (PGM) на рівнікомірці</li> <li>▪ Повинна бути доведена довгострокова стабільність в масштабі потужностей в МВт</li> </ul>

новок. Відповідно до прийнятої необхідної потужності електролізної установки на рівні 1 ГВт обираємо установку одиничною потужністю 100 МВт. Тобто для забезпечення сумарної електричної потужності в 1 ГВт необхідно 10 одиниць таких установок.

Атмосферні лужні електролізери складаються зі стандартних модулів перевіреної технології, критичної для процесу виробництва водню, які ефективними, безпечними і надійними. Тому для забезпечення сумарної потужності електролізної установки в 1 ГВт запропоно-

вано використовувати модуль одиничної потужності в 100 МВт. Основні технологічні параметри цього модуля наведені в таблиці 3.

Розміри електролізної установки потужністю 100 МВт наведено на рис. 3.

Електролізна установка для виробництва водню має наступні основні елементи.

Трансформаторна/перетворювач. Основна функція забезпечення струмом установки та перетворення перемінного струму на постійний з необхідними показниками.

Таблиця 3. Основні технічні параметри електролізної установки потужністю 100 МВт

Технічний параметр	Значення
Продуктивність	19 400 нм <sup>3</sup> /год або 41,8 т/доб
Динамічний діапазон виробничої потужності	від 1 до 100% діапазону продуктивності
Споживання електроенергії в стеку	4,4 кВт·год/нм <sup>3</sup>
Чистота – з додатковим очищенням	від 99,99 до 99,998%
O <sub>2</sub> – вміст у H <sub>2</sub>	< 2 ppm
H <sub>2</sub> O – вміст у H <sub>2</sub>	< 2 ppm
Робочий тиск	від 1 до 200 бар
Розміри / площа	залежить від компоновки обладнання
Температура в приміщеннях	
Електролізна	від 2 до 40°C
Електричне обладнання	від 2 до 35°C
Електроліт	розчин 25% КОН
Споживання живильної води	1 л/нм <sup>3</sup>

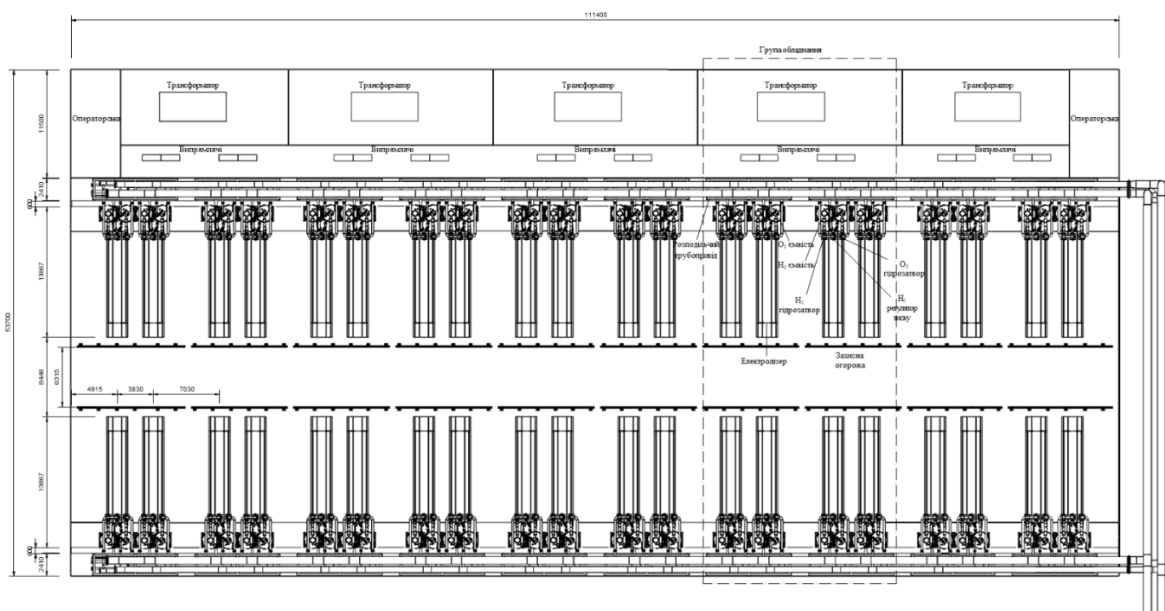


Рис. 3. Розташування стеків в лужній електролізній установці потужністю 100 МВт

Електролізер. Електролізер являє собою фільтр-пресовий тип з біполярними електродами, розділеними діафрагмами. Газоподібний водень утворюється на катоді, а газоподібний кисень – на аноді.

Система живлення електролітом. Цей модуль складається з двох газосепараторів і системи рециркуляції електроліту. Електроліт відновлюється в сепараторах, потім охолоджується і повертається в блок елементів.

Скрубер. Він має такі три основні функції: видалення залишків електроліту, охолодження водню та слугує резервуаром для живильної води.

Газгольдер. Газгольдер – це буферна ємність, встановлена між електролізером і компресором.

Компресор. При необхідності встановлюється компресор для стиснення газу від атмосферного тиску у газгольдері до тиску, необхідного для подальшого технологічного процесу або для зберігання у ємностях.

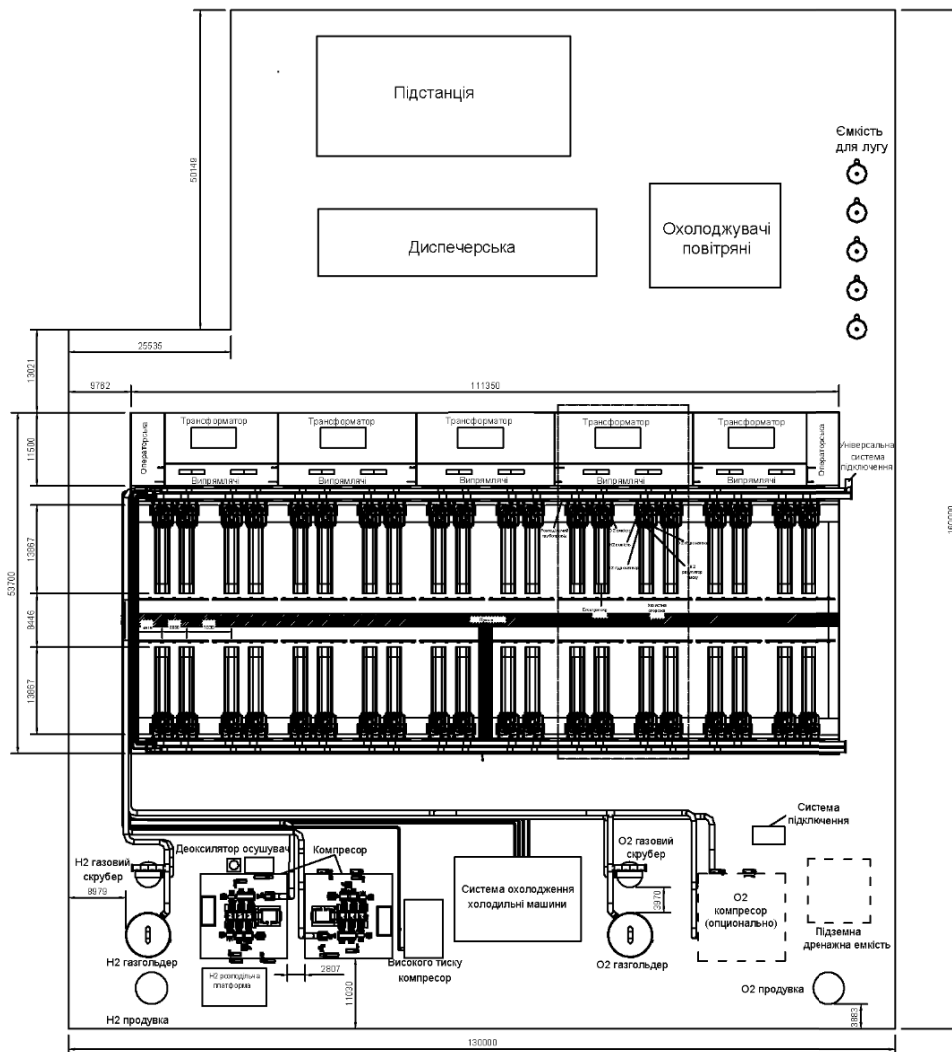


Рис. 4. Компонівка основного обладнання електролізної установки електричною потужністю 100 МВт

Деоксилятор. Водень, що утворюється в електролізері, є дуже чистим газом, насиченим водою, вміст кисню в ньому не перевищує 0,2%. Якщо потрібна більш висока чистота, останні молекули кисню можна видалити за допомогою каталітичної реакції у розкислювачі.

Осушувач. Осушувач слугує для осушення газу, щоб досягти відповідної точки роси. Він складається з подвійних веж, наповнених регенеративним осушувачем для поглинання води.

Система зберігання водню. Додаткове сховище газу забезпечує резервне рішення або забезпечує підживлення воднем для періодичного застосування з нерівномірним споживанням газу.

Таким чином, для забезпечення сумарної потужності електролізної установки 1 ГВт, необхідно встановити

10 блоків по 100 МВт. Необхідна площа для розташування стевків електролізної установки буде складати:

- довжина 5 модулів по 111,400 м і буде складати 557,000 м;
- ширина 2 модуля по 53,700 м і буде складати 111,400 м;
- загальна площа складає  $557,0 \times 111,4 = 62\,049,8 \text{ м}^2$  або 6,20 га.

Переваги лужного електролізера електричною потужністю 100 МВт:

- великий діапазон потужностей включаючи 1 ГВт;
- оптимальне співвідношення між продуктивністю та площею для розташування обладнання;
- забезпечує високий тиск для зберігання і подальшого використання водню;
- висока ефективний, в порівнянні з будь-який іншим електролізером.

Основні матеріальні потоки щодо виробництва водню на електролізній установці потужністю 1 ГВт приведено на рис. 5.

**Висновки.** За результатами моніторингу диспетчерської інформації роботи існуючих блоків атомних станцій в Україні за 2018 – 2021 рр. розраховано середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС, який складає від 69,6% у 2018 р потім він знижується до 62,7% у 2020 р. та збільшується до 71,2% у 2021 р., тобто величина вільної електричної енергії, що не використовується в Енергоринку України на існуючих блоках АЕС, сягає величини від 3983 МВт•год до 5156 МВт•год і може бути використана для виробництва низьковуглецевого водню за допомогою електролізних установок. На сьогоднішній день в Україні на чотирьох існуючих атомних станціях встановлено 15 енергоблоків, 13 з яких є ВВЕР-1000 які мають встановлену потужність 1000 МВт•год, тому доцільним є встановлення електролізних установок електричною потужністю 1 ГВт.

Враховуючи технологічні параметри такої установки а саме, споживання електричної енергії на виробництво 1 кг водню на рівні 52 кВт•год та споживання живильної води у кількості 22 л, отримали загальну продуктивність низьковуглецевого водню у кількості 17417 кг на годину або 148 тис т на рік. Враховуючі середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС, таких електролізних установок можна встановити у кількості від 3 – 4 одиниць (тобто сумарною електричною потужністю 3 – 4 ГВт) при цьому забезпечивши експортний потенціал низьковуглецевого водню на рівні від 444 тис т до 592 тис т на рік в короткостроковій перспективі.

Таким чином, відповідно до «Green Hydrogen Initiative 2x40 GWt» на Україну виділено Європейським

союзом створення 10 ГВт нових потужностей з виробництва водню, 1/3 потужностей з яких може забезпечити вільна електрична енергія отримана на існуючих блоках АЕС України. В той же час, відповідно до Проекту Плану відновлення України, щодо розділу «Енергетична безпека», представленою Національною радою з відновлення України від наслідків війни 4 липня 2022 р. міжнародним інвесторам в Україні передбачається встановлення 15 ГВт електролізних установок, п'яту частину яких відповідно до представлених розрахунків можна забезпечити низьковуглецевою електроенергією з існуючих блоків АЕС України.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. *IPCC, 2018.* Summary for policymakers. In: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Portner, H.- O., et al. (Eds.), Summary for Policymakers. World Meteorological Organization, Geneva.
2. *IPCC, 2021.* Summary for policymakers. In: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., et al. (Eds.), Summary for Policymakers. Press, Cambridge University Press.
3. *Met Office, 2023.* HadCRUT5 Analysis Time Series: Ensemble Means and Uncertainties: Summary, Global, Annual. Met Office Hadley Centre. Exeter, Met Office Hadley Centre.
4. *UNFCCC, 2015.* Paris agreement. In: Paris Climate Change Conference. United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris.
5. *UNFCCC, 2021.* The Glasgow Climate Pact – Key Outcomes from COP26. In: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-glasgow-climate-pactkey-outcomes-from-cop26>. (Accessed 5 January 2023).
6. *Thomas, J.M., Edwards, P.P., Dobson, P.J., Owen, G.P., 2020.* Decarbonising energy: the developing international activity in hydrogen technologies and fuel cells. *J. Energy Chem.* 51, 405–415. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2020.03.087>.

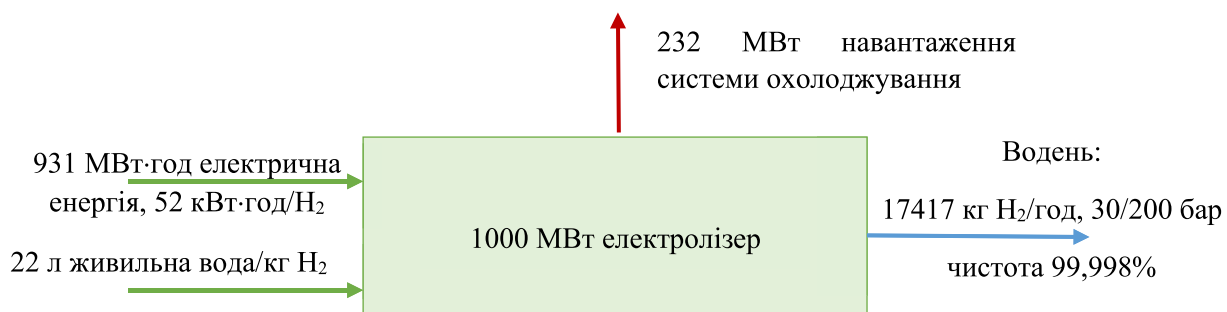


Рис. 5. Основні матеріальні потоки електролізної установці електричної потужності 1 ГВт

7. IEA, 2019. The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. International Energy Agency, Paris.
8. Oliveira, A.M., Beswick, R.R., Yan, Y., 2021. A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Current Opinion in Chemical Engineering* 33, 100701. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>.
9. Ortiz-Imedio, R., Caglayan, D.G., Ortiz, A., Heinrichs, H., Robinius, M., Stolten, D., et al., 2021. Power-to-Ships: future electricity and hydrogen demands for shipping on the J. Wilkinson et al. Atlantic coast of Europe in 2050. *Energy* 228, 120660. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120660>.
10. World Energy Council, 2021. Working Paper | National Hydrogen Strategies. World Energy Council, London.
11. International Energy Agency. Net Zero by 2050. A Roadmap for the global energy sector [Internet]. Paris: International Energy Agency; 2021 May [cited 2021 Oct 11]. Available from [https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf).
12. Zhang, B., Zhang, S.-X., Yao, R., Wu, Y.-H., Qiu, J.-S., 2021. Progress and prospects of hydrogen production: opportunities and challenges. *J. Electron. Sci. Technol.* 19 (2), 100080 <https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2021.100080>.
13. Howarth, R.W., Jacobson, M.Z., 2021. How green is blue hydrogen? *Energy Sci. Eng.* 9 (10), 1676–1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>.
14. IOGP, 2022. Position Statement. January 2022. IOGP Comments to R. W. Howarth and M. Z. Jacobson (2021): How Green Is Blue Hydrogen? <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/01/Howarth-Jacobson-Blue-Hydrogen-study-paper.pdf>. (Accessed 5 January 2023).
15. Olabi, A.G., Bahri, A.S., Abdelghafar, A.A., Baroutaji, A., Sayed, E.T., Alami, A.H., et al., 2021. Large-scale hydrogen production and storage technologies: current status and future directions. *Int. J. Hydrogen Energy* 46 (45), 23498–23528. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.110>.
16. Karaca, A.E., Dincer, I., Gu, J., 2020. Life cycle assessment study on nuclear based sustainable hydrogen production options. *Int. J. Hydrogen Energy* 45 (41), 22148–22159. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.030>.
17. Al-Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shah, N., Guillen-Gosalbez, G., 2021. Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation. *Appl. Energy* 281. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115958>.
18. Mark F. Ruth, Paige Jadun, Nicholas Gilroy, Elizabeth Connelly, Richard Boardman, A.J. Simon, Amgad Elgowainy and Jarett Zuboy. The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United States. / Technical Report NREL, TP-6A20-77610, October 2020.
19. IEA. Energy Systems Catapult Living Lab – Part of How Governments Support Clean Energy Startups; IEA, 14 March 2022.
20. Sizewell C. Expression of Interest – Sizewell C Hydrogen Demonstrator Project Written Evidence Submitted by Sizewell C (HNZ0062), 23 November 2020.

## TECHNOLOGICAL PERSPECTIVE OF LARGE-SCALE PRODUCTION OF LOW-CARBON HYDROGEN NEAR OPERATING NPP UNITS IN UKRAINE

Snezhkin Y.F.<sup>1</sup>, Ulanov M.M.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Dr. Sci. (Engin.), Academician of the NAS of Ukraine, Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2a, Marii Kapnist Str., Kyiv, 03057, Ukraine, <https://orcid.org/0000-0002-9049-3392>, e-mail: [itf\\_ntps@ukr.net](mailto:itf_ntps@ukr.net)

<sup>2</sup>PhD (Engin.), Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2a, Marii Kapnist Str., Kyiv, 03057, Ukraine, <https://orcid.org/0000-0003-4639-8221>, e-mail: [e3therm@gmail.com](mailto:e3therm@gmail.com)

<https://doi.org/10.31472/tpe.3.2023.6>

Achieving net zero carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions by 2050, as presented in the IPCC's special report on global warming at 1,5 °C, has prompted large-scale use of the new carbon-free energy carrier hydrogen to decarbonize the economy. The production of hydrogen using electrolysis units near the units of the existing nuclear power plants of Ukraine allows for the organization of large-scale production in the short term and can serve as a supplement to the production of hydrogen using renewable energy sources. On the basis of statistical data regarding the operation of NPP power units during 2018-2021, average annual coefficients of use of the installed capacity of power units were calculated and the optimal electrical power of the electrolysis plant was proposed. Taking into account the technological parameters of such an installation, namely, the consumption of electrical energy for the production of 1 kg of hydrogen at the level of 52 kW·h and the consumption of feed water in the amount of 22 liters, the total productivity of low-carbon hydrogen was obtained in the amount of 17417 kg per hour or 148 thousand tons per year. And taking into account the underutilization of existing nuclear power plants, the potential for low-carbon hydrogen production may reach from 444 thousand tons to 592 thousand tons per year in the short term.

References 20, tables 3, figures 5.

**Keywords:** low-carbon hydrogen, electrolysis, average annual utilization rate of installed capacity, NPP power units.

1. *IPCC, 2018*. Summary for policymakers. In: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Portner, H.- O., et al. (Eds.), Summary for Policymakers. World Meteorological Organization, Geneva.

2. *IPCC, 2021*. Summary for policymakers. In: Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pirani, A., et al. (Eds.), Summary for Policymakers. Press, Cambridge University Press.

3. *Met Office, 2023*. HadCRUT5 Analysis Time Series: Ensemble Means and Uncertainties: Summary, Global, Annual. Met Office Hadley Centre. Exeter, Met Office Hadley Centre.

4. *UNFCCC, 2015*. Paris agreement. In: Paris Climate Change Conference. United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris.

5. *UNFCCC, 2021*. The Glasgow Climate Pact – Key Outcomes from COP26. In: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-glasgow-climate-pact-key-outcomes-from-cop26>. (Accessed 5 January 2023).

6. *Thomas, J.M., Edwards, P.P., Dobson, P.J., Owen, G.P., 2020*. Decarbonising energy: the developing international activity in hydrogen technologies and fuel cells. *J. Energy Chem.* 51, 405–415. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2020.03.087>.

7. *IEA, 2019*. The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. International Energy Agency, Paris.

8. *Oliveira, A.M., Beswick, R.R., Yan, Y., 2021*. A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Current Opinion in Chemical Engineering* 33, 100701. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>.

9. *Ortiz-Imedio, R., Caglayan, D.G., Ortiz, A., Heinrichs, H., Robinius, M., Stolten, D., et al., 2021*. Power-to-Ships: future electricity and hydrogen demands for shipping on the J. Wilkinson et al. Atlantic coast of Europe in 2050. *Energy* 228, 120660. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120660>.

10. *World Energy Council, 2021*. Working Paper | National Hydrogen Strategies. World Energy Council, London.

11. *International Energy Agency. Net Zero by 2050. A Roadmap for the global energy sector* [Internet]. Paris: International Energy Agency; 2021 May [cited 2021 Oct 11]. Available from [https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf).

12. *Zhang, B., Zhang, S.-X., Yao, R., Wu, Y.-H., Qiu, J.-S., 2021*. Progress and prospects of hydrogen production: opportunities and challenges. *J. Electron. Sci. Technol.* 19 (2), 100080 <https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2021.100080>.

13. Howarth, R.W., Jacobson, M.Z., 2021. How green is blue hydrogen? *Energy Sci. Eng.* 9 (10), 1676–1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>.
14. IOGP, 2022. Position Statement. January 2022. IOGP Comments to R. W. Howarth and M. Z. Jacobson (2021): How Green Is Blue Hydrogen? <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/01/Howarth-Jacobson-Blue-Hydrogen-study-paper.pdf>. (Accessed 5 January 2023).
15. Olabi, A.G., Bahri, A.S., Abdelghafar, A.A., Baroutaji, A., Sayed, E.T., Alami, A.H., et al., 2021. Large-scale hydrogen production and storage technologies: current status and future directions. *Int. J. Hydrogen Energy* 46 (45), 23498–23528. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.110>.
16. Karaca, A.E., Dincer, I., Gu, J., 2020. Life cycle assessment study on nuclear based sustainable hydrogen production options. *Int. J. Hydrogen Energy* 45 (41), 22148–22159. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.030>.
17. Al-Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shah, N., Guillen-Gosalbez, G., 2021. Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation. *Appl. Energy* 281. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115958>.
18. Mark F. Ruth, Paige Jadun, Nicholas Gilroy, Elizabeth Connelly, Richard Boardman, A.J. Simon, Amgad Elgowainy and Jarett Zuboy. The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United States. / Technical Report NREL, TP-6A20-77610, October 2020.
19. IEA. *Energy Systems Catapult Living Lab – Part of How Governments Support Clean Energy Startups*; IEA, 14 March 2022.
20. Sizewell C. Expression of Interest – Sizewell C Hydrogen Demonstrator Project Written Evidence Submitted by Sizewell C (HNZ0062), 23 November 2020.

Отримано 21.07.2023

Received 21.07.2023

Прийнято до друку 15.08.2023

Accepted for publication 15.08.2023