

10.1016/C2016-0-03214-x

20. Zhao Youcai, Zhou Tao. Biohydrogen Production and Hybrid Process Development: Energy and Resource Recovery from Food Waste. Imprint Elsevier, 2020. P. 543. — <https://doi.org/10.1016/C2019-0-03684-9>

21. Biohydrogen: A volum in Biomass, Biofuels, Biochemicals. Edited Tdited by Ashok Pandey, S. Venkata Mohan, Chistian Larrocht. Imprint Elsevier, 2019. P. 525. — <https://doi.org/10.1016/C2017-0-03531-0>

22. Kotchourko A., Jordan T. Hydrogen Safety for Energy Applications: Engineering Design, Risk Assessment, and Codes and Standards. Imprint Butterworth-Heinemann, 2022. P. 405. — <https://doi.org/10.1016/C2018-0-0342-4>

23. Dincer I., Ishag H. Renewable Hydrogen Pro-

duction. Imprint Elsevier, 2021. P. 364. — <https://doi.org/10.1016/C2020-0-02435-7>

24. Portable Hydrogen Energy Systems: Fuel Cells and Storage Fundamentals and Applications. Editors: Ferreira- Aparicio P., Chaparro A.M. Imprint Academic Press, 2019. P. 225. — <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04605-3>

25. Bent Sorensen, Giuseppe Spazzafumo. Hydrogen and Fuel Cells: Emerging Technologies and Applications. Trind Edition Imprint Academic Press, 2018. P. 501. — <https://doi.org/10.1016/C2015-0-01635-5>

26. Zhiwen Ma, Patrick Davenport, Genevieve Saur. System and techno-economic analysis of solar thermochemical hyrogen production. *Renewable Energy*. 2022. Vol. 190. P. 294–308. — <https://doi.org/10.1016/y.renene.2022.03.108>

Received June 20, 2022

УДК 621.311:662.52:662.6
DOI: 10.33070/etars.3.2022.03

Вольчин І.А., докт. техн. наук, ORCID: 0000-0002-5388-4984,

Квіцинський В.О., ORCID: 0000-0003-2232-9434,

Марущак С.В., ORCID: 0000-0002-6574-3927

Інститут теплоенергетичних технологій НАН України, Київ

вул. Андріївська, 19, 04070 Київ, Україна, e-mail: vkvits1@ukr.net

Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂

Проаналізовано ефективність інвестицій в теплову енергетику України для зменшення емісії діоксиду вуглецю в умовах зростання тарифу на викиди CO₂. У припущенні лінійного зростання тарифу отримано зв'язок приведеної собівартості електроенергії теплових електростанцій (levelized cost of energy) з темпом зростання тарифу на викиди, технічними параметрами ТЕС, часовими рамками та процентною ставкою кредитування проекту. Для різних типів ТЕС, згрупованих за величиною коефіцієнта перетворення теплової енергії на електричну, отримано складові приведеної собівартості електроенергії в середньострокових та довгострокових проектах при використанні основних видів палива. Оцінено рівень беззбиткових інвестицій в реконструкцію ТЕС при зростанні тарифу на викиди діоксиду вуглецю. Обґрунтовано високу ефективність реконструкції ТЕС у середньострокових проектах, що дає можливість досягти значного зменшення валових викидів CO₂ при незмінному обсязі виробництва та незмінній приведеній собівартості електроенергії. Зроблено порівняння ефективності інвестицій в реконструкцію теплової енергетики та у відновлювану енергетику для зменшення емісії CO₂. Продемонстровано, що інвестиції в реконструкцію ТЕС дають найбільше скорочення викидів CO₂ в

розрахунку на одиницю вкладених коштів порівняно з альтернативними проектами. Одночасно реконструкція ТЕС збільшує маневрену потужність в Об'єднаній Енергетичній Системі України, що дає можливість активніше впроваджувати відновлювані джерела енергії для виробництва електроенергії. Розглянуто можливість використання тепловими електростанціями амоніаку як палива для зменшення емісії діоксиду вуглецю. Підкреслено значення ТЕС для забезпечення стійкої роботи Об'єднаної Енергетичної Системи України в сьогоdnішніх умовах. *Бібл. 18, рис. 1, табл. 4.*

Ключові слова: емісія CO₂, приведена собівартість електроенергії, реконструкція ТЕС, ефективність інвестицій.

Розвиток співробітництва з Євросоюзом передбачає у майбутньому більш інтенсивну взаємодію енергосистем України та ЄС. У кінці 2018 р. Кабінет Міністрів України схвалив план заходів щодо синхронізації Об'єднаної Енергетичної Системи (ОЕС) України з Європейською мережею операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [1], а у березні 2019 р. Рада Асоціації прийняла зміни до додатку XXVII [2] (ратифіковані ВР України Законом № 2739-VIII від 06.06.2019), що відкриває шлях до інтеграції енергосистем.

Відповідно до взятих на себе зобов'язань при приєднанні до «Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» та «Угоди про асоціацію з ЄС» Україна має зробити частиною внутрішнього правового режиму регламенти та рішення ЄС в області енергетики та скасувати положення свого національного законодавства, які є несумісними з положеннями ЄС, відповідно до переліку у додатку XXVII-B: прозорість ринку, надійність постачання енергії, умови приєднання до мереж, ядерна енергія, безпека, заохочення використання відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ), тощо.

Дієвими методами заохочення до використання ВДЕ є обмеження викидів CO₂ або збільшення податку на викиди парникових газів. З часу прийняття Кіотського протоколу 1997 р. запропоновано декілька механізмів оподаткування викидів CO₂: а) торгівля квотами на аукціонах; б) податок на викиди 1 т CO₂; в) гібридний варіант, коли встановлюється найнижча ціна продажу квот та найвища, при якій продаж квот не обмежений (варіант «в» переходить у «б» при зближенні найнижчої та найвищої ціни).

Міжурядова група експертів зі змін клімату IPCC (Intergovernmental Panel of Climate Changes) схиляється до оподаткування викидів, вважаючи що цей спосіб краще «співпрацює» з іншими заходами зменшення емісії діоксиду вуг-

лецю та спрощує пошук єдиного підходу до цієї проблеми в світовому масштабі.

В Європейському Союзі з 2020 р. було введено оподаткування викидів CO₂, що у середньому складало близько 20 євро/т [3]. Такий тариф на викиди діоксиду вуглецю в 1,4–2,8 рази підвищує вартість теплової енергії, отриманої при спалюванні твердого вуглецевого палива, та приблизно у 1,2 рази при використанні природного газу. За приведеним у [3] сценарієм, вартість викидів CO₂ буде зростати з часом та до 2040 р. збільшиться у 4–5 разів. Відзначимо, що в ЄС ціна на викиди CO₂ у 2021 р. вже перевищила прогнозовану.

Передбачається, що у 2023 р., відповідно до прийнятих угод у галузі енергетики, Україна підключиться до Європейської мережі операторів передачі електроенергії та підвищить плату за викиди CO₂ з нинішньої плати 10 грн/т до рівня середньоевропейської. Це неминуче призведе до зростання вартості теплової енергії з вихідного палива та, як наслідок, до зростання вартості електроенергії (ТЕС України як паливо використовують переважно вугілля). Спроба уникнути підвищення вартості енергії, отриманої з використанням вуглецевого палива, призведе до негативних наслідків для економіки та бюджету. Українські компанії зіткнуться з необхідністю сплачувати підвищені мита при експорті товарів, вироблених з великими викидами CO₂ (сталь, електроенергія, цемент). У підсумку кошти, які могли надійти до бюджету країни-експортера (України) та використовуватися для зменшення викидів парникових газів, надійдуть на рахунки фіскальних органів країн-імпортерів. Повернення США до Паризької угоди по клімату, ймовірно, прискорить будівництво митних бар'єрів на шляху «імпорту CO₂». Обґрунтуванням бар'єрів є нерівні умови конкуренції при доступі на ринки: виробники, що не сплачують податок на викиди CO₂, мають меншу собівартість енергоємної продукції. (Такий аргумент завжди можна засто-

сувати при надлишку пропозиції на ринку.) Для приватних компаній, що виробляють електроенергію та постачають її в Європу, вибір теж невеликий — сплачувати податки на викиди та поступово здавати позиції в конкуренції або модернізувати виробництво електроенергії.

Основні способи зменшення викидів парникових газів відомі: це зменшення енергоємності виробництва, очищення промислових викидів, енергозберігаючі технології в комунальному та домашньому господарстві; в енергетиці — використання палива з меншим вмістом вуглецю, очищення димових газів, збільшення ефективності перетворення енергії, збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) внаслідок використання енергії води, вітру та сонця. Реформування енергетики шляхом переходу на ВДЕ та більш ефективні технології перетворення енергії для зменшення викидів CO₂ потребує значних інвестицій, доцільність та ефективність яких має бути обґрунтована. Ефективність їх можна оцінити, якщо віднести зменшення валових викидів CO₂ до зроблених витрат за умови незмінного обсягу виробництва електроенергії. Важливим критерієм ефективності інвестицій також є підсумкова середньозважена собівартість електроенергії, оскільки вона впливає на тарифи електроенергії для промисловості та, відповідно, на її конкурентоспроможність. При ізольованому національному енергоринку занадто висока вартість електроенергії призведе до колапсу економіки, орієнтованої на експорт, та зменшення попиту на таку електроенергію (як наслідок, також до зменшення платоспроможного попиту населення та стиснення внутрішнього ринку). При об'єднанні

енергосистем Євросоюзу та України надто «брудна» електроенергія буде витіснитися з ринку.

У наведеній роботі досліджено вплив зростання плати за викиди CO₂ та, відповідно, вартості енергії палива на приведену собівартість електроенергії теплових електростанцій. Оцінено перспективи теплової енергетики при реформуванні енергетичної галузі України. Розраховано рівень беззбиткових інвестицій у реконструкцію ТЕС при лінійному зростанні тарифу на викиди CO₂.

Вартість теплової енергії із врахуванням викидів CO₂

Значна частина теплової енергетики України як паливо використовує вугілля, що активно заміщувало природний газ протягом останніх 15–20 років у зв'язку з високою вартістю останнього [4]. Основні претензії, які висувуються до вугільної енергетики, — великі викиди вуглекислого газу та забруднюючих речовин. Для стимулювання переходу на паливо з меншим вмістом вуглецю та більш широкого впровадження ВДЕ в Євросоюзі з 2020 р. були задіяні механізми обмеження викидів (у різних країнах різні), що значно підвищило тарифи на емісію CO₂. Згідно розрахунків аналітичної роботи [3], де узагальнені прогнози енергетичних агентств ІЕА, Bloomberg, IHS стосовно динаміки цін на паливо та викиди CO₂ для Європи, тариф на емісію CO₂ h буде зростати з часом та до 2040 р. становитиме $h(2040) = 75\text{--}100$ євро/т (середній за 20 років темп зростання 2,75–4 євро/т·рік). Прогнозована вартість 1 ГДж енергії i -го палива

Таблиця 1. Вартість 1 ГДж теплової енергії для різних видів палива та вартість викидів CO₂

Table 1. The cost of 1 GJ of thermal energy for different types of fuel and the cost of CO₂ emissions

Джерело енергії	i^*	Емісія CO ₂ ε_i , т/ГДж	2021 р.	2023 р.	2025 р.	2030 р.	2040 р.
Вартість теплової енергії H_{i0} , євро/ГДж							
Атомна енергія	1	–	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Лігніт	2	0,101	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Кам'яне вугілля	3	0,094	3,12	3,4	3,79	4,3	6,91
Природний газ	4	0,057	5,8	6,1	6,46	6,91	6,91
Амоніак	5	0	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Тариф на емісію CO ₂ $h(\tau)$, євро/т							
Вартість викидів CO ₂	–	–	20,4	21,7	23	35–53	80–100

* i – індекс палива.

$H_{i0}(\tau)$ у році τ та тариф на викиди CO_2 наведені у табл. 1.

На рис. 1 наведена розрахована за даними табл. 1 динаміка зміни вартості 1 ГДж тепла $H_i(\tau)$ з палива i з урахуванням плати за емісію CO_2 :

$$H_i(\tau) = H_{i0}(\tau) + \varepsilon_i h(\tau),$$

де H_{i0} — вартість 1 ГДж тепла з палива i без урахування емісії CO_2 ; $\varepsilon_i h(\tau)$ — плата за емісію.

З рис. 1 видно, що поза конкуренцією є вартість теплової енергії при використанні атомної енергії.

На рис. 1 також наведена розрахована вар

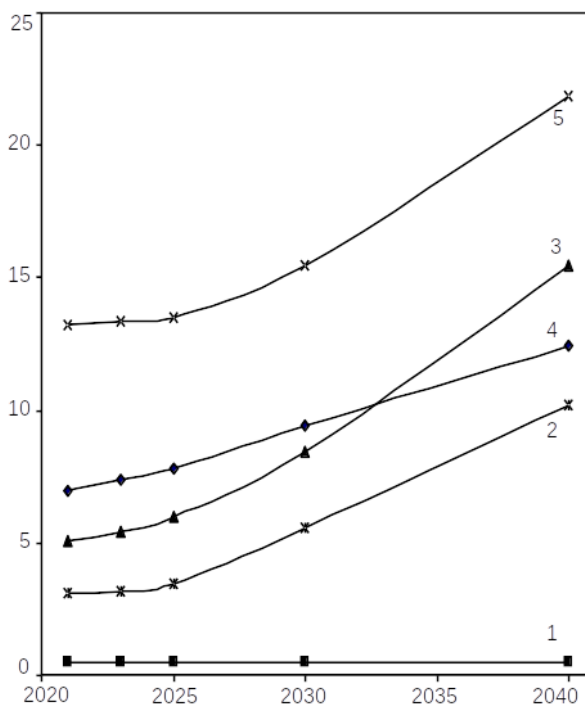


Рис. 1. Прогнозована вартість 1 ГДж теплової енергії при використанні i -ого палива по роках $H_i(\tau)$, евро/ГДж, з урахуванням вартості емісії CO_2 : 1 — атомна енергія; 2 — лігніт; 3 — кам'яне вугілля; 4 — природний газ; 5 — амоніак з урахуванням витрат природного газу та викидів CO_2 при виробництві $1000 \text{ nm}^3 \text{ CH}_4$ на 1 т NH_3 .

Figure 1. The predicted cost of 1 GJ of thermal energy when using the i -th fuel by years $H_i(\tau)$, euro/GJ, taking into account the cost of CO_2 emissions: 1 — nuclear energy; 2 — lignite; 3 — hard coal; 4 — natural gas; 5 — ammonia taking into account the consumption of natural gas and CO_2 emissions during the production of 1000 nm^3 of CH_4 per 1 ton of NH_3 .

тість теплової енергії при спалюванні амоніаку з урахуванням емісії CO_2 при його виробництві. У промислових масштабах амоніак виробляють з азоту та водню, останній отримують переважно паровим риформінгом метану (витрати CH_4 становлять $1000\text{--}1200 \text{ nm}^3$ на 1 т амоніаку). Процес отримання водню супроводжується емісією CO_2 . Очевидно, що при такій технології амоніак не може конкурувати з природним газом як паливо, оскільки має меншу теплоту згоряння та більшу емісію CO_2 у розрахунку на отриману одиницю теплової енергії (близько $0,11 \text{ т/ГДж}$ для NH_3 проти $0,057 \text{ т/ГДж}$ для метану). Альтернативний спосіб отримання водню для виробництва амоніаку електролізом води (в процесі якого викиди CO_2 відсутні) у теперішній час дорожчий. Ситуація може змінитися в результаті розвитку ВДЕ та збільшення надлишків генерації, що утворюються внаслідок їх некерованості.

У ринкових умовах надлишки електроенергії мають низьку ціну та можуть бути використані для отримання водню. У той час, як зберігання великих обсягів водню є складною задачею, можливість накопичення енергії та тривалого безпечного зберігання її у вигляді амоніаку роблять перспективним його використання для виробництва електроенергії. Чистий амоніак має малу швидкість горіння в суміші з повітрям, тому його, як правило, додають до інших видів палива (до 30%). Кисень, що отримується при електролізі води, може використовуватися при спалюванні амоніаку, покращуючи кінетику процесу горіння. Таким чином вирішуються декілька задач: утилізація надлишків електроенергії ВДЕ та АЕС, накопичення та зберігання енергії (у вигляді хімічної енергії амоніаку/водню), забезпечення ТЕС безвуглецевим паливом у часи пік. На жаль, сьогоднішній рівень розвитку ВДЕ та стан енергоринку в Україні не дає можливості реалізувати подібні технології в енергетиці.

Внаслідок високого значення питомої емісії CO_2 ціна теплової енергії з кам'яного вугілля при збільшенні тарифу на викиди зростає швидше, ніж при використанні газу, та, як видно з рис. 1, після 2032 р. перевищуватиме останню. При темпі зростання вартості викидів CO_2 близько 3 евро/т за рік вартість теплової енергії до 2040 р. становитиме $10\text{--}15$ евро/ГДж при використанні твердого палива та близько 12 евро/ГДж при використанні природного газу. На розглянутому часовому інтервалі найменшу вартість має тепла енергія при використанні лігніту, але че-

рез проблеми транспортування він придатний лише для місцевого застосування.

Приведена собівартість електроенергії при лінійному зростанні тарифу на викиди CO₂

Вартість теплової енергії, що враховує також вартість викидів, входить до собівартості електроенергії ТЕС та становить приблизно 70 % від загальної суми витрат (за винятком АЕС). На собівартість електроенергії ТЕС впливають також витрати на будівництво, коефіцієнт використання встановленої потужності, термін експлуатації ТЕС, ефективність перетворення енергії палива на електричну, експлуатаційні витрати. Для порівняння економічної ефективності різних технологій у довготривалих енергетичних проектах використовується приведена собівартість енергії (levelized cost of energy, i.e. *LCOE*), що враховує зменшення цінності майбутніх надходжень та витрат порівняно з сьогоднішніми. Приведена собівартість не відображає вартість електроенергії для споживачів, але є важливою з точки зору інвестора. *LCOE* — це розрахункова середньозважена собівартість електроенергії, що враховує сумарні витрати протягом життєвого циклу електростанції та всю вироблену енергію, дисконтовані з річною ставкою r [5]:

$$\begin{aligned} LCOE(\tau_0, r, S, N) = \\ = \frac{[\sum_{t=1}^{S+N} C(t) / (1+r)^t]}{[\sum_{t=1}^{S+N} E(t) / (1+r)^t]}, \end{aligned} \quad (1)$$

де $E(t)$, $C(t)$ — виробництво енергії та витрати її за рік t ; t — відлік часу (в роках) від початку реалізації проекту τ_0 , $t = (\tau - \tau_0)$; S , N — терміни будівництва та експлуатації ТЕС, роки; r — річна ставка кредитування; $\sum_{t=1}^{S+N} C(t) / (1+r)^t$, $\sum_{t=1}^{S+N} E(t) / (1+r)^t$ — приведені виробництво електроенергії та приведені сумарні витрати за життєвий цикл ТЕС.

Витрати включають інвестиції в будівництво ТЕС та експлуатаційні витрати (Variable Operations and Maintenance Cost), що умовно поділяють на постійні та змінні. Постійні річні витрати M_j (технічне обслуговування, управління, податки на майно, страхування) у першому наближенні пропорційні встановленій потужності P_j (масштабу ТЕС) та займають незначну частку в загальних витратах. Постійні витрати зручно віднести до максимального річного виробництва

енергії:

$$M_j = P_j \mu_j T_a,$$

де P_j — встановлена потужність ТЕС з технологією перетворення енергії j ; μ_j — коефіцієнт (євро/МВт·год), T_a — кількість годин у році, $T_a = 8760$.

Змінні витрати $V_{ij}(t)$ (витрати на паливо, експлуатаційні витрати, очищення викидів) у сумі становлять до 80 % загальних витрат ТЕС, вони пропорційні виробництву електроенергії та залежать як від виду палива i , так і від технології перетворення енергії j :

$$V_{ij}(t) = v_{ij} E(t) + H_i(t) K_j E(t),$$

де v_{ij} — питомі змінні витрати (євро/МВт·год); $H_i(t)$ — вартість 1 ГДж теплової енергії для i -го палива з урахуванням вартості викидів; K_j — коефіцієнт перетворення енергії для j -ої технології (ГДж/МВт·год), $K_j E(t)$ — річні витрати теплової енергії.

Вартість експлуатаційних витрат залежать від використаних у проекті технічних рішень.

Розглянемо сценарій реалізації життєвого циклу ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂:

а) інвестування в обсязі $I_j = P_j O_j$ у будівництво ТЕС провадиться за рахунок кредиту, де P_j — встановлена потужність, МВт; O_j — вартість 1 МВт встановленої потужності для технології перетворення енергії j (євро/МВт),

б) кредит повертається рівними частинами I_j/m протягом m років після початку роботи ТЕС, відсотки на обсяг заборгованості виплачуються з початку реалізації проекту;

в) тариф на викиди CO₂ з 2020 р. лінійно зростає з часом:

$$h(\tau) = h_0 + \chi(\tau - 2020),$$

де h_0 — початковий тариф у 2020 р., $h_0 = 20$ євро/т; χ — темп зростання вартості викидів CO₂, $\chi = 3-4$ євро/т·рік.

Вартість теплової енергії $H_i(\tau)$ включає вартість палива H_{i0} (євро/ГДж) та плату за викиди:

$$\begin{aligned} H_i(t) &\approx H_{i0} + \varepsilon_i h_0 + \varepsilon_i \chi (\tau - 2020) = \\ &= H_{i0} + \varepsilon_i h_0 + \varepsilon_i \chi (t + \Delta). \end{aligned}$$

В останньому виразі зроблена заміна $(\tau - 2020) = (\tau - \tau_0 + \tau_0 - 2020) = (t + \Delta)$, де t — час від початку проекту, $t = \tau - \tau_0$ (τ_0 — рік початку

проекту); Δ – затримка реалізації проекту по відношенню до 2020 року, $\Delta = \tau_0 - 2020$.

Оскільки тариф на викиди CO_2 зростає з часом, то темп зростання вартості викидів χ та дата початку реалізації проекту τ_0 (або Δ) є параметрами моделі;

г) під час експлуатації ТЕС (N років) ефективність перетворення енергії K_j , експлуатаційні витрати $v_{ij}E$ та виробництво електроенергії за рік E незмінні (під час будівництва дорівнюють 0):

$$E = 8760 k_p P_j \text{ (МВт·год)},$$

де k_p – коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), $T_a = 8760$ год; P_j – кількість робочих годин за рік.

Для проекту ТЕС, що працює на паливі i та технології j , приведені витрати дорівнюють:

$$\sum_{t=1}^{S+N} C(t) q^t = \sum_{t=1}^{S+N} \{I_j(t) + \mu_j P_j T_a + E [v_{ij} + K_j H_i(t)]\} q^t,$$

де $q^t = 1/(1+r)^t$; $I_j(t)$ – витрати на обслуговування кредиту в рік t .

Перший доданок у приведених витратах – це інвестиційна компонента, що включає в себе виплату процентів по кредиту під час будівництва ТЕС, виплату тіла кредиту протягом m років після початку експлуатації ТЕС (I_j/m в рік) та виплату процентів на залишок заборгованості за кредитом протягом m років:

$$\sum_{t=1}^{S+N} I_j(t) q^t = r I_j \sum_{t=1}^S q^t + (I_j/m) \sum_{t=S+1}^{S+m} q^t + r (I_j/m) \sum_{t=S+1}^{S+m} (m+s+1-t) q^t = O_j P_j,$$

що становить приведені інвестиційні витрати, де перший доданок – це виплата у процентах по кредиту під час будівництва ТЕС, другий – виплата тіла кредиту протягом m років після початку експлуатації ТЕС (I_j/m в рік), третій – виплата у процентах на залишок заборгованості за кредитом протягом m років:

$$r I_j \sum_{t=1}^S q^t = r I_j q (1 - q^S) / (1 - q) = I_j [1 - q^S];$$

$$\begin{aligned} [I_j/m] \sum_{t=S+1}^{S+m} q^t &= [I_j/m] q^S \sum_{t=1}^m q^t = \\ &= [I_j/m] q^S (1 - q^m) / (1 - q) = \\ &= [I_j/m r] q^S (1 - q^m); \end{aligned}$$

$$r [I_j/m] \sum_{t=S+1}^{S+m} (m+s+1-t) q^t =$$

$$\begin{aligned} &= (I_j/m) (m+s+1) q^S (1 - q^m) - \\ &- [r I_j/m] \sum_{t=S+1}^{S+m} t q^t. \end{aligned}$$

Підсумовуючи складові, пов'язані з обслуговуванням кредиту, отримуємо приведені капітальні витрати:

$$\sum_{t=1}^{S+N} I_j(t) q^t = I_j = O_j P_j. \quad (2)$$

Приведені експлуатаційні витрати:

$$\begin{aligned} &\sum_{t=S+1}^{S+N} E v_{ij} q^t = \\ &= E v_{ij} [1 - (1+r)^{-N}] / r (1+r)^S = \\ &= v_{ij} k_p P_j T_a [1 - (1+r)^{-N}] / r (1+r)^S. \end{aligned} \quad (3)$$

Приведені постійні витрати:

$$\sum_{t=S+1}^{S+N} \mu_j P_j T_a q^t = \mu_j P_j T_a [1 - (1+r)^{-N}] / r (1+r)^S. \quad (4)$$

Приведені витрати на паливо:

$$\sum_{t=1}^{S+N} E K_j H_{oi}(t) q^t = E K_j H_{i0} [1 - (1+r)^{-N}] / r (1+r)^S. \quad (5)$$

Плата за викиди при лінійному зростанні тарифу $h_\chi(t)$ на емісію CO_2 з часом:

$$\begin{aligned} &\sum_{t=1}^{S+N} E K_j h_i(t) q^t = \\ &= E K_j \varepsilon_i \chi [1 - (1+r)^{-N}] [h_0/\chi + \Delta + \\ &+ S + (1+r)/r] / r (1+r)^S - \\ &- E K_j \varepsilon_i \chi N / r (1+r)^{S+N}. \end{aligned} \quad (6)$$

Приведене виробництво електроенергії за життєвий цикл електростанції (МВт·год):

$$\begin{aligned} &\sum_{t=S+1}^{S+N} E q^t = \\ &= E [1 - (1+r)^{-N}] / r (1+r)^S = \\ &= k_j P_j T_a [1 - (1+r)^{-N}] / r (1+r)^S, \end{aligned} \quad (7)$$

де $E = P_j k_j T_a$ – річне виробництво електроенергії (МВт·год); k_j – коефіцієнт використання встановленої потужності; $T_a = 8760$ год.

Підставляючи вирази (2)–(7) в (1), отримуємо приведену собівартість 1 МВт·год електроенергії, що враховує з відповідною вагою інвестиції, експлуатаційні витрати, витрати на паливо:

$$\begin{aligned} \text{LCOE}_{ij}(r, \Delta, S, N, k_p) &= \\ &= [\sum_{t=1}^{S+N} C(t) / (1+r)^t] / \\ &/ [\sum_{t=1}^{S+N} E(t) / (1+r)^t] = \\ &= g_j O_j + \mu_j / k_p + v_{ij} + K_j H_{oi} + g_{\varepsilon ij} \varepsilon_i, \end{aligned} \quad (8)$$

де g_j – вага інвестицій в приведеній собівартості електроенергії; $g_{\varepsilon ij}$ – вага емісії CO_2 , при використанні палива i та технології j :

$$g_j = r(1+r)^S / T_a k_j [1 - (1+r)^{-N}], \text{ год}^{-1}, \quad (9)$$

$$g_{\varepsilon ij} = K_j \chi \{h_0 / \chi + \Delta + S + (1+r) / r - N / [(1+r)^N - 1]\}. \quad (10)$$

Як видно з виразу (8), інвестиційна складова $g_j O_j$ зростає при збільшенні вартості одиниці встановленої потужності O_j , відсоткової ставки r , терміну будівництва S , при зменшенні терміну експлуатації N та коефіцієнта використання встановленої потужності k_j . Вага постійних витрат (μ_j/k_j) в $LCOE_{ij}$ незначна, але зростає при зменшенні коефіцієнта використання k_j . Експлуатаційні витрати v_{ij} , витрати на паливо $K_j H_{oi}$ та викиди $g_{\varepsilon ij} K_j \varepsilon_i$ складають разом приведені змінні витрати VOM_{ij} (Variable Operations and Maintenance Cost):

$$VOM_{ij} = v_{ij} + K_j H_{oi} + g_{\varepsilon ij} \varepsilon_i.$$

На ТЕС основними витратами при виробництві електроенергії у теперішній час є витрати на паливо та викиди. Вага палива у VOM_{ij} визначається коефіцієнтом перетворення K_j та для

прийнятої моделі не залежить від часових границь проекту. (Як видно з останнього виразу, ваговий множник експлуатаційних витрат v_{ij} дорівнює одиниці.) Вираз (10) відображає зростання ваги викидів CO_2 з часом. Вага викидів лінійно залежить від швидкості зростання χ , коефіцієнтів емісії ε_i та перетворення енергії K_j , затримки проекту $(\Delta + S)$. На ваговий множник також впливають річна ставка r та час експлуатації ТЕС N .

Для розрахунків приведених змінних витрат нами використовувалися агреговані технічні показники для різних типів ТЕС, що працюють в енергетичній галузі, з роботи [3] (табл. 2). Ми зберегли запропоновану у роботі [3] класифікацію. Позначення типу ТЕС пов'язане з ефективністю перетворення теплової енергії на електричну, ГДж/МВт год: old-1 – (10–10,3); old-2 – (8,8–9); New – (6,2–7,8). Наведені показники є усередненими даних різних енергетичних агентств та мають орієнтовний характер. Реальні характеристики залежать від технічних рішень, застосованих при будівництві конкретної ТЕС.

У табл. 2 застосовані такі позначення: ε_i – питома емісія діоксиду вуглецю для i -го палива, т/ГДж; K_j – коефіцієнт перетворення або витрати енергії на отримання електроенергії при номінальній потужності блоку P_j , ГДж/МВт год;

Таблиця 2. Характеристики ТЕС з різними технологіями перетворення енергії

Table 2. Characteristics of thermal power plants with different energy conversion technologies

Тип ТЕС	j	K_j , ГДж/МВт·год	$(\varepsilon_i K_j)$, т/МВт·год	v_{ij} , євро/МВт·год	ККД, %	Вмик/Вимик, год
Енергоносій – атомна енергія; емісія CO_2 : $i = 1$; $\varepsilon_1 = 0$ т/ГДж						
Old	–	10,9	0	9	33	12/12
Енергоносій – кам'яне вугілля; емісія CO_2 : $i = 3$; $\varepsilon_1 = 0,094$ т/ГДж						
Old-0	0	11,6	1,09	3,3	30	8/8
Old-1	1	10,3	0,968	3,3	35	8/8
Old-2	2	9,0	0,846	3,3	40	6/6
New	3	7,8	0,733	3,3	46	5/5
Енергоносій – природний газ; емісія CO_2 : $i = 4$; $\varepsilon_2 = 0,057$ т/ГДж						
Old-1	1	10,0	0,570	1,1	36	5/5
Old-2	2	8,8	0,508	1,1	41	5/5
CCGT old-1	3	9,0	0,513	1,6	40	3/3
CCGT old-2	4	7,5	0,428	1,6	48	3/3
CCGT new	5	6,2	0,353	1,6	58	2/2
OCGT old	1	10,3	0,587	1,6	35	1/1
OCGT new	5	8,6	0,490	1,6	42	1/1

$(\varepsilon_i; K_j)$ – емісія діоксиду вуглецю для технології j при використанні палива i , т/МВт·год; v_{ij} – експлуатаційні витрати для технології j та палива i , євро/МВт·год; ККД – ефективність перетворення теплової енергії на електричну для технології j та палива i , %; ССГТ – газова турбіна комбінованого циклу (Combined Cycle Gas Turbine); ОСГТ – газова турбіна відкритого циклу (Open Cycle Gas Turbine).

У табл. 3 наведені розрахунки приведених змінних витрат для газових та вугільних ТЕС різних типів в умовах зростання вартості викидів CO_2 зі швидкістю $\chi = 3$ євро/(т·рік) при різних часових параметрах проектів. Термін будівництва ТЕС покладено $S = 4-5$ років, час експлуатації $N = 40$ років; при реконструкції $S = 1$ рік, $N = 20$ років; початок проектів – 2022 р. ($\Delta = 2$ роки); при відсутності змін $S = 0$ років.

У табл. 3:

$$g_j = r(1+r)^S / T_a k_j [1 - (1+r)^{-N}] (1/h);$$

$$g_{\varepsilon_j} = K_j \chi \{h_0/\chi + \Delta + S + (1+r)/r - N/[(1+r)^N - 1]\};$$

$$\text{VOM}_{ij} = v_{ij} + K_j H_{0i} + g_{\varepsilon_j} \varepsilon_i,$$

Жирним шрифтом у табл. 3 виділені проекти будівництва нових ТЕС, курсивом – експлуатації старих ТЕС без реконструкції. З табл. 3 видно, що при закладеному зростанні вартості викидів приведені змінні витрати вугільних ТЕС у середньострокових проектах (реконструкція, $\Delta = 2$, $S = 1$, $N = 20$ років) менші, ніж у газових з таким самим ККД. Це означає, що простий перехід на газ погіршує економічні показники ТЕС, необхідно одночасно зменшувати витрати палива. У довгострокових проектах ($\Delta = 2$, $S = 4$, $N = 40$ років) приведені змінні витрати вугільних ТЕС зрівнюються або перевищують змінні витрати газових ТЕС.

Враховуючи менші капітальні витрати та менший строк будівництва, приведена собівартість електроенергії новозбудованих газових ТЕС буде меншою, ніж у вугільних. Переваги газових ТЕС: низькі експлуатаційні витрати; малі порівняно з вугіллям викиди парникових газів; висока маневреність блоку (час вмикання/вимикання ССГТ – приблизно 2 год) [3]. Перешкодами до більш широкого використання природного газу в тепловій енергетиці України у теперішній час є залежність від зовнішніх поставок та низька енергетична ефективність діючих ТЕС.

Актуальна також «ціна переходу» на ефективнішу технологію та екологічно безпечніше паливо, оскільки обсяг інвестицій в реконструкцію впливає на собівартість електроенергії при подальшій експлуатації енергоблоків.

Максимальні інвестиції у беззбиткових проектах реконструкції ТЕС

Значна частина ТЕС в Україні перевищила термін експлуатації. У зв'язку зі зношеністю обладнання блоків вугільних ТЕС та використанням їх у маневреному режимі середнє значення ККД становить близько 31 %, або $K = 11,6$ МДж/кВт·год, емісія $\text{CO}_2 \sim 1,09$ кг/кВт·год [4] – ми позначили їх Old-0. Реконструкція дає можливість підвищити ефективність перетворення енергії та на 15–20 років подовжити роботу енергоблоків, а також вивести з експлуатації ТЕС, що відпрацювали свій ресурс. Тільки за рахунок підвищення коефіцієнта перетворення ТЕС K з 11,6 до 9 МДж/кВт·год можна зменшити питомі викиди CO_2 на 0,262 т/МВт·год (або на 22 %). При одночасному переході на природний газ ($K = 8,8$ МДж/кВт·год) можна зменшити викиди CO_2 на 0,59 т/МВт·год (на 54 %). За оцінками роботи [6], питома вартість реконструкції блоку ТЕС коштує у залежності від технічного рішення в 400–600 дол. (350–500 євро) за 1 кВт встановленої потужності.

З використанням результатів, наведених у табл. 3, був розрахований максимальний розмір інвестицій для беззбиткового в підсумку проекту реконструкції ТЕС, у тому числі при переході на інше паливо. Для цього порівнювалася собівартість електроенергії при експлуатації ТЕС на старій технології j (інвестиції $O_j = 0$) та собівартість при переході на вищу технологію l шляхом реконструкції (інвестиції O_l у розрахунок на 1 МВт потужності). Вважалося, що на час реконструкції інвестиції, зроблені при будівництві ТЕС, амортизовані. Різниця експлуатаційних витрат визначає максимальні інвестиції $\max(O_l)$ у 1 МВт встановленої потужності у беззбитковому проекті реконструкції (приведена собівартість незмінна):

$$\text{LCOE}_{ij} - \text{LCOE}_{il} = (\text{VOM}_{ij} + g_j O_j) - (\text{VOM}_{il} + g_l O_l) = 0; \quad (11)$$

$$g_l O_l - g_j O_j = \text{VOM}_{ij} - \text{VOM}_{il}.$$

Враховуючи, що $O_j = 0$, максимальне значен-

Таблиця 3. Приведені змінні витрати VOM_{ij} електростанцій різних типів та вага складових g_{ej} , v_{ij} , $K_j H_{0i}$

Table 3. The variable costs VOM_{ij} of power plants of various types and the weight of components g_{ej} , v_{ij} , $K_j H_{0i}$ are given

EC	K_j , ГДж/ МВтгод	v_{ij}	r	Δ	S	N	g_j , 1/h	g_{ej} , євро/т	$g_{ej}\epsilon_i$, євро/ МВтгод	$K_j\epsilon_i$, т/ МВтгод	$K_j H_{0i}$, євро/ МВтгод	VOM_{ij} , євро/ МВтгод
Енергоносій — атомна енергія, $H_0 = 0,47$ євро/ГДж, $i = 1$, $\epsilon_1 = 0$ т/ГДж, $k_j = 0,9$												
AEC Old	10,9	9	0,08	2	4	60	$1,4 \cdot 10^{-5}$	0	0	0	5,12	14,12
Енергоносій — кам'яне вугілля, $H_0 = 3,4$ євро/ГДж, $i = 3$, $\epsilon_3 = 0,094$ т/ГДж, $k_j = 0,8$												
TEC Old-0	11,6	3,3	0,08	2	0	20	$1,454 \cdot 10^{-5}$	36,8	40,1	1,09	39,44	82,8
TEC Old-1	10,3	3,3	0,08	2	0	20	$1,454 \cdot 10^{-5}$	36,8	35,6	0,968	35,02	73,9
TEC Old-2	9	3,3	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	33,7	0,846	30,6	67,6
TEC Old-2	9	3,3	0,08	2	5	40	$1,76 \cdot 10^{-5}$	62,4	52,8	0,846	30,6	86,7
TEC New	7,8	3,3	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	29,2	0,733	26,52	59,0
TEC New	7,8	3,3	0,08	2	5	40	$1,76 \cdot 10^{-5}$	62,4	45,7	0,733	26,52	75,52
Енергоносій — природний газ, $H_0 = 6,1$ євро/ГДж, $i = 4$, $\epsilon_4 = 0,057$ т/ГДж, $k_j = 0,8$												
TEC Old-1	10	1,1	0,08	2	0	20	$1,454 \cdot 10^{-5}$	36,8	21,0	0,57	61	83,1
TEC Old-2	8,8	1,1	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	36,8	18,5	0,502	53,7	73,3
TEC CCGT-1	9	1,6	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	20,4	0,513	54,9	76,9
TEC CCGT-1	9	1,6	0,08	2	4	40	$1,628 \cdot 10^{-5}$	59,4	30,47	0,513	54,9	87,0
TEC CCGT-2	7,5	1,6	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	17,0	0,428	45,75	64,35
TEC CCGT-2	7,5	1,6	0,08	2	4	40	$1,57 \cdot 10^{-5}$	59,4	25,4	0,428	45,75	72,8
CCGT-New	6,2	1,6	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	14,0	0,353	37,8	53,4
CCGT- New	6,2	1,6	0,08	2	4	40	$1,628 \cdot 10^{-5}$	59,4	21,0	0,353	37,8	60,4
OCGT-Old	8,6	1,6	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	23,4	0,587	62,8	87,8
OCGT-Old	10,3	1,6	0,08	2	1	20	$1,57 \cdot 10^{-5}$	39,8	19,5	0,49	52,5	73,6

Примітка. $h_0 = 20$ євро/т, $\chi = 3$ євро/(т·рік).

ня безбиткової інвестиції в одиницю потужності $\max(O_I)$ дорівнює:

$$\max(O_I) = (VOM_{ij} - VOM_{il}) / g_i, \quad (12)$$

де g_i — ваговий множник інвестицій у приведеній собівартості електроенергії, що залежить від умов кредитування проекту — вираз (9).

На значення g_i впливають величина ставки кредиту r , коефіцієнт використання потужності k_j , а також час будівництва S та експлуатації N . У табл. 3 наведені значення g_i для різних часових параметрів проектів будівництва та реконструкції ТЕС.

Безбитковість проекту означає, що всі витрачені на реконструкцію кредитні кошти разом з

процентами повернуться за час експлуатації ТЕС завдяки зменшенню поточних витрат. Ми отримуємо вигаш у вигляді зменшення емісії CO_2 на одиницю виробленої електроенергії. Якщо витрати на реконструкцію одиниці встановленої потужності будуть менші за $\max(O_I)$ (точка безбитковості), то ми зменшимо приведену собівартість електроенергії і термін окупності проекту та отримаємо ще економічну вигоду. Очевидно, що проекти з питомою вартістю більшою за $\max(O_I)$ збиткові. Вони можуть виконуватися з політичних (екологічних) мотивів, якщо потрібний ефект досягається при витратах менших, ніж у альтернативних проєктів. Використовуючи табл. 3, можна порахувати зменшення приведених змінних витрат при переході з нижчої технології перетворення енергії на вищу та, користуючись виразом (12) та значенням вагового множника g_I , оцінити максимальний розмір безбиткових інвестицій для заданих часових рамок проєкту. Результати таких розрахунків наведені у роботі [7].

Існує технічний аспект, пов'язаний з фізичною можливістю розміщення нового обладнання на площах старих ТЕС. Це питання потребує дослідження у кожному окремому випадку. Реальною задачею реконструкції вважалося підвищення технічного рівня ТЕС від Old-0 (ККД = 30 %) до Old-2 (ККД = 40 %).

Вікно для проведення реконструкції ТЕС обмежене у часі, оскільки при зростанні тарифу на викиди CO_2 , собівартість електроенергії ТЕС зростає та з часом стає неконкурентною порівняно з атомною енергією та ВДЕ. Затримки в реконструкції, у першу чергу, роблять неефективними проєкти, орієнтовані на вугілля (значні викиди CO_2 роблять їх неконкурентними порівняно з газом). Конкретизація початкових умов та технічних рішень може вплинути на розрахований економічний ефект як в сторону зменшення, так і збільшення. Можливість використання існуючої інфраструктури ТЕС зменшує вартість реконструкції. Ми не враховували втрати надходжень від зупинки енергоблоку на реконструкцію. Вважалося, що ці втрати цілком компенсуються зменшенням ризику дострокової зупинки блоку при відсутності реконструкції.

Витративши додатково близько 300 дол. на 1 кВт встановленої потужності, можна забезпечити ТЕС системами очищення димових газів та у 10–20 разів зменшити викиди оксидів сірки та азоту. Інвестиційна складова приведеної собівар-

тості електроенергії при цьому зростає приблизно на 5 дол./МВт·год (плюс експлуатаційні витрати). Для України ця сума помітна у порівнянні з відпускною ціною електроенергії (46,6–71,4 євро/МВт·год у 2020 р.). Очевидно, що для зменшення викидів SO_2 , NO_x в атмосферу, як і у випадку викидів CO_2 , мають діяти стимули або у вигляді штрафних санкцій, що у підсумку перевищують витрати на системи очищення димових газів, або у вигляді компенсації частини витрат (наприклад, у вигляді пільгових кредитів для будівництва систем очищення викидів). Оскільки утримувати енергетичну галузь за рахунок бюджету неможливо, то залишається переважно тиск на енергетичні компанії для зменшення викидів та, як наслідок, збільшення ціни електроенергії.

Реконструкція не вирішує проблему викидів CO_2 остаточно (необхідно переходити на безвуглецеве паливо), але зменшує напругу з пошуком інвестицій та дає більший час для реформування енергетики. Протягом найближчих 5–10 років інвестиції в реконструкцію ТЕС мають найвищу ефективність у плані зменшення викидів CO_2 в розрахунку на інвестовану гривню. Це можна побачити, порівнявши ефективність реконструкції ТЕС з альтернативними проєктами.

Ефективність інвестицій в реконструкцію ТЕС та в альтернативні проєкти

Альтернативою реконструкції ТЕС є будівництво і застосування модульних АЕС та відновлюваних джерел енергії для виробництва електроенергії. У 2020 р. пройшов сертифікацію новий проєкт атомної електростанції фірми NuScale Power [8], що складається з 6–12 модулів потужністю 60 МВт та дає можливість ступеневої зміни виробництва електроенергії відповідно до навантаження. Модуль має ресурс роботи 60 років, коефіцієнт доступності потужності $k_p = 0,9$, малий (близько 1 год) час вмикання/вимикання, значний діапазон плавного регулювання потужності (понад 50 %) та високий рівень безпеки (оскільки повністю виготовляється у заводських умовах). Вартість одиниці встановленої потужності модуля у 2020 р. складала близько 5000 дол./кВт. Такі модульні АЕС здатні працювати при змінному навантаженні та можуть замінити вугільні ТЕС. При заміні ТЕС Old-0 ($K = 11,6$ МДж/кВт·год) емі-

сія CO_2 зменшиться з близько 1,09 кг/кВтгод до 0, а в розрахунку на інвестований долар – на 103 кг за час експлуатації.

Що стосується відновлюваної енергетики, то проста заміна ТЕС на ВДЕ відповідної потужності сьогодні неможлива. Як відмічається у роботі [5], ВДЕ є джерелами з нульовою гарантованою потужністю. З міркувань безпеки нестабільні джерела електроенергії великої потужності не можуть допускатися до Об'єднаної Енергетичної Системи України (ОЕСУ) [9–11] без наявності достатніх ресурсів для компенсації коливань потужності. (В Україні ще до 2013 р. відчувалася нестача маневрених потужностей в ОЕС [4], ситуація загострилася із збільшенням встановленої потужності ВДЕ.) Для безпечної роботи в ОЕС вітряної електростанції (ВЕС) необхідно створити енергетичний комплекс (ЕК), що включає в себе: ВЕС; накопичувач енергії – акумуляторну батарею (АБ), що забезпечує як мінімум 2 год безперервного постачання електроенергії в ОЕС під час переходу на резервну потужність (для включення вугільної ТЕС необхідно 6 год та, відповідно, у 3 рази більша АБ для безперервного постачання електроенергії); сучасну резервну електростанцію (РЕС) аналогічної потужності з широким діапазоном регулювання та малим часом вмикання/вимикання, що працюватиме при штилі.

Нами була розрахована ефективність інвестицій у зменшення емісії CO_2 при реконструкції вугільної ТЕС Old-0 ($K_0 = 11,6$ МДж/кВтгод, коефіцієнт емісії CO_2 $\varepsilon_3 = 0,093$ кг/МДж) та при заміні її на нову ТЕС або ЕК. При незмінній потужності реконструкція або будівництво нової ТЕС дають зменшення емісії при виробництві кіловат-години електроенергії до рівня $\varepsilon_i K_j$ (де ε_i – коефіцієнт емісії нового палива; K_j – коефіцієнт перетворення енергії у новій технології), для ЕК – до рівня $\varepsilon_i k_{PEC} K_{PEC}$. Сумарна середня потужність енергетичного комплексу P_{EK} дорівнює $P_{EK} = k_{BEC} P_{BEC} + k_{PEC} P_{PEC}$ (де P_{BEC}, P_{PEC} – встановлені потужності; k_{BEC}, k_{PEC} – коефіцієнти доступності потужності відповідно ВЕС та РЕС). Вартість одиниці встановленої потужності ЕК дорівнює $O_{EK} = (O_{BEC} P_{BEC} + O_{PEC} P_{PEC}) / (k_{BEC} P_{BEC} + k_{PEC} P_{PEC})$. При умові $P_{BEC} = 0$ дорівнює $O_{EK} = O_{PEC} / k_{PEC}$, при $P_{BEC} = P_{PEC}$ $O_{EK} = (O_{BEC} + O_{PEC}) / (k_{BEC} + k_{PEC})$. Емісія CO_2 в розрахунку на одиницю електроенергії ЕК дорівнює $\varepsilon_i k_{PEC} K_{PEC}$, а зменшення емісії при заміні потуж-

ності вугільної ТЕС на ЕК дорівнює $\varepsilon_3 K_0 - \varepsilon_i k_{PEC} K_{PEC}$. За життєвий цикл ЕК валові викиди CO_2 на 1 кВт потужності зменшаться на $8760 \cdot N (\varepsilon_3 K_0 - \varepsilon_i k_{PEC} K_{PEC})$, або в розрахунку на інвестований долар – на $8760 \cdot N (\varepsilon_3 K_0 - \varepsilon_i k_{PEC} K_{PEC}) (k_{BEC} + k_{PEC}) / (O_{BEC} + O_{PEC})$. Ефективність інвестицій при реконструкції вугільної ТЕС або будівництві нової взамін дорівнює $8760 N (\varepsilon_3 K_0 - \varepsilon_i K_j) k_j / O_j$. При розрахунках ефективності інвестицій в зменшення емісії CO_2 покладалося, що коефіцієнти доступності встановленої потужності дорівнюють $k_{TEC} = 0,8$; $k_{AEC} = 0,9$; $k_{BEC} = 0,2$. (За даними роботи [12], k_{BEC} на суші: у Німеччині – 0,17–0,18; у Китаї – 0,20; у Молдові, Болгарії, Вірменії – 0,21; у Великій Британії – 0,26; у Данії – 0,3. Останні дві країни мають протяжну берегову лінію.) Вартість одиниці встановленої потужності [5]: ВЕС – 1400 дол./кВт, АБ – 1100 дол./кВт (ємність 2 кВтгод), ТЕС Old-2 – 2200 дол./кВт, ПГУ – 1100 дол./кВт, АЕС – 5500 дол./кВт. Час будівництва ВЕС + АБ – 1 рік, час експлуатації – 20 років, час будівництва ТЕС – 4 роки, час експлуатації – 40 років (модульна АЕС – 60 років). Враховувалося, що за час експлуатації РЕС змінюється декілька комплектів ВЕС + АБ.

У табл. 4 наведені результати розрахунків ефективності інвестицій у зменшення викидів CO_2 для ТЕС Old-0: при заміні її на ЕК (при різних варіантах РЕС); при заміні на сучасну електростанцію; при реконструкції.

Найгірші результати в розрахунку на інвестований долар отримані при використанні вугільних ТЕС для компенсації коливань потужності ВЕС. Причинами є: більша, порівняно з ПГУ, вартість встановленої потужності (близько 2200 дол./кВт [5]); вугільні ТЕС не можуть швидко відреагувати на зміну потужності ВЕС, що потребує збільшеної ємності акумуляторної батареї у складі ЕК; використання вугілля як палива збільшує питому емісію CO_2 порівняно з газовими ТЕС.

З табл. 4 видно, що застосування ПГУ та АЕС у складі ЕК знижує ефективність інвестицій в зменшення викидів CO_2 порівняно з їх автономною експлуатацією (для АЕС – із 103 до 41,2 кг/дол.; для ПГУ ССГТ-2 – із 169 до 34,5 кг/дол.). Це відбувається внаслідок значних додаткових витрат на обладнання ВЕС + АБ при невеликій ефективності їх застосування у значній мірі через малий коефіцієнт доступності

Таблиця 4. Зменшення емісії CO₂ при заміні потужностей вугільної ТЕС Old-0Table 4. Reduction of CO₂ emissions when replacing the capacities of the Old-0 coal-fired thermal power plant

Проект заміни потужностей ТЕС Old-0 ($K_0 = 11,6$ МДж/кВтгод, $\varepsilon_3 K_0 = 1,09$ кг/кВтгод)									Зменшення емісії CO ₂	
ВЕС	REC	i	O _{ЕК} , дол./кВт	ε _{РЕС} , кг/МДж	K _{РЕС} , МДж/ кВтгод	k _{РЕС}	ε ₁ k _{РЕС} K _{РЕС} , кг/кВтгод	N, роки	ε ₃ K ₀ – ε ₁ k _Р K _{РЕС} , кг/кВтгод	Ефектив- ність, кг/дол.
2(ВЕС+ЗАБ), В	Old-2, В	3	11600	0,094	9	0,8	0,68	40	0,41	12,4
2(ВЕС+АБ), В	CCGT-2, В	4	6100	0,057	7,5	0,8	0,34	40	0,75	34,5
3(ВЕС+АБ), В	АЕС, В	1	12500	0,0	10,9	0,9	0	60	1,09	41,2
(ВЕС+АБ), В	–	–	2500	0,0	0	0,2	0	20	1,09	41,2
–	АЕС, В	1	5000	0,0	10,9	0,9	0	60	1,09	103
–	CCGT-2, В	4	1100	0,057	7,5	0,8	0,428	40	0,66	169
–	CCGT-N, В	4	1100	0,057	6,2	0,8	0,353	40	0,74	189
–	Old-2, R	4	500	0,057	8,8	0,8	0,502	20	0,507	142
–	Old-2, R	3	500	0,094	9	0,8	0,846	20	0,244	68,4

Примітка. В – будівництво; R – реконструкція; i = 1 – атомна енергія; i = 3 – кам'яне вугілля; i = 4 – природний газ.

потужності ВЕС ($k_{ВЕС} \sim 0,2$).

Єврокомісія у кінці грудня 2021 р. запропонувала вважати ядерну енергетику, а також природний газ при емісії CO₂ до 0,1 кг/кВтгод «зеленими» джерелами енергії (при заміні «брудної» технології – до 0,27 кг/кВтгод, «Європейська правда», 1 січня 2022 р.). Це дає шанс для використання амоніаку в суміші з природним газом для зменшення викидів до допустимого рівня. Найефективніша технологія виробництва електроенергії (Combined Cycle Gas Turbine) з використанням природного газу дає викиди CO₂ близько 0,33 кг/кВтгод. Якщо 20 % теплової енергії забезпечити за рахунок спалювання амоніаку, то викиди CO₂ зменшаться до 0,264 кг/кВтгод. Про початок експериментів з використанням газових сумішей з концентрацією NH₃ 20 % для виробництва електроенергії повідомляється в спільному прес-релізі JERA Co., Inc. і IHI Corporation (Японія) [13]. Метою проекту є розробка нового пальника для спільного спалювання амоніаку та встановлення його на енергоблоках ТЕС Hekinan, щоб підвищити частку амоніаку щонайменше до 50 %. Термін реалізації проекту становить приблизно 8 років – з 2021 по 2028 фінансовий рік.

Обсяг інвестицій стає порогом у реалізації проекту зниження викидів CO₂ (низький поріг спрощує пошук коштів, необхідних для будів-

ництва або реконструкції). Наряду з цим важливим для інвесторів параметром проекту є собівартість електроенергії, що отримується при його реалізації. У роботі [5] зроблені оцінки приведеної собівартості електроенергії ЕК при застосуванні різних ЕС: вугільна ТЕС ($K_j = 7,2$ ГДж/МВтгод, $k_{ТЕС} = 0,8$); газова ПГУ ($K_j = 7,2$ ГДж/МВтгод, $k_{ПГУ} = 0,8$); модульна АЕС. При розрахунку собівартості електроенергії ВЕС + АБ покладалося, що $k_{ВЕС} = 0,3$ та 0,4. Отримано, відповідно, 158 та 118,5 дол./МВтгод (за розрахунками, при значенні $k_{ВЕС} = 0,2$ приведена собівартість дорівнює 237 дол./МВтгод). Найменшу собівартість має електроенергія модульної АЕС: при питомій вартості встановленої потужності 5500 дол./кВт* – 93,3 дол./МВтгод (* З часу публікації роботи [5] вартість 1 кВт встановленої потужності модульної АЕС зменшилася до 4000–5000 дол.) У теперішніх умовах приведена собівартість електроенергії з відновлюваних джерел у кілька разів перевищує собівартість енергії ТЕС та АЕС. У роботі [5] зроблено висновок, що ВЕС у комплексі з АБ, генератором-регулятором та резервною ЕС не можуть конкурувати на ринку електроенергії з ТЕС, поки плата за викиди CO₂ не перевищить 100 дол./т. Подібний висновок зроблений і у роботі [14].

Є певні очікування, що розвиток технологій

приведе до зменшення собівартості електроенергії, отриманої за допомогою ВДЕ. Однак технології ТЕС також розвиваються. За останні 30 років ефективність перетворення тепла на електроенергію зросла до 64–68 % (майже вдвічі), що означає дворазове зменшення питомих викидів CO_2 . У режимі когенерації ефективність теплової енергетики ще вища. Усі технології перетворення енергії (тепла, випромінювання, енергії вітру) на електроенергію мають свої теоретичні межі підвищення ефективності. При цьому у теплової енергетики по відношенню до ВДЕ залишається перевага у вигляді більшої густини потоку енергії в робочому середовищі [15], що обернено впливає на розмір джерела електроенергії, зайняту земельну площу, вартість його будівництва та експлуатації. Подальше зростання вартості палива та викидів CO_2 зменшує економічну перевагу теплової енергетики. Однак, надто велике збільшення вартості використання викопного палива змінює всю економіку (вартість металу, будматеріалів) та вимагає окремого аналізу.

Порівняння приведеної собівартості енергії від різних джерел у роботі [14] показує, що жоден тип ВДЕ сьогодні не в змозі конкурувати з тепловою енергетикою без державної підтримки. Вітроенергетика, як і сонячна енергетика, може працювати тільки при субсидуванні за рахунок інших сегментів ринку електроенергії або бюджету. В Україні собівартість електроенергії, отриманої від ВДЕ, в кілька разів перевищує собівартість електроенергії ТЕС та компенсується спеціальним «зеленим» тарифом на передачу електроенергії до «Укренерго» [5]. Гарантована закупівля електроенергії ВДЕ та необхідність використання ТЕС для збільшення маневреної потужності призводить до витіснення з ринку дешевої електроенергії АЕС, що веде до збільшення середньозваженої собівартості електроенергії. В Україні зростання частки ВДЕ на 1 % збільшує зважену собівартість електроенергії приблизно на 4 %. Як відзначав академік І. М. Карп [16]: «Рівень виробництва електроенергії з відновлюваних джерел в Україні повинен відповідати можливостям бюджету по його підтриманню. В Німеччині в останні роки на підтримку виробництва ВДЕ витрачено з бюджету 100 млрд дол.». У цей же час у весь український паливно-енергетичний комплекс вкладається всього 1–1,5 % від ВВП [17], що є загрозою енергетичній безпеці країни [18].

Збільшити інвестиції в теплову та атомну енергетику України могло б посилення ринкового підходу в формуванні тарифів на закупівлю електроенергії, виробленої ВДЕ, ГЕС, ТЕС та АЕС. Неринкова цінова політика вже призвела до диспропорції в розвитку відновлюваних джерел енергії та теплової енергетики. Інвестиції в основному йдуть у будівництво ВДЕ, які не можуть працювати в ОЕСУ без опори на ТЕС. У цей час теплова енергетика, яка є основою енергетики України та безпеки ОЕСУ, залишається в критичному стані: зношене обладнання, низька енергетична ефективність, відсутність сучасних засобів очищення димових газів. Очевидно, що в Україні ізольований розвиток ВДЕ не в змозі вирішити завдання радикального скорочення викидів парникових газів. При нинішньому стані теплової енергетики відновлювані джерела можуть становити лише 20–25 % від теплової генерації (діапазон безпечної довготривалої зміни потужності ТЕС), тобто 10–12 % від загального обсягу виробництва електроенергії. Скорочення теплової генерації при виведенні з експлуатації ТЕС, що відпрацювали свій ресурс, означає автоматичне скорочення використання ВДЕ з міркувань операційної безпеки ОЕС України. Внаслідок відсутності достатніх резервів маневрування у 2020 р. було обмежено для використання близько 1 млрд кВт·год електроенергії ВДЕ. По суті, незадовільний стан теплової енергетики України є не тільки причиною значних викидів парникових газів, а й фактором, що стримує розвиток відновлюваної енергетики. Вже створені потужності сьогодні не можуть бути використані без розвитку теплової енергетики, а прискорений розвиток ВДЕ тільки збільшує борги державного підприємства «Гарантований Покупець». Щоб у майбутньому не виникали подібні ситуації, будівництво об'єктів теплової енергетики (у тому числі в модульних АЕС) має випереджати будівництво ВДЕ та бути не менш привабливим. Реконструкція ТЕС та будівництво ПГУ та АЕС з високою маневреністю, великим діапазоном регулювання потужності та ефективним перетворенням енергії дасть можливість збільшити частку ВДЕ у загальному енергетичному балансі та зменшить викиди CO_2 в розрахунок на вироблену одиницю електроенергії. Як було показано вище, протягом 10 років такі проекти по ефективності інвестицій та приведеній собівартості електроенергії будуть переважати проекти з будівниц-

тва ВДЕ. Зменшенню викидів CO₂ сприяють також організаційні заходи, що не потребують великих витрат, наприклад, вирівнювання графіку споживання електроенергії протягом доби, що позитивно відбивається на ККД ТЕС. На наш погляд, поліпшенню загальної ситуації в енергетиці та зменшенню викидів CO₂ могли б сприяти такі заходи:

1) використання ринкового підходу при формуванні погодинних тарифів протягом доби та використання інтелектуальних засобів обліку споживання електроенергії для вирівнювання добового графіку навантаження ОЕСУ та зменшення коливань потужності ТЕС;

2) синхронізація введення потужностей ВДЕ з розвитком ТЕС/АЕС шляхом продажу квот на приєднання відновлюваних джерел до ОЕСУ на аукціонах (у відповідності із зростанням маневрених потужностей);

3) стимулювання реконструкції ТЕС та будівництва модульних АЕС, залучення до цього процесу власників ВДЕ з метою збільшення маневрених потужностей в ОЕСУ.

Висновки

Теплова енергетика, до якої належать також АЕС, є важливою складовою безпеки ОЕСУ та енергетичної галузі в цілому та потребує постійного вдосконалення. Обсяги впровадження ВДЕ для виробництва електроенергії та зменшення викидів CO₂ залежать від маневрених потужностей ОЕСУ, які переважно забезпечує теплова енергетика. Від її можливостей балансування генерації та споживання електроенергії залежить загальна потужність ВДЕ, що може бути допущена для безпечної роботи в ОЕСУ. Реконструкція енергоблоків дає можливість збільшити маневреність ТЕС та одночасно зменшити викиди CO₂ за рахунок підвищення ефективності перетворення енергії та використання палива з меншим вмістом вуглецю. В умовах зростання вартості викидів CO₂ існує «вікно можливостей», що дає можливість зробити це без збільшення приведеної собівартості електроенергії ТЕС.

Збільшення маневрених потужностей ОЕСУ є умовою експлуатації вже створених ВДЕ. У цьому питанні має бути зважений підхід, що враховує вплив частки ВДЕ в енергетиці України на підсумкову вартість електроенергії для промисловості. Найближчим часом ВДЕ не зможуть за-

мінити теплову та атомну енергетику через некеріваність генерації, малу доступність потужності в природних умовах України та, як наслідок, високу собівартість електроенергії. При подальшому зростанні тарифів на викиди конкурентоспроможність відновлюваних джерел зростає. Перспективним стає використання ВДЕ, а також надлишків атомної енергії для виробництва «чистого палива» – водню/амоніаку.

У майбутньому створення енергетичних кластерів (ВДЕ/АЕС) + (завод з виробництва водню/амоніаку) + (сховище палива та кисню) + (газова турбіна) могло б вирішити проблему утилізації нестабільної енергії ВДЕ та надлишків енергії АЕС та її збереження. «Чисте паливо», що накопичується протягом доби, може використовуватися для балансування генерації та споживання при пікових навантаженнях в ОЕСУ (додаванням до природного газу та спалювання у газовій турбіні або використання в паливних комірках).

За електроенергію необхідно сплачувати (у тому числі населенню) її реальну ціну, що забезпечує реконструкцію та оновлення генерації, науководслідні роботи в області енергетики, розвиток мереж та нових джерел енергії, підготовку кадрів та збереження експертного середовища. Популізм у цій області призведе до згорання власного виробництва електроенергії, виникнення залежності від зарубіжних поставок та, як наслідок, до зростання її вартості.

Модернізація енергетики України є комплексним завданням з великою кількістю складових: законодавчою, технічною, екологічною, економічною. На сьогоднішній день її безперечна складова – модернізація українських ТЕС. Інвестиції в реконструкцію об'єктів теплової енергетики мають високу ефективність в плані зменшення викидів парникових газів у розрахунок на інвестовану гривню, зменшують напругу в пошуку інвестицій та дають більший час для реформування енергетики. У середньостроковій перспективі модернізація теплової енергетики могла б стати драйвером розвитку багатьох суміжних галузей економіки України. У довгостроковій перспективі ефективними є інвестиції в будівництво нових блоків АЕС (переважно модульних АЕС).

Список літератури

1. European Network of Transmission System Ope-

rators for Electricity, ENTSO-E. — URL: <https://www.entsoe.eu>

2. Рішення № 2739-VIII/2019 Ради асоціації між Україною та ЄС від 6 червня 2019 року про внесення змін і доповнень до Додатка XXVII до Угоди про асоціацію між Європейським Союзом і Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з однієї сторони, та між Україною, з іншої сторони. *BBP*, 2019, № 27, ст. 112.

3. Ingwersen J., Schmitt L., Ten Year Network Development Plan, TYNDP 2020, Scenario Report. — URL: https://2020.entsoe-tyndpscenarios.eu/wpcontent/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf

4. Вольчин І.А., Дунаєвська Н.І., Гапонич Л.С., Чернявський М.В., Топал О.І., Засядько Я.І., Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України. Київ : ГНОЗІС, 2013. 308 с.

5. Кулик М.М., Нечаєва Т.П., Згуровець О.В.. Перспективи та проблеми розвитку Об'єднаної енергосистеми Єврозоюзу і гіпертрофованого використання у її складі вітрових та сонячних електростанцій. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Т. 4, № 59. С. 4–12. DOI: 10.15407/pge2019.04.004.

6. Халатов А.А., Ющенко К.А. Современное состояние и перспективы использования газотурбинных технологий в тепловой и ядерной энергетике, металлургии и ЖКХ Украины. *Промышленная теплотехника*. 2012. Т. 34, № 6. С. 30–45.

7. Вольчин І.А., Квіцинський В.О. Техніко-економічні аспекти реконструкції ТЕС України. *XVII Міжнародна науково-практична конференція «Вугільна теплоенергетика : шляхи реконструкції та розвитку»*, Київ, 2021. С. 96–101. DOI: 48126/conf2021.

8. NuScale Power. — URL: <https://mind.ua/news/20225083-energoatom-ta-nuscale-power-obgovoryuyut-budivnictvo-malih-modulnih-reaktoriv-v-ukrayini>

9. Кодекс системи передачі (КСП). — URL: <https://www.nerc.gov.ua>

10. Правила про безпеку постачання електричної енергії. — URL: <https://www.nerc.gov.ua>

11. Стандарт НЕК «Укренерго» «Порядок підготовки та прийняття рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС та/або у відповідних її частинах». — <https://www.nerc.gov.ua>

12. Владимир Сидорович, КИУМ в ветроэнергетике: все выше и выше. *Альтернативная энергетика Украины* (19.02.2017). — URL: <https://renew.ru/wind-energy-capacity-factor>

13. JERA and IHI Start a Demonstration Project of Technology to Increase the Ammonia Co-firing Rate at Hekinan Thermal Power Station (press release). — URL: www.ihico.jp/en/all_news/2021/resources_energy_environment/1197629_3360.html

14. Михайленко О., Ткачук Т. LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні. Представництво фонду ім. Г. Бюля в Україні. *Electrovesti.net.*, 18.02.2019.

15. Капица П.Л. Глобальные проблемы и энергия. В кн.: Эксперимент, теория, практика. М. : Наука, 1977. 352 с.

16. Карп І.М. Деякі проблеми теплової та відновлюваної енергетики України. *XIV Міжнародна науково-практична конференція «Вугільна теплоенергетика : шляхи реконструкції та розвитку»*, Київ, 2018. С. 3–8.

17. Лещенко І.Ч. Аналіз індикаторів енергетичної безпеки нафтогазової галузі України. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 2. С. 4–12. — <http://doi.org/10.15407/pge2019.02.004>

18. Халатов А.А., Фіалко Н.М., Тимченко М.П. Енергетична безпека України : Методологічні засади оцінки рівня безпеки та порівняльний аналіз поточного стану. *Теплофізика та теплоенергетика*. 2020. Т. 42, № 2. С. 18–30. — <https://doi.org/10.31472/ttpe.2.2020.2>

Надійшла до редакції 14.05.2022

Вольчин И.А., докт. техн. наук, ORCID: 0000-0002-5388-4984,

Квицинский В.А., ORCID: 0000-0003-2232-9434,

Марущак С.В., ORCID: 0000-0002-6574-3927

Институт теплоэнергетических технологий НАН Украины, Киев

ул. Андреевская, 19, 04070 Киев, Украина, e-mail: vkvits1@ukr.net

Технико-экономические аспекты реконструкции украинских ТЭС в условиях увеличения стоимости выбросов CO₂

Проанализирована эффективность инвестиций в тепловую энергетику Украины для уменьшения эмиссии диоксида углерода в условиях роста тарифа на выбросы CO₂. В предположении линейного увеличения тарифа получена связь приведенной себестоимости электроэнергии тепловых электростанций (levelized cost of energy) с темпом возрастания тарифа на выбросы, с техническими параметрами ТЭС, временными рамками и процентной ставкой кредитирования проекта. Для разных типов ТЭС, сгруппированных по величине коэффициента преобразования тепловой энергии в электрическую, получены составляющие приведенной себестоимости электроэнергии в среднесрочных и долгосрочных проектах при использовании основных видов топлива. Оценен уровень безубыточных инвестиций в реконструкцию ТЭС при увеличении тарифа на выбросы диоксида углерода. Обоснована высокая эффективность реконструкции ТЭС в среднесрочных проектах, что позволяет достичь значительного уменьшения валовых выбросов CO₂ при неизменном объеме производства и неизменной приведенной себестоимости электроэнергии. Проведено сравнение эффективности инвестиций в реконструкцию тепловой энергетики и в возобновляемую энергетику для уменьшения эмиссии CO₂. Продемонстрировано, что инвестиции в реконструкцию ТЭС дают наибольшее сокращение выбросов CO₂ в расчете на единицу вложенных средств по сравнению с альтернативными проектами. Одновременно реконструкция ТЭС увеличивает маневренную мощность в Объединенной Энергетической Системе Украины, что позволяет активнее внедрять возобновляемые источники энергии для выработки электроэнергии. Рассмотрена возможность использования тепловыми электростанциями аммиака в качестве топлива для уменьшения эмиссии диоксида углерода. Подчеркнуто значение ТЭС для обеспечения устойчивой работы Объединенной Энергетической Системы Украины в сегодняшних условиях. *Библ. 18, рис. 1, табл. 4.*

Ключевые слова: эмиссия CO₂, приведенная себестоимость электроэнергии, реконструкция ТЭС, эффективность инвестиций.

Volchyn I.A., Doctor of Sciences (Engineering), ORCID: 0000-0002-5388-4984,
Kvitsinsky V.O., ORCID: 0000-0003-2232-9434,
Marushchak S.V., ORCID: 0000-0002-6574-3927

Thermal Energy Technology Institute of the NAS of Ukraine, Kyiv
19, Andriyoska Str., 04070 Kyiv, Ukraine, e-mail: vkvits1@ukr.net

Technical and Economic Aspects of the Reconstruction of Ukrainian Thermal Power Plants in the Context of Increasing the Cost of CO₂ Emissions

The efficiency of investments in the thermal energy of Ukraine to reduce carbon dioxide emissions in the conditions of increasing the tariff for CO₂ emissions is analyzed. Assuming a linear increase in the tariff, the relationship between the levelized cost of energy of thermal power plants (LCOE) with the growth rate of the emission tariff, technical parameters of thermal power plants, time frame and interest rate of the project. For different types of thermal power plants, grouped by the value of the coefficient of conversion of thermal energy into electricity, the reduced cost of electricity in medium-term and long-term projects using the main fuels. The level of profitable investments in the reconstruction of thermal power plants is estimated at the increase of the tariff for carbon dioxide emissions. High efficiency of TPP reconstruction in medium-term projects is substantiated, which allows to achieve significant reduction of gross CO₂ emissions with constant production volume and constant value of LCOE. The efficiency of investments in the reconstruction of thermal energy and in renewable energy to reduce CO₂ emissions is compared. It has been shown that investments in the reconstruction of thermal power plants give the greatest reduction in CO₂ emissions per unit of investment compared to alternative projects. At the same time, the reconstruction of TPPs increases the shunting power in the United Energy System of Ukraine, which will allow more active implementation of renewable energy sources for electricity generation. The possibility of using ammonia as a fuel for thermal power plants to reduce carbon dioxide emissions is discussed. The importance of thermal power plants to ensure the sustainable operation of the United Energy System of Ukraine in today's conditions is emphasized. *Bibl. 18, Fig. 1, Tab. 4.*

Keywords: CO₂ emissions, reduced cost of electricity, reconstruction of thermal power plants, efficiency of investments.

References

1. European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E. – URL: <https://www.entsoe.eu>
2. [Decision № 2739-VIII/2019 of the council of the Association between Ukraine and the EU of 6 June 2019 on Amendments to Annex XXVII to the Association Agreement between the European Union and the European Atomic Energy Community and their Member States, Ukraine and its Member States on the other hand]. *VVR*, 2019, No. 27, p. 112. (Ukr.)
3. Ingwersen J., Schmitt L., Ten Year Network Development Plan, TYNDP 2020, Scenario Report, – URL: https://2020.entsoe-tyndpscenarios.eu/wpcontent/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf
4. Volchyn I.A., Dunayevska N.I., Haponych L.S., Chernyavskyy M.V., Topal O.I., Zasyadko Ya.I. [Prospects for the introduction of clean coal technologies in the energy sector of Ukraine]. Kyiv : GNOZIS, 2013. 308 p. (Ukr.)
5. Kulyk M.M., Nechayeva T.P., Zhurovets O.V. [Prospects and problems of development of the United Energy System of Ukraine in the conditions of its connection to the energy system of the European Union and hypertrophied use of wind and solar power plants in its composition]. *The problems of general energy*. 2019, 4 (59). pp. 4–12, DOI:10.15407/pge2019.04.004. (Ukr.)

6. Khalatov A.A., Yushchenko K.A. [Current state and prospects of using gas turbine technologies in thermal and nuclear energy, metallurgy and housing and communal services of Ukraine]. [*Industrial Heat Engineering*]. 2012, 34 (6), pp. 30–45. (Rus.)
7. Volchyn I.A., Kvitsynskyy V.O. Tekhniko-ekonomichni aspekty rekonstruktsiyi TES Ukrayiny. *XVII Mizhnarodna naukovo-praktychna konferentsiya «Vuhilna teploenerhetyka : shlyakhy rekonstruktsiyi ta rozvytku»*, Kyiv, 2021. pp. 96–101. DOI: 48126/conf2021. (Ukr.)
8. NuScale Power. — URL: <https://mind.ua/news/20225083-energoatom-ta-nuscale-power-obgovoryuyut-budivnictvo-malih-modulnih-reaktoriv-v-ukrayini>
9. [Transmission System Code (TSC)]. — URL: <https://www.nerc.gov.ua> (Ukr.)
10. [Rules on security of electricity supply]. — URL: <https://www.nerc.gov.ua> (Ukr.)
11. [NEC Ukrenergo Standard “Procedure for preparation and decision-making on termination (restriction) of issuance of technical conditions for connection and/or provision of written conclusions/recommendations on implementation of technical measures to ensure proper and sustainable operation of power facilities in UES and/or relevant its parts”]. — <https://www.nerc.gov.ua> (Ukr.)
12. Sidorovich V. [Installed capacity utilization factor in wind energy: higher and higher] *Alternative energy of Ukraine*. (19.02.2017). — URL: <https://renen.ru/wind-energy-capacity-factor> (Rus.)
13. JERA and IHI Start a Demonstration Project of Technology to Increase the Ammonia Co-firing Rate at Hekinan Thermal Power Station (press release). — URL: www.ihico.jp/en/all_news/2021/resources_energy_environment/1197629_3360.html
14. Mykhaylenko O., Tkachuk T. [LCOE of renewable energy sources in Ukraine. Representation of the fund named after G. Būll in Ukraine]. *Electrovesti.net.*, 18.02.2019. (Ukr.)
15. Kapitsa P.L. [Global problems and energy]. In: [Experiment, theory, practice]. Moscow : Nauka, 1977 352 p. (Rus.)
16. Karp I.M. [Some problems of thermal and renewable energy of Ukraine]. *Proceeding of the 14th International Scientific-Practical Conference “Coal Thermal Energy: Ways of Rehabilitation and Development”*. Kyiv, 2018. pp. 3–8. (Ukr.)
17. Leshchenko I.Ch. [Analysis of energy security indicators of the Ukrainian oil and gas industry]. *The problems of general energy*. 2019. Iss. 2. pp. 4–12. — <http://doi.org/10.15407/pge2019.02.004> (Ukr.)
18. Khalatov A.A., Fialko N.M., Tymchenko N.P. [Energy security of Ukraine : Methodological foundations for assessing the level of security and a comparative analysis of the current state]. *Thermophysics and Thermal Power Engineering*. 2020. 42 (2). pp. 18–30. — <https://doi.org/10.31472/ttpe.2.2020.2> (Ukr.)

Received May 14, 2022