

DOI <https://doi.org/10.32782/2220-8674-2025-15-2-23>

УДК 662.613:621.311.22:620.92:330.43

Ю. В. Маслов, технік

ORCID: 0009-0009-3060-2575

Департамент інженерії надійності та технічного обслуговування

e-mail: maslov.yuriy@gmail.com

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВИРОБНИЦТВА «ЗЕЛЕНОГО» АМІАКУ НА ОСНОВІ ЕЛЕКТРОЛІЗНОГО ВОДНЮ: ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РЕТРОФІТУ ЗАВОДІВ У ДІЇ

Анотація. У роботі узагальнено техніко-економічне моделювання ретрофіту аміачного виробництва із «сірого» на «зелене» на основі електролізного водню. Збережено ключові підсистеми підприємств, зокрема контур Габера-Боша, замінено секцію риформінгу на електролізну. Система містить сонячні та вітрові установки, акумулятори, сховища енергії і водню. Досліджено острівну конфігурацію з автономним живленням, оптимізовано потужності й режими роботи з урахуванням локальних ресурсів. Аналіз проведено для чотирьох українських підприємств у трьох сценаріях: сірому, сонячному й вітровому. Установлено, що ключовими чинниками вартості є ціна електроенергії, ефективність електролізерів, довговічність обладнання та обсяги накопичення енергії. Вітрова генерація в сприятливих умовах може досягати рівня витрат традиційного виробництва. Отримані результати окреслюють практичні передумови переходу до зеленого аміаку та підґрунтя для подальшої оптимізації технологічних і фінансових параметрів.

Ключові слова: потужність, контур Габера-Боша, конфігурація, CAPEX, ціна електроенергії, нормована вартість.

Постановка проблеми. Виробництво аміаку є однією з базових галузей хімічної промисловості, адже саме цей продукт лежить в основі виробництва мінеральних добрив і багатьох хімічних сполук. Традиційна технологія, заснована на паровому риформінгу метану, характеризується значними енергетичними витратами та високими викидами парникових газів, що стає критичним за умов посилення вимог до декарбонізації промисловості. У сучасних енергетичних умовах актуальним напрямом є заміна вуглецевих джерел водню на електролізні системи, що використовують енергію відновлюваних джерел. Водночас економічна доцільність такого переходу потребує обґрунтованої оцінки, оскільки вартість обладнання, електроенергії та систем зберігання може суттєво впливати на кінцеву собівартість аміаку. У цьому контексті техніко-економічне моделювання дає змогу визначити оптимальну конфігурацію систем, порівняти сценарії «сірого» й «зеленого» виробництва та оцінити ефективність ретрофіту заводів з урахуванням регіональних потенціалів сонячної та вітрової енергетики.

Аналіз останніх досліджень. У науковому просторі сьогодення представлено значну кількість досліджень, присвячених декарбонізації виробництва аміаку шляхом поєднання техніко-економічного моделювання ретрофіту дійсних потужностей, оптимізації конфігурацій відновлюваної генерації та електролізерів, аналізу життєвого циклу й сценарного оцінювання вартості електроенергії та вуглецевих платежів. Так, А. Ізелла, Р. Остуні та Д. Манка [1] виконали техніко-економічну оцінку гібридних альтернатив для декарбонізації синтезу аміаку через ретрофіт сірого заводу із частковим поданням зеленого водню, що виробляється електролізом. Розглянуто дві конфігурації живлення електролізера: зовнішня чиста електрика з ВДЕ та власна фотоелектрична станція. Порівняно базовий сірий сценарій і дві гібридні схеми з оцінкою витрат на аміак і скорочення викидів. Показано, що близько 10 % частки зеленої енергії



може підтримувати собівартість виробництва на конкурентному рівні. Для першого півріччя 2023 надбавка до собівартості за зовнішньої електрики становила приблизно від +4,3 % до +11 %, тоді як за власної ФЕС – від – 1,4 % до +4,9 %. Перевага власної генерації пов'язана з уникненням мережевих тарифів і кращим узгодженням профілю навантаження. Відзначено чутливість результатів до ціни електроенергії ефективності електролізера та параметрів зберігання й потребу у валідації на натурних кейсах.

С. Вінарделл, П. Ніколас, А. Састре, Дж. Кортіна та С. Вальдеррама [2] зосередилися на порівнянні базового сценарію виробництва сірого аміаку з трьома «зеленими» конфігураціями на основі сонячної, вітрової та комбінованої генерації для умов Іспанії. Виконано комплексну оцінку стабільності з поєднанням техніко-економічних показників і LCA (Life Cycle Assessment – оцінка робочого циклу). Показано істотне зниження впливів на зміну клімату та виснаження копалин порівняно із сірим варіантом, водночас зростають навантаження за землекористуванням, дефіцитом мінеральних ресурсів, прісноводною евтрофікацією і кислотністю. суходолу. За помірних цін на газ і вуглець економічно переважає сірий аміак, однак за високих цін та розширеної торгівлі викидами «зелені» сценарії стають конкурентоспроможними. Наголошено на важливості узгодження з інфраструктурними параметрами та ланцюгами транспортування.

Д. Сайгін, Х. Бланко з колегами [3] зосереджені на системній техніко-економічній оцінці виробництва аміаку із чистого водню з порівнянням зелених маршрутів на електролізі та блакитних з уловлюванням CO₂. Показано роль аміаку як енергоносія і вплив вибору технології на глобальний попит на природний газ. Наведено, що нинішнє виробництво близько 183 млн т NH₃ споживає орієнтовно 4 % світового газу, тоді як у сценаріях досягнення 1,5 градуса попит на аміак може зрости в 3–4 рази до 2050 року. Результати підкреслюють залежність витрат і викидів до вартості електроенергії, ККД електролізерів, параметрів CCS, оптимізації розмірів та стандартів сертифікації вуглецевого сліду.

Техніко-економічну конфігурацію ланцюга «відновлювана електроенергія – аміак» як ретрофіт дійсних потужностей «вугілля – аміак» аналізують Л. Пан, Дж. Лі, Дж. Хуан та ін. [4]. Запропоновано оптимізацію розмірів сонячних і вітрових електростанцій, електролізерів та буферних сховищ водню для мінімізації рівня собівартості аміаку (LCOA – levelized cost of ammonia). На кейсі Внутрішньої Монголії відтворено промислові обсяги випуску близько 7–11 тис. т на місяць за умови узгодженого добору потужностей, а орієнтовний рівень собівартості становить близько 469 доларів США за тонну що нижче за ринкові орієнтири 605–650 доларів США за тонну. Переважна частка інвестицій припадає на вітрові електростанції приблизно 58 % що визначає капіталомісткість схеми. Паритет витрат із варіантом на вугіллі досягається за вуглецевого платежу близько 47,1 долара США за тонну CO₂. Чутливість результатів зумовлена вартістю електроенергії, ціною та ККД електролізерів українського виробництва і фінансовими параметрами кредитування.

Однак незважаючи на значну кількість наукових досліджень, питання ефективності ретрофіту заводів для виробництва «зеленого» аміаку залишається відкритим.

Формулювання мети статті (постановка завдання). Метою роботи є техніко-економічне моделювання переобладнання аміачних підприємств із технології парового риформінгу метану на виробництво «зеленого» аміаку на основі електролізного водню з урахуванням регіональних особливостей відновлюваних джерел енергії. Завдання дослідження: побудувати модель енергетичного балансу електролізної системи, визначити вплив структури потужностей сонячних і вітрових станцій на собівартість водню, оцінити питомі витрати електроенергії та капітальні й експлуатаційні складники, порівняти сценарії для чотирьох основних українських майданчиків, а також встановити межі економічного паритету між «сірим» і «зеленим» виробництвом аміаку.

Основна частина. Техніко-економічне моделювання ретрофіту аміачного виробництва із «сірого» на «зелене» базується на принципі збереження основних технологічних підсистем, що не залежать від способу одержання водню. Такий підхід дає змогу мінімізувати капітальні витрати на перебудову виробничого майданчика, в інфраструктурі зберігаються блок повітроподілення (ASU – Air Separation Unit), контур синтезу аміаку Габера-Боша та криогенна система зберігання аміаку. Заміни зазнає лише секція парового риформінгу метану (SMR – Steam Methane Reforming), яка повністю виключається з технологічного ланцюга, впроваджуючи замість неї електролізну водневу систему (EHPS – Electrolytic Hydrogen Production System) [5].

Система EHPS містить п'ять основних блоків: сонячні електростанції (далі – CEC), вітрові електростанції (далі – BEC), електролізери для виробництва водню, акумуляторна система накопичення енергії (ACHE – Battery energy storage system – BESS), компресори високого тиску та резервуари для зберігання H_2 . Вироблений водень подається до контуру синтезу аміаку за сталого дебіту, що відповідає потребам процесу Габера-Боша. Конфігурація елементів вибирається з урахуванням регіонального профілю відновлюваної генерації та доступності мережевого резерву.

$$\min LCOH = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_{capex}(t) + C_{opex}(t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{m_{H_2}(t)}{(1+r)^t}}, \quad (1)$$

де C_{capex} – капітальні витрати (CApital EXpenses) на CEC або BEC, електролізери, компресори, акумулятори та сховища, C_{opex} – експлуатаційні та технічні витрати (OPerating EXpenses), m_{H_2} – маса виробленого водню на рік t , T – термін служби обладнання CEC за 25 років та BEC за 20 років, r – ставка дисконтування [6].

У подальших розрахунках приймається острівна конфігурація (off-grid): EHPS функціонує повністю ізольовано та автономно від мережі, на основі генерації відновлюваних джерел енергії. Така конфігурація зумовлює потребу в значних площах розміщення генерувальних установок і достатніх обсягах електричних та водневих сховищ для згладжування часових флуктуацій виробітку.

Щоб мінімізувати LCOH (Levelized Cost of Hydrogen нормована вартість виробництва водню) і забезпечити стале подання водню, модель оптимізує як установлені потужності підсистем (сонячні панелі, вітрогенератори, електролізери, ACHE, компресія та зберігання H_2), так і погодинний оперативний режим, який у кожний момент визначає розподіл доступної потужності між ВДЕ та ACHE:

$$P_{CEC}(t) + P_{BEC}(t) = P_{ELZ}(t) + P_{COMP}(t) + P_{aux}(t) + P_{ACHE}(t) + P_{loss}(t), \quad (2)$$

де P_{CEC} , $P_{BEC}(t)$ – миттєва генерація від CEC і BEC, $P_{ELZ}(t)$ – споживання електроенергії електролізерами, P_{COMP} – електрична потужність компресорів H_2 (стискання до тиску зберігання / подання), P_{ACHE} – заряд ($P_{ACHE} > 0$) і розряд батарей ($P_{ACHE} < 0$), P_{aux} – інші допоміжні навантаження (АСУ, охолодження тощо), P_{loss} – втрати у перетворювачах, трансформаторах і лініях.

У межах моделювання розглядається сценарій ретрофіту аміачних підприємств, що базуються на технології парового риформінгу метану. Базовою аналітичною основою є 4 великі виробничі майданчики – ПрАТ «Азот» (Черкаси) [7], ПрАТ «Рівнеазот» [8], ПАТ «Дніпроазот» [9] і АТ «Одеський припортовий завод» (ОПЗ) [10], для яких змодельовано заміну SMR-модуля на електролізну водневу систему. Такий підхід дає змогу порівняти техніко-економічну ефективність переходу до електролізного водню в різних регіональних умовах, враховуючи локальну вартість електроенергії та потенціал ВДЕ.

Таблиця 1

Виробництво аміаку на рік промисловими майданчиками

Промисловий майданчик	Потужність виробництва аміаку на рік
ПрАТ «Азот» (Черкаси)	962 тис. т
ПрАТ «Рівнеазот»	420 тис. т
ПАТ «Дніпроазот»	450 тис. т
АТ «Одеський припортовий завод»	900 тис. т

* Джерело: Власна розробка автора

У традиційному виробництві аміаку найбільшу частку змінних витрат становить закупівля метану, який одночасно використовується як вихідна сировина для отримання водню та як паливо для теплових стадій процесу при цьому для сучасних установок питома витрати природного газу зазвичай оцінюються на рівні близько 28–33 ГДж на тонну NH_3 що відповідає приблизно 0,8–0,95 тис. м^3 CH_4 на тонну, тоді як на менш ефективних лініях цей показник може наближатися до близько 1,1 тис. м^3 на тонну, кінцева собівартість сірого аміаку через це істотно залежить від ціни газу [11]. Так, котирувальні ціни на природний газ за листопад 2025 року становили 20 050,00 грн за тис. куб. м [12].

Якщо в «сірій» схемі ключовим визначальним фактором собівартості є природний газ, то в «зеленій» вирішальним стає обсяг і ціна електричної енергії. Питома електроємність виробництва NH_3 в комплексних схемах «електроліз водню → контур Габера-Боша» визначається насамперед роботою електролізера та з допоміжними вузлами становить ~7–10 кВт·год/кг NH_3 , за промислово реалістичних параметрів [13]. Тобто виробництво «зеленого» аміаку в тих самих обсягах вимагатиме приблизно:

Таблиця 2

Вимоги щодо енергії на рік для виробництва «зеленого аміаку»

Промисловий майданчик	Модульовані вимоги щодо енергії на рік
ПрАТ «Азот» (Черкаси)	9,62 ТВт · год
ПрАТ «Рівнеазот»	4,20 ТВт · год
ПАТ «Дніпроазот»	4,5 ТВт · год
АТ «Одеський припортовий завод»	9 ТВт · год

* Джерело: Власна розробка автора

Для моделювання енергетичного балансу електролізної водневої системи (EHPS) доцільно враховувати усереднені регіональні характеристики відновлюваних джерел енергії, що визначають потужність генерувальних блоків та вартісні показники системи. Сонячна електростанція з установленою потужністю 10 МВт по стороні змінного струму та 12,5 МВт по стороні постійного струму забезпечує близько 10,92–11,57 ГВт·год виробітку на рік. Інвестиційні CAPEX в саму СЕС становлять близько 10,06 млн доларів США [14].

Вітрова станція на чотири агрегати у випадку з карпатським майданчиком дає близько 76,6 ГВт · год на рік у варіанті з турбінами Enercon E – 175 EP5 і близько 91,93 ГВт · год на рік у варіанті з Vestas V136–4.5 MW, при цьому орієнтовні CAPEX становлять близько 25,02 млн євро для комплектації з Enercon та близько 29,71 млн євро для комплектації з Vestas [15].

Як видно з рисунку 1, максимальна ефективність СЕС досягається в Одеській області, тоді як у Рівненській вона найменша із чотирьох майданчиків.

Вітер же приблизно однаковий для всіх чотирьох виробничих майданчиків.

Таблиця 3 узагальнює річні витрати на виробництво NH_3 для чотирьох майданчиків у трьох сценаріях: «сірій» та «зелений» із живленням від ВЕС і СЕС. Для «сірого» варіанта розраху-

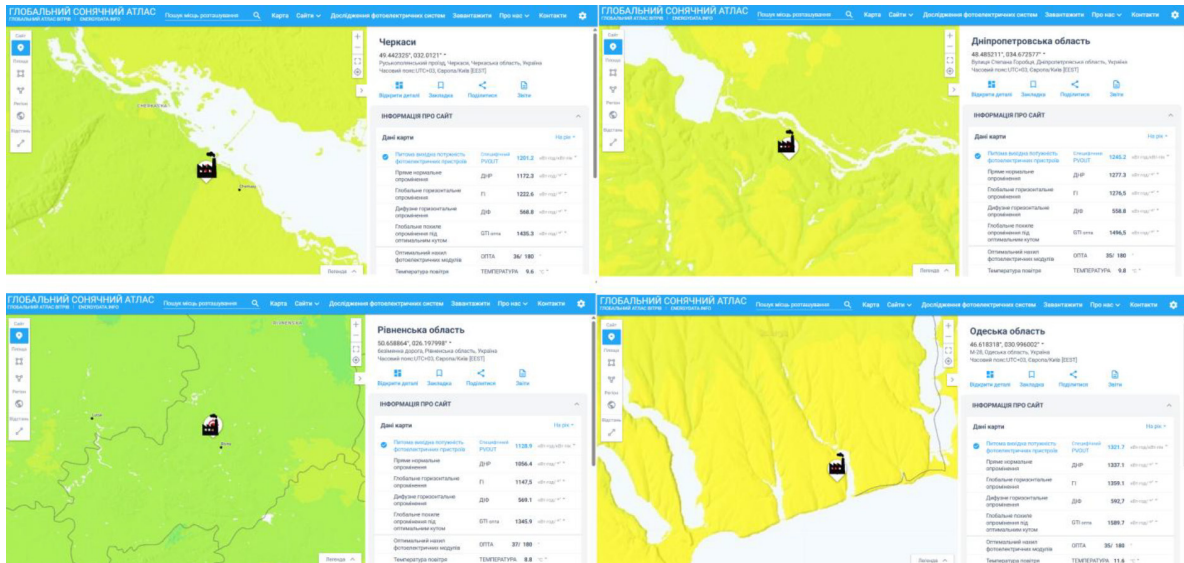


Рис. 1. Сонячний атлас [16]

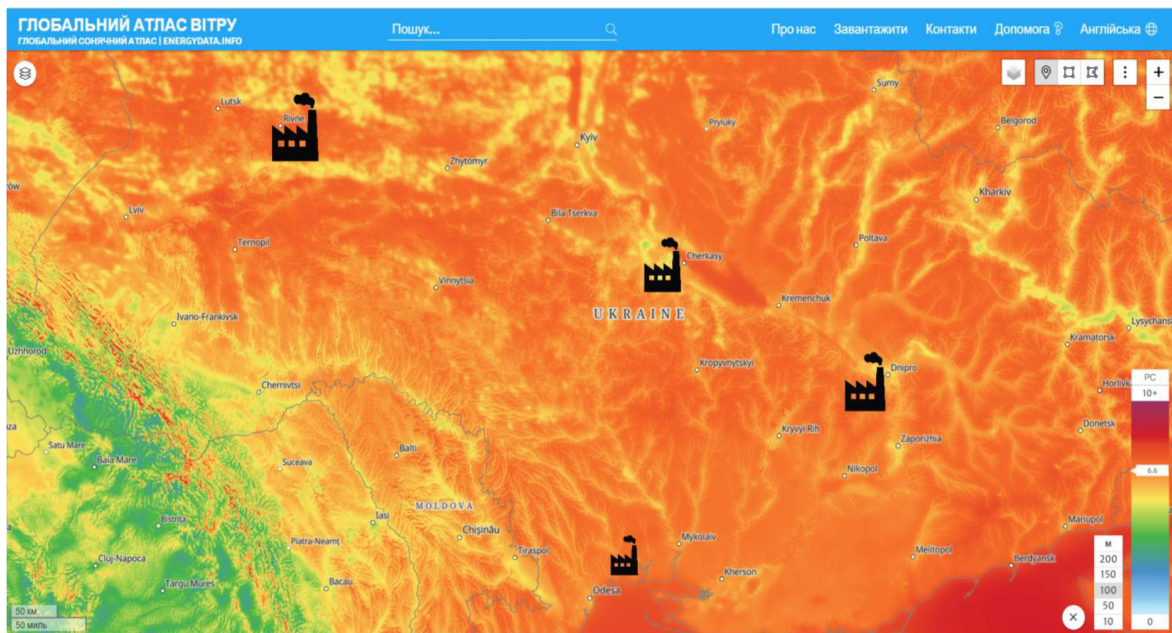


Рис. 2. Атлас Вітру [16]

нок виконано за питомим споживанням природного газу та його ринковими цінами з урахуванням експлуатаційних витрат. Для «зеленого» використано показник LCOE (Levelized Cost of Energy – нормована вартість електроенергії), який відображає повну приведену собівартість виробництва 1 МВт · год енергії за весь термін служби установки.

$$LCOE = \frac{FCR \cdot CAPEX + FOM}{CF \cdot 8760} + VOM + FUEL - PTC, \quad (3)$$

де FCR – фіксована річна ставка покриття капіталу (Fixed Capital Recovery Rate), FOM – фіксовані витрати обслуговування (Fixed Operation and Maintenance costs), CF – коефіцієнт використання потужності (Capacity Factor), VOM – змінні витрати обслуговування (Variable Operation and Maintenance costs), $FUEL$ – паливо, PTC – виробничий податковий кредит (Production Tax Credit). Для BEC / CEC зазвичай $FUEL = 0$, а PTC застосовується лише в юрисдикціях із відповідними пільгами (в Україні зазвичай $PTC = 0$).



Результати моделювання витрат для покриття електроенергії необхідної на виробництво зеленого аміаку (Табл. 2) відповідно до виробничих потужностей заводів (Табл. 1), а також порівняльний приклад нинішніх приблизних витрат при виробництві сірого аміаку подано в таблиці 3.

Показані в таблиці річні витрати слід інтерпретувати з урахуванням трьох чинників. По-перше, собівартість «сірого» NH_3 значно залежить від ціни газу, за типової норми 28–33 ГДж на тонну зміни паливного індикатора прямо транслуються в євро на тонну продукції.

По-друге, для «зелених» сценаріїв застосовано узгоджену з українськими умовами песимістичну оцінку LCOE вітру і сонця з урахуванням CAPEX, у яких капітальні витрати приведено до річного еквіваленту, OPEX, балансувальними та ризиковими надбавками. Базово за технічними параметрами виходить близько 46 €/МВт·год для вітру й близько 73 €/МВт·год для СЕС, у розрахунках же використано «песимістичні» 75 €/МВт·год для вітру і 100 €/МВт·год для СЕС, ці LCOE помножено на питомі 7–10 кВт·год на кілограм NH_3 . Варто врахувати що навіть базові 46 €/МВт·год для вітру самі по собі не дають паритету із «сірим» NH_3 , до паритету веде поєднання нижчої ціни електроенергії порядку не вище 35–40 €/МВт·год та електроємності не вище 8 МВт·год на тонну. Також для розрахунків взято гарантований термін служби обладнання, фактичний може перевищити його на 5 та більше років, даючи змогу ще більше зменшити витрати. По-третє, тривалий тренд здешевлення вітроустановок і сонячних панелей знижує їхній LCOE, а отже, і витрати «зеленого» NH_3 в майбутньому.

Таблиця 3

Річні витрати при використанні повних потужностей виробництва аміаку

Промисловий майданчик	Сірий NH_3 : витрати/рік (М€)	Зелений NH_3 (вітер): витрати/рік (М€)	Зелений NH_3 (сонце): витрати/рік (М€)
ПрАТ «Азот» (Черкаси)	394.4	709.6	914.9
ПрАТ «Рівнеазот»	172.2	310.0	399.0
ПАТ «Дніпроазот»	184.5	332.9	428.8
АТ «Одеський припортовий завод»	369.0	665.2	857.3

* Джерело: власна розробка автора

Також якщо планується неминуха заміна зношеного SMR, варто порівнювати електролізний варіант з альтернативою на новий SMR і враховувати різницю капітальних та операційних витрат між варіантами. У такому разі сукупні додаткові відносно простої заміни витрати ретрофіту аміачних заводів можуть становити менш ніж 1 % загальної вартості системи.

Висновки. У результаті техніко-економічного моделювання встановлено, що перехід від традиційного парового риформінгу метану до електролізного отримання водню для виробництва аміаку потребує суттєвих капітальних вкладень, однак відкриває можливість поступового зменшення експлуатаційних витрат у разі зниження вартості відновлюваної енергії. Проведені розрахунки свідчать, що сонячна генерація нині залишається економічно дорожчим джерелом для «зеленого» аміаку, тоді як вітрова енергія за оптимістичних умов може досягати рівня витрат, близького до «сірого» виробництва. Особливо це стосується сценаріїв із підвищенням цін на природний газ, коли вітровий варіант стає конкурентним навіть без додаткових субсидій. Установлено, що найбільш відчутний вплив на рівневу вартість водню мають ціна електроенергії, ефективність електролізерів і тривалість служби обладнання. Подальше зниження LCOE відновлюваних джерел, удосконалення систем зберігання енергії та підвищення ефективності електролізерів здатні забезпечити економічну доцільність ретрофіту аміачних заводів в Україні та створити підґрунтя для переходу галузі до «зеленого» виробництва.

Список використаних джерел

1. Isella A., Ostuni R., Manca D. Towards the decarbonization of ammonia synthesis – A techno-economic assessment of hybrid-green process alternatives. *Chemical Engineering Journal*. 2024. Vol. 486. DOI: 10.1016/j.cej.2024.150132
2. Vinardell S., Nicolas P., Sastre A. M., Cortina J. L., Valderrama C. Sustainability assessment of green ammonia production to promote industrial decarbonization in Spain. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. 2023. Vol. 11. No. 44. P. 15975–15983. DOI: 10.1021/acssuschemeng.3c04694
3. Saygin D., Blanco H., Boshell F., Cordonnier J., Rouwenhorst K., Lathwal P., Gielen D. Ammonia production from clean hydrogen and the implications for global natural gas demand. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. No. 2. DOI: 10.3390/su15021623
4. Pan L., Li J., Huang J., An Q., Lin J., Mujeeb A., Xu Y., Li G., Zhou M., Wang J. Renewable-to-ammonia: Configuration strategy and technoeconomic analysis. *iScience*, 2023. Vol. 26. No. 12. DOI: 10.1016/j.isci.2023.108512. PMCID: PMC10755057
5. Mingolla S., Gabrielli P., Manzotti A., Robson M. J., Rouwenhorst K., Ciucci F., Sansavini G., Klemun M. M., Lu Z. Effects of emissions caps on the costs and feasibility of low-carbon hydrogen in the European ammonia industry. *Nature Communications*. 2024. Vol. 15. DOI: 10.1038/s41467-024-3753
6. Rezaei M., Akimov A., Gray E. M. Levelised cost of dynamic green hydrogen production: A case study for Australia's hydrogen hubs. *Applied Energy*. 2024. Vol. 370. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123645
7. Черкаський «Азот» завантажив потужності на 100 %. *ПрАТ «Азот» (м. Черкаси)* : вебсайт. 19 листопада 2021. URL: <https://www.azot.ck.ua/content/articles/1368/> (дата звернення: 21.10.2025).
8. Про виробництво. *ПрАТ «Рівнеазот» OSTCHEM* : вебсайт. URL: <https://www.ostchem.com/uk/o-kompanii/proizvodstvo/rovno> (дата звернення: 23.10.2025).
9. Забезпечення дотримання екологічних вимог ПАТ «Дніпроазот» за рахунок очищення його газових викидів від парів хлору. *Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»* : вебсайт. URL: https://nuppu.edu.ua/uploads/files/0/events/other/1719032021/roboti-2021/08_absorber-khloru.pdf (дата звернення: 21.10.2025).
10. *АТ «Одеський припортовий завод»* : вебсайт. URL: <https://opz.odessa.ua/> (дата звернення: 23.10.2025).
11. Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production *Paris: International Energy Agency* : website. URL: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap> (last accessed: 27.10.2025).
12. Українська енергетична біржа. *Біржові котирування: Природний газ. Середньо- та довгостроковий ринок* : вебсайт. URL: <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/natural-gas/medium-and-long-term-market/> (дата звернення: 22.10.2025).
13. Nami H., Hendriksen P. V., Frandsen H. L. Green ammonia production using current and emerging electrolysis technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Vol. 199. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114517
14. Буратинський І. Термін окупності гібридної сонячної електростанції, до складу якої входить установка зберігання електроенергії з різними технічними параметрами. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3(74). С. 42–52. DOI: 10.36296/1819-8058.2023.3(74)42-52
15. Лесько В. О., Покровський К. Б., Ференсович Р. Я. Оцінка ефективності вітрогенераторів в реальних умовах з додатковими експлуатаційними витратами. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2022. Вип. 6. С. 37–41. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-165-6-37-41>
16. *Global Solar Atlas* : website. URL: <https://globalsolaratlas.info/map> (last accessed: 27.10.2025).

*Стаття надійшла до редакції 27.10.2025**Стаття прийнята 10.11.2025**Статтю опубліковано 22.12.2025*



Yu. Maslov
Reliability and Maintenance Engineering (RME)

**TECHNO-ECONOMIC MODELLING OF “GREEN” AMMONIA PRODUCTION
BASED ON ELECTROLYTIC HYDROGEN: EVALUATION OF RETROFIT
EFFICIENCY FOR EXISTING PLANTS**

Summary

The article presents a summary of the techno-economic modeling of ammonia production retrofit from “grey” to “green” based on electrolytic hydrogen. The approach relies on preserving the main subsystems of existing plants – in particular, the Haber-Bosch loop, the air separation unit, and the cryogenic storage – while fully replacing the steam methane reforming (SMR) section with an electrolytic hydrogen system. The system includes solar panels, wind turbines, electrolyzers, a battery storage system, electric and hydrogen storage units, as well as a compression facility. An island configuration with autonomous power supply from renewable sources is examined, which imposes increased requirements on electricity and hydrogen buffers. The model simultaneously determines the optimal installed capacities of subsystems and their hourly operation mode, taking into account regional wind and solar resources. Four Ukrainian industrial sites – Cherkasy, Rivne, Kamianske, and the Odesa Port Plant – were selected for applied verification. Three ammonia production scenarios were compared: grey (natural gas-based) and two green ones powered by wind and solar energy. The assessment was carried out using the levelized cost of electricity, with capital expenditures annualized, and including operational costs, balancing requirements, and typical risk premiums. The results show that the key cost factors for green production are electricity price, electrolyzer efficiency, equipment lifetime, and storage requirements. Under conservative assumptions, solar generation remains the more expensive option relative to the traditional scheme, while wind generation under favorable conditions approaches the cost level of grey ammonia. The competitiveness of the wind-powered option increases under scenarios of rising natural gas prices. The relationship between system parameters and total annual costs for each plant is shown, enabling comparison of regional profiles and cost structures. The study outlines the practical meaning of retrofit in terms of work scope and cost composition, emphasizing the need for transparent baseline assumptions regarding electricity prices, degradation of generating assets, and replacement of electrolyzer stacks. Directions for further research are identified, including expanded sensitivity analysis for discount rate and storage parameters, as well as refinement of parity conditions for different wind-solar combinations under national energy conditions.

Keywords: power, Haber-Bosch loop, configuration, CAPEX, electricity price, levelized cost.