

12. Cabinet of Ministers of Ukraine. (2026, February 5). *Government approves deficit-free budget for the Pension Fund of Ukraine in 2026*. <https://www.kmu.gov.ua/news/kabinet-ministriv-ukrainy-skhvalyv-biudzheth-pensiinoho-fondu-ukrainy-na-2026-rik-zahalnyi-obshah-dokhodiv-i-vydatkiv-stanovytye-1-2633-mlrd-hrn>

13. Kovalenko, A. (2024, May 10). *How does the eRecovery program work in Ukraine?* *Ukraine World International*. <https://ukraineworld.org/en/articles/stories/erecovery-ukraine>

14. World Bank Group. (2025, July 9). *From Ruins to Recovery: Restoring Ukraine's Housing Through HOPE*. <https://www.worldbank.org/uk/news/feature/2025/07/09/from-ruins-to-recovery-restoring-ukraine-s-housing-through-hope>

15. Ministry of Finance of Ukraine. (2025, May 15). *Ukraine to receive \$84 million from the World Bank under the HOPE Project to restore housing damaged by Russian aggression*. https://mof.gov.ua/uk/news/ukraine_to_receive_84_million_from_the_world_bank_under_the_hope_project_to_restore_housing_damaged_by_russian_aggression-5167

16. Ministry of Communities and Territories Development of Ukraine. (2025, December 12). *Onovleno rozrakhunok vartosti remontnykh robit u prohrami eRecovery*. <https://mindev.gov.ua/news/onovleno-rozrakhunok-vartosti-remontnykh-robit-u-prohrami-ievidnovlennia>

17. Fortes, T. (2026, January 15). *Breakthrough in Housing Policy: Ukraine Takes its First Systemic Step toward the Reform*. UN4UkrainianCities. <https://www.un4ukrainiancities.org/news/breakthrough-in-housing-policy-ukraine-takes-its-first-systemic-step-toward-reform>

18. Habitat for Humanity. (n.d.). *Ukraine adopts new housing law to replace Soviet-era system and make housing affordable*. <https://www.habitat.org/emea/newsroom/2026/ukraine-adopts-new-housing-law-replace-soviet-era-system-and-make-housing-affordable>

19. Hrebinka, O. (2025, December 29). *IDP Rights: will there be housing, jobs and compensation in 2026?* Frontliner. <https://frontliner.ua/prava-vpo-zhytlo-robota-kompensatsii-2026/>

Стаття надійшла 10.11.2025; прийнята до друку 05.03.2026 року

DOI 10.33111/vz_kneu.42.26.01.05.033.039

ISSN printed: 2415-850X; online: 2415-8518.

УДК 620.9:504.06(4)

Кириченко Валентин Володимирович
аспірант кафедри бізнес-економіки та підприємництва,
КНЕУ імені Вадима Гетьмана, Київ, Україна
e-mail: valentyn.kyrychenko@kneu.ua
ORCID: 0009-0000-0676-4763

ДЕКАРБОНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ: СТРУКТУРНІ ДЕТЕРМІНАНТИ ВУГЛЕЦЕІНТЕНСИВНОСТІ В ЄВРОПІ ТА УКРАЇНІ

Kyrychenko Valentyn
Postgraduate Student of the Department of Business Economics
and Entrepreneurship, KNEU named after Vadym Hetman,
Kyiv, Ukraine
e-mail: valentyn.kyrychenko@kneu.ua
ORCID: 0009-0000-0676-4763

DECARBONISATION OF ELECTRICITY: STRUCTURAL DETERMINANTS OF CARBON INTENSITY IN EUROPE AND UKRAINE

Анотація. У статті досліджено структурні детермінанти вуглецеїнтенсивності генерації електроенергії 30 європейських країн (27 держав-членів ЄС, Норвегії, Швейцарії та Великої Британії) за період 2010–2024 років із застосуванням методу

лінійної регресії. Актуальність дослідження зумовлена тим, що електроенергетика продукує близько третини глобальних викидів CO₂, а для України як країни-кандидата на членство в ЄС кількісна оцінка факторів декарбонізації має безпосереднє значення для формування стратегії повоєнного відновлення на засадах сталого розвитку. Попри значний масив досліджень енергетичного переходу, комплексний аналіз динаміки декарбонізаційних коефіцієнтів усіх основних джерел генерації у часовому вимірі з урахуванням зовнішніх шоків залишається недостатньо дослідженим. Метою є виявлення та кількісна оцінка впливу структурних факторів енергобалансу на вуглецеінтенсивність та порівняльна оцінка позиції України. Виокремлено чотири аналітичні періоди з урахуванням ключових екзогенних шоків: базовий стан до активізації кліматичної політики, прискорена трансформація після Паризької угоди, пандемія COVID-19 та енергетична криза внаслідок російської агресії. У результаті регресійного аналізу встановлено зниження декарбонізаційного потенціалу газової генерації, посилення ефекту вітрової та сонячної енергетики, стабільність впливу атомної та гідроенергетики. Порівняльний аналіз моделей Франції, Німеччини та Польщі продемонстрував десятикратну дивергенцію вуглецеінтенсивності. Вуглецеінтенсивність України лише на 1 % перевищила середньоевропейський рівень завдяки домінуванню атомної генерації. Результати підтверджують зниження ролі газу як «перехідного палива» та зростання ефективності відновлюваної енергетики, що визначає стратегічні пріоритети для підприємницької діяльності у сфері низьковуглецевої генерації.

Ключові слова: вуглецеінтенсивність, декарбонізація, електрогенерація, атомна енергетика, відновлювані джерела енергії, лінійна регресія, стратегічне підприємництво, сталий розвиток, енергетичний перехід.

Abstract. The article examines the structural determinants of the carbon intensity of electricity generation in 30 European countries (27 EU Member States, Norway, Switzerland, and the United Kingdom) over 2010–2024 using the linear regression method. The relevance of the study is determined by the fact that the electricity sector accounts for approximately one-third of global CO₂ emissions, and for Ukraine as an EU membership candidate, a quantitative assessment of decarbonisation factors is directly relevant to shaping its post-war recovery strategy based on sustainable development principles. Despite a substantial body of research on the energy transition, a comprehensive analysis of the temporal dynamics of decarbonisation coefficients across all major generation sources, accounting for exogenous shocks, remains insufficiently explored. The objective is to identify and quantitatively assess the impact of structural energy balance factors on carbon intensity and to provide a comparative assessment of Ukraine's position. Four analytical periods are identified, accounting for key exogenous shocks: the baseline state prior to active climate policy, accelerated transformation following the Paris Agreement, the COVID-19 pandemic, and the energy crisis resulting from Russian aggression. The regression analysis established a decline in the decarbonisation potential of gas generation, an intensification of the wind and solar energy effect, and stability in the impact of nuclear and hydropower. A comparative analysis of France, Germany, and Poland demonstrated a tenfold divergence in carbon intensity. Ukraine's carbon intensity exceeded the European average by only 1 % owing to the dominance of nuclear generation. The findings confirm the diminishing role of gas as a «bridge fuel» and the growing effectiveness of renewables, which determines strategic priorities for entrepreneurial activity in the low-carbon generation sector.

Keywords: carbon intensity, decarbonisation, electricity generation, nuclear energy, renewable energy sources, linear regression, strategic entrepreneurship, sustainable development, energy transition.

JEL Classification codes: Q42, Q54, C23, O13

Постановка проблеми. Проблематика зменшення викидів парникових газів набуває дедалі більшої актуальності в контексті глобальних кліматичних викликів. Не можна не відзначити, що саме сфера генерації електроенергії продукує

близько третини глобальних викидів CO₂ від спалювання палива [1], що робить цей сектор пріоритетним напрямом трансформаційних зусиль. Водночас, попри тривожні тенденції зростання абсолютних обсягів викидів, світова енергетика демонструє ознаки структурного зламу: темпи декарбонізації перевищують прогнози десятирічної давнини.

Показовим у цьому контексті є той факт, що глобальні інвестиції в енергетичний перехід досягли рекордних 2,2 трлн дол. США у 2025 році. Слід зауважити, що співвідношення інвестицій у чисту енергетику та викопне паливо становить 2:1 на глобальному рівні, а для найбільших економік (Китай, ЄС, США, Індія) — навіть 2,6:1. Сонячна та вітрова генерація вперше покрили весь приріст світового попиту на електроенергію у перших трьох кварталах 2025 року [2].

Європейський Союз залишається лідером декарбонізаційних процесів. Прийнявши зобов'язання щодо кліматичної нейтральності до 2050 року в рамках Європейського зеленого курсу [3], ЄС продемонстрував безпрецедентні темпи трансформації енергетичного сектору. За даними Європейського агентства з довкілля [4], інтенсивність викидів парникових газів від виробництва електроенергії скоротилася на 62 % порівняно з 1990 роком, причому лише за останнє десятиліття — на 40 %. Частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) досягла історичного рубежу у 50 % [5], тоді як виробництво електроенергії з вугілля скоротилося на чверть лише за рік.

Актуальність дослідження для України визначається кількома чинниками. Передусім, енергетична криза, спричинена повномасштабною російською агресією, радикально трансформувала енергетичний баланс країни. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства, доступна встановлена потужність генерації скоротилася з майже 40 ГВт до менш ніж 14 ГВт [6]. Крім того, як країна-кандидат на членство в ЄС, Україна має узгодити свою енергетичну політику з європейськими стандартами. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року [7] передбачає досягнення 27 % частки ВДЕ та скорочення викидів парникових газів на 65 % від рівня 1990 року.

Зазначені процеси — масштабна декарбонізація паливно-енергетичного комплексу, стрімке здешевлення технологій відновлюваної генерації та необхідність повоєнної відбудови енергетичної інфраструктури — відкривають нові можливості для стратегічного підприємництва на засадах сталого розвитку, зокрема у сферах розподіленої генерації, зберігання електричної енергії та інтеграції «розумних мереж», що формує запит на кількісне обґрунтування пріоритетів енергетичної трансформації.

Аналіз досліджень і публікацій. Теоретичні та емпіричні дослідження декарбонізації електроенергетики охоплюють широкий спектр підходів: від концептуального аналізу енергетичного переходу до складних економетричних моделей. Фундаментальні роботи В. Ang та В. Su [8] заклали методологічну основу для розкладання змін вуглецеїнтенсивності із застосуванням індексного методу. Дослідники ідентифікували 3 ключові фактори зниження показника: скорочення частки викопного палива, оптимізація його структури та підвищення ефективності генерації.

На відміну від суто технічного підходу, В. Sovacool та F. Geels [9] запропонували комплексну концептуальну рамку енергетичного переходу, визначивши його як фундаментальну структурну зміну в енергетичних системах. Автори

виокремили 4 драйвери трансформації: декарбонізацію, децентралізацію, діджиталізацію та електрифікацію. Ця концепція набула широкого визнання та знайшла відображення в енергетичних стратегіях багатьох країн.

Критичний погляд на газову енергетику представлено у напрацюваннях R. Howarth [10], який акцентував увагу на метанових викидах, що суттєво погіршують вуглецевий баланс природного газу порівняно з офіційними оцінками. K. Seto та співавтори [11] доповнили цю аргументацію концепцією «вуглецевого замикання» (carbon lock-in), що описує ситуацію, коли довгострокові інвестиції в інфраструктуру створюють економічні стимули для продовження використання викопного палива.

Емпіричні дослідження впливу ВДЕ на викиди представлені численними працями. Зокрема, A. Nedelcu зі співавторами [12] на основі панельних даних країн ЄС довели статистично значущий негативний вплив споживання відновлюваної енергії на викиди. B. Lin та Z. Li [13] із застосуванням порогової регресії для 114 країн встановили, що електрифікація суттєво знижує викиди, особливо за умови «чистої» генерації, а G. Bersalli та співавтори [14] аналізували ефективність різних політичних інструментів підтримки ВДЕ.

Не менш вагомим є доробок української наукової школи. Т. Нечаєва та В. Бабак [15] здійснили комплексну оцінку структурних змін енергосистеми України в умовах декарбонізації, застосувавши модель оптимальної диспетчеризації енергоблоків. Автори визначили прогностичні показники вуглецеінтенсивності на рівні 2030 та 2035 років за різними сценаріями, встановивши, що добудова 1 атомного енергоблока забезпечує зменшення показника з 291 до 255 г CO₂-екв./кВт·год. Примітно, що за оптимістичним сценарієм (повернення Запорізької АЕС та відмови від вугільної генерації) вуглецеінтенсивність може знизитися навіть до 98 г CO₂-екв./кВт·год.

В. Денисов з колегами [16] розробили математичну модель прогнозування розвитку об'єднаної енергетичної системи України до 2040 року з фокусом на атомну генерацію як основу низьковуглецевого переходу. Застосування дифузійних та регресійних технік дозволило змодельовати альтернативні траєкторії трансформації. У свою чергу, А. Запорожець та співавтори [17] здійснили системний аналіз стійкості енергосистеми, визначивши метрики оцінки в умовах зростання частки непрогнозованої генерації.

Разом з тим, ряд вітчизняних дослідників сформувавши наукове підґрунтя для стратегічного планування майбутнього повоєнного відновлення енергетики. А. Халатов та Н. Фіалко [19] обґрунтували доцільність розвитку газотурбінної та газопоршневої генерації як інструменту забезпечення маневреності енергосистеми в умовах зростання частки ВДЕ. Г. Костенко та О. Згуровець [18] дослідили роль мікромереж та розподіленої генерації у підвищенні стійкості енергетичної інфраструктури до воєнних загроз, а Д. Череватський і І. Вольчин [31] проаналізували довгострокові фактори розвитку паливно-енергетичного комплексу України, визначивши ключові тенденції та ризики трансформації.

Крім того, Б. Костюковський, Т. Нечаєва та С. Шульженко [20] зафіксували тенденцію зниження вуглецеінтенсивності електроенергії в Україні з 342 до 272 г CO₂-екв./кВт·год протягом 2017–2021 років, що зумовлено як збільшенням потужностей ВЕС та СЕС, так і переважаючою часткою АЕС у структурі виробництва. Разом з тим, практичну цінність має методика, викладена у дослідженні

Офісу зеленого переходу ГО «Діксі Груп» [21] щодо визначення коефіцієнтів викидів для українського енергетичного балансу.

Візуальний аналіз вуглецеінтенсивності у погодинному вимірі представлено у роботах T. Auriel (проект BotElectricity) [22]. На основі даних ENTSO-E та коефіцієнтів IPCC 2014 автором створено серію візуалізацій, що наочно демонструють контраст між енергетичними моделями різних країн у різні роки.

У контексті ширшої проблематики сталого розвитку слід відзначити, що декарбонізація електроенергетики розглядається як один із ключових напрямів досягнення Цілей сталого розвитку ООН, зокрема ЦСР 7 (Доступна та чиста енергія) і ЦСР 13 (Пом'якшення наслідків зміни клімату). Водночас дослідження взаємозв'язку між декарбонізацією енергетичного сектору та підприємницькими можливостями, що виникають у процесі цієї трансформації, залишається фрагментарним і потребує подальшого поглиблення, зокрема з позицій стратегічного підприємництва.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Аналіз літератури засвідчує, що існуючі дослідження переважно зосереджені на окремих факторах декарбонізації або обмежені вибіркою окремих країн. Зокрема, індексний підхід у роботі [8] ідентифікує агреговані фактори зниження вуглецеінтенсивності, проте не розкриває внесок конкретних джерел генерації. Панельні дослідження [12, 13] аналізують вплив ВДЕ та електрифікації на викиди, але не простежують динаміку коефіцієнтів у часі під впливом зовнішніх шоків. Вітчизняні дослідження [15, 16] зосереджені на моделюванні сценаріїв розвитку української енергосистеми, однак не включають систематичного зіставлення з європейськими країнами на основі єдиної методології. Таким чином, поза увагою дослідників залишається комплексний аналіз трансформації декарбонізаційних коефіцієнтів основних джерел генерації у чотирьох аналітичних періодах (2010–2024) з урахуванням ключових екзогенних шоків та з позиціонуванням України в європейському контексті.

Крім того, недостатньо дослідженим залишається питання того, яким чином кількісні закономірності декарбонізації електроенергетики формують підприємницькі можливості та визначають стратегічні пріоритети для суб'єктів господарювання в умовах енергетичного переходу, що є особливо актуальним для України з огляду на потреби повоєнної відбудови енергетичного сектору на засадах сталого розвитку.

Метою дослідження є виявлення та кількісна оцінка впливу структурних факторів енергобалансу на вуглецеінтенсивність електрогенерації європейських країн, аналіз трансформації цього впливу протягом 2010–2024 років та порівняльна оцінка позиції України у цьому процесі.

Методика дослідження. Емпірична база дослідження сформована на основі даних сервісу Our World in Data [23], що інтегрують статистику Ember, Міжнародного енергетичного агентства, Євростату та Світового банку. Вибір цього джерела обумовлений комплексністю охоплення, регулярним оновленням та методологічною узгодженістю даних. Вибірка включає 30 європейських країн: 27 держав-членів ЄС і 3 країни, інтегровані до європейського енергетичного ринку через членство в ENTSO-E (Норвегія, Швейцарія, Велика Британія). Часовий горизонт — 2010–2024 роки — забезпечує 450 спостережень.

Слід зазначити, що Україну виключено з основної вибірки для регресійного аналізу та досліджено окремо за 2021 рік — останній повний рік до початку

повномасштабної війни з найбільш точними даними. Дані за наступні роки характеризуються значними викривленнями внаслідок окупації територій, руйнування інфраструктури та нестабільності енергосистеми.

Періодизація враховує структурні зрушення та зовнішні шоки, що вплинули на динаміку вуглецеїнтенсивності. Так, Період I (2010–2014) відображає базовий стан до активізації кліматичної політики: відносно стабільна структура генерації, повільне зростання ВДЕ, домінування викопного палива; Період II (2015–2019) охоплює фазу прискореної трансформації після Паризької угоди: стрімке здешевлення сонячної та вітрової генерації, масштабне розгортання ВДЕ, початок виведення вугільних станцій; Період III (2020–2021) відповідає пандемії COVID-19: скорочення попиту на електроенергію до 10 % у весняні місяці 2020 року, прискорене закриття неконкурентоспроможних вугільних станцій; Період IV (2022–2024) характеризує енергетичну кризу: різке зростання цін на газ, диверсифікація джерел енергопостачання, рекордні темпи розгортання ВДЕ.

Економетрична модель має вигляд лінійної регресії:

$$Y_{it} = a_0 + a_1x_{1it} + a_2x_{2it} + a_3x_{3it} + a_4x_{4it} + a_5x_{5it} + a_6x_{6it} + a_7x_{7it} + e_{it},$$

де Y_{it} — вуглецеїнтенсивність електрогенерації країни i у рік t (г CO₂-екв./кВт·год); X_1 – X_7 — частки відповідних джерел у структурі електрогенерації (%): вугілля (X_1), природний газ (X_2), атомна енергія (X_3), гідроенергія (X_4), вітрова енергія (X_5), сонячна енергія (X_6), біопаливо (X_7); a_0 — константа; a_1 – a_7 — коефіцієнти регресії; e_{it} — похибка моделі.

Вибір зазначеного методу обґрунтовується фокусом на крос-секційній варіації між країнами, необхідністю порівняння коефіцієнтів між періодами та достатньою однорідністю вибірки. Критерії адекватності: коефіцієнт детермінації $R^2 > 0,95$; відносна похибка апроксимації $V < 10$ %.

Виклад основного матеріалу. Аналіз динаміки вуглецеїнтенсивності засвідчує радикальну трансформацію європейської електроенергетики. Середнє значення показника знизилося з 376,2 г CO₂-екв./кВт·год у Періоді I до 240,8 г CO₂-екв./кВт·год у Періоді IV — абсолютне скорочення на 135,4 г CO₂-екв./кВт·год (36 %). Характерно, що темпи декарбонізації прискорювалися: якщо у Періоді I–II середньорічне зниження становило близько 10 г CO₂-екв./кВт·год, то у Періоді III–IV воно досягло 19 г CO₂-екв./кВт·год.

Важливою тенденцією є конвергенція європейських країн за рівнем вуглецеїнтенсивності. Стандартне відхилення скоротилося з 207,7 до 160,2 г CO₂-екв./кВт·год, що свідчить про зменшення міжкраїнової варіації. Країни з високими початковими показниками демонструють швидші темпи декарбонізації, поступово наближаючись до лідерів. Це підтверджується тим, що навіть найбільш залежна від вугілля Польща планує потроїти потужності ВДЕ до 2030 року [2].

Структурні зміни енергобалансу мають виразну спрямованість. Частка вугільної генерації скоротилася більш ніж удвічі — з 19,4 % до 8,6 % (–10,8 в.п.). Водночас п'ята частина вугільного парку ЄС була виведена з експлуатації лише у 2024 році (за прогнозом [3]). Це скорочення відбувалося нерівномірно: якщо в Західній Європі вугільна генерація практично зникла (у Франції, Бельгії, Австрії її частка в енергетичному балансі складає менше 1 %), то в Центральній та Східній Європі вона все ще залишається значною.

На відміну від вугілля, частка газової генерації продемонструвала нелінійну динаміку, що відображає її роль балансуєчого джерела. Незначне зниження у Періодах I–II змінилося зростанням під час пандемії COVID-19, коли газ заміщував вугілля через більшу гнучкість. Втім, енергетична криза 2022 року спричинила різке падіння через рекордні ціни та переорієнтацію на альтернативи після вторгнення Російської Федерації на територію України.

ВДЕ стали найдинамічнішим сегментом: їхня сумарна частка зросла з 29,8 % до 50,0 % (+20,2 в.п.). Варто відзначити, що глобальні потужності сонячної та вітрової генерації перевищили 800 ГВт у 2025 році — абсолютний рекорд та потроєння порівняно з 2021 роком [24]. Вітрова генерація в Європі зросла з 5,7 % до 16,0 %, сонячна — з 1,2 % до 9,1 %.

Регресійний аналіз було проведено окремо для кожного Періоду, й усі моделі демонструють високу пояснювальну здатність: R^2 варіюється від 0,9879 до 0,9947, що свідчить про те, що структура генерації пояснює понад 98 % варіації вуглецеїнтенсивності.

Таблиця 1

РЕЗУЛЬТАТИ РЕГРЕСІЙНОГО АНАЛІЗУ ФАКТОРІВ ВУГЛЕЦЕІНТЕНСИВНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ЄВРОПЕЙСЬКИХ КРАЇН

Змінна	Період I (2010–2014)	Період II (2015–2019)	Період III (2020–2021)	Період IV (2022–2024)	Зміна
Вугілля (X_1)	3,49	3,38	3,21	3,13	–10 %
Пр. газ (X_2)	–2,75	–2,31	–1,89	–1,52	–45 %
Атом (X_3)	–6,43	–6,48	–6,51	–6,54	+2 %
Гідро (X_4)	–6,35	–6,39	–6,42	–6,46	+2 %
Вітер (X_5)	–6,06	–6,34	–6,58	–6,78	+12 %
Сонце (X_6)	–5,61	–5,72	–5,85	–5,97	+6 %
Біопаливо (X_7)	–4,12	–4,25	–4,31	–4,38	+6 %
R^2	0,9879	0,9912	0,9934	0,9947	–
F-статистика	1842,5	2156,3	2498,7	2834,2	–
n (спостережень)	150	150	60	90	450

Джерело: складено автором за даними [23].

Вугільна генерація очікувано демонструє позитивний вплив на вуглецеїнтенсивність. Коефіцієнт знизився з +3,49 до +3,13 (–10 %), що пояснюється виведенням найменш ефективних блоків з найвищими питомими викидами. Практична інтерпретація цього коефіцієнта вказує на те, що збільшення на 1 в.п. частки вугілля у структурі виробництва електроенергії в європейській країні підвищує вуглецеїнтенсивність на 3,13 г CO₂-екв./кВт·год.

Газова генерація демонструє найбільш значуще зниження декарбонізаційного потенціалу — з –2,75 до –1,52 (–45 %). Цей результат має важливі практичні імплікації. Так, на початку 2010-х років заміна 1 в.п. вугілля на газ забезпечувала зниження вуглецеїнтенсивності на 6,24 г CO₂-екв./кВт·год. В останньому

Періоді IV цей ефект скоротився до 4,65 г CO₂-екв./кВт·год, тоді як заміна на вітер забезпечує 9,91 г CO₂-екв./кВт·год — понад удвічі більше. Можливими причинами є підвищення частоти пікового режиму роботи газових станцій, зростання частки LNG з вищими викидами та відносно покращення показників альтернатив.

Атомна та гідроенергетика демонструють стабільно високі декарбонізаційні коефіцієнти: атом (−6,43 → −6,54), гідро (−6,35 → −6,46). Незначне посилення пояснюється тим, що ці джерела заміщують дедалі більш вуглецеємний «залишковий» баланс, а стабільність коефіцієнтів підтверджує роль цих джерел як надійної основи низьковуглецевого енергобалансу.

Вітрова енергетика демонструє найвиразніше посилення декарбонізаційного ефекту: коефіцієнт зріс з −6,06 до −6,78 (+12 %). Примітно, що в останньому Періоді IV вітер став найефективнішим інструментом декарбонізації, перевершивши за абсолютним значенням навіть атомну й гідроенергетику. У роботі Rubin та співавторів [25] це пояснюється ефектом технологічного навчання (learning-by-doing) і кривими досвіду. Сонячна енергетика також демонструє посилення: з −5,61 до −5,97 (+6 %). Дещо нижчий коефіцієнт порівняно з вітром зумовлений, найімовірніше, нижчим коефіцієнтом використання потужності (10–15 % проти 25–45 %).

Окрему увагу було приділено аналізу впливу економічного благополуччя країн на вуглецеінтенсивність електрогенерації. Для цього базову модель доповнено змінною «ВВП на душу населення». Результати регресійного аналізу за весь період спостереження (2010–2024 роки) засвідчили статистично значущий негативний зв'язок між рівнем економічного розвитку та вуглецеінтенсивністю: коефіцієнт становить −0,00028 при *t*-статистиці 6,40. Це означає, що збільшення ВВП на душу населення на 10 тис. дол. США асоціюється зі зниженням вуглецеінтенсивності приблизно на 2,8 г CO₂-екв./кВт·год за інших рівних умов. Модель із включенням економічного чинника зберігає високу пояснювальну здатність ($R^2 = 0,990$) та адекватність ($F = 5444,5$; $V = 6,15$ %). Отриманий результат узгоджується з гіпотезою екологічної кривої Кузнеця, згідно з якою на певному етапі економічного розвитку зростання доходів супроводжується зниженням екологічного навантаження. У контексті електроенергетики цей зв'язок пояснюється тим, що економічно розвинені країни мають більше ресурсів для інвестування в низьковуглецеві технології, модернізацію енергетичної інфраструктури та впровадження жорсткіших екологічних стандартів.

Разом з тим, порівняльний аналіз енергетичних моделей окремих європейських країн надає цінний матеріал для розуміння ролі структури енергобалансу у формуванні вуглецеінтенсивності. Так, вищезгадані візуалізації проекту *Votelectricity* [22] наочно демонструють контраст між різними підходами до декарбонізації. Аналіз 3-х показових країн — Франції, Німеччини та Польщі — ілюструє принципово відмінні моделі.

Французька модель базується на домінуванні атомної енергетики, що забезпечує понад 70 % електрогенерації. Ця структура склалася внаслідок масштабної ядерної програми 1970–1980-х років як відповідь на нафтові кризи. Результатом є надзвичайно низька вуглецеінтенсивність — близько 32 г CO₂-екв./кВт·год. Ця модель забезпечує не лише низькі викиди, але й стабільність: атомні станції працюють у базовому режимі з високим коефіцієнтом використання потужності.

Характеризуючи погодинні дані, французьку генерацію називають не інакше як «спокійний океан синього» з мінімальною варіацією викидів [26].

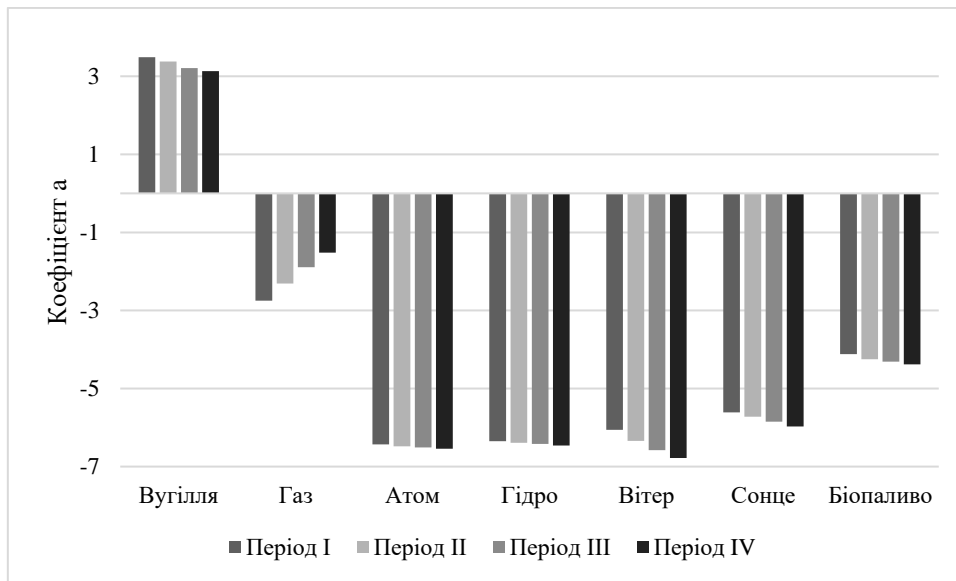


Рис. 1. Динаміка декарбонізаційних коефіцієнтів в електроенергетичному комплексі європейських країн за джерелами енергії у 2010–2024 роках

Джерело: побудовано автором за даними [23].

На відміну від Франції, Німеччина обрала принципово інший шлях. Програма *Energiewende* («Енергетичний поворот»), започаткована після аварії на «Фукусімі-1», передбачала одночасне закриття АЕС та масштабне розгортання ВДЕ. Остання німецька АЕС припинила роботу у квітні 2023 року [27]. Вуглецеїнтенсивність німецької генерації становить близько 335 г CO₂-екв./кВт·год, що майже в 10 разів вище за французьку. Візуально це проявляється як «рій бджіл» з високою варіацією викидів, зумовленою залежністю від погоди та необхідністю балансування газом і вугіллям. Парадокс *Energiewende* полягає в тому, що значні інвестиції у ВДЕ не забезпечили низької вуглецеїнтенсивності через одночасну відмову від атомної енергетики.

Польська модель демонструє найвищу вуглецеїнтенсивність серед великих європейських економік — понад 700 г CO₂-екв./кВт·год (за даними [23]). Це зумовлено домінуванням вугільної генерації (понад 70 % енергобалансу країни), а значні поклади вугілля та соціальна значущість галузі визначають інерцію енергетичної політики. Саме тому польська генерація розташована у верхній частині графіка зі стабільно високими викидами. Втім, не можна не відзначити, що саме Польща демонструє найвищі темпи трансформації серед вугільно-залежних країн: багато домогосподарств вже встановили сонячні панелі [2].

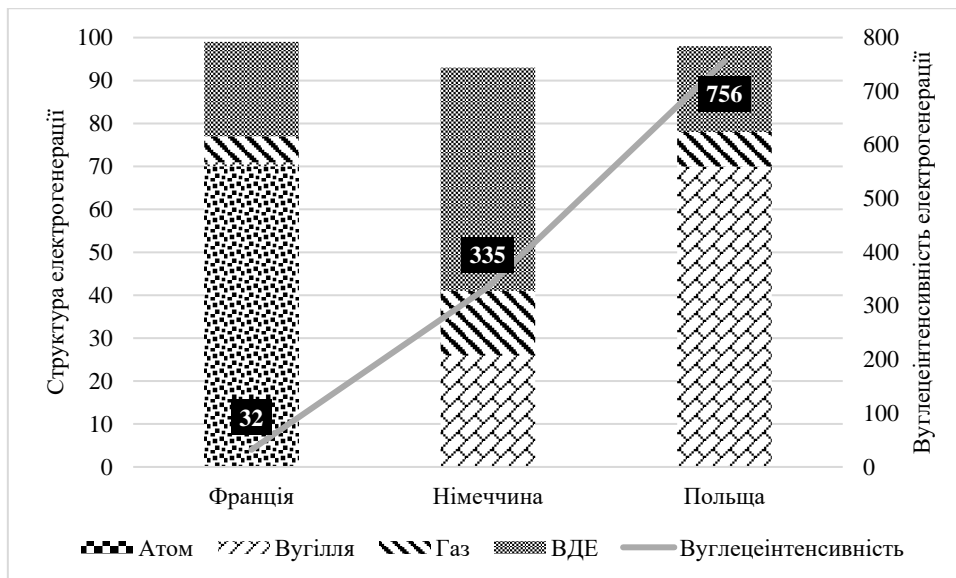


Рис. 2. Структура генерації електроенергії та її вуглецієнсивність у Франції, Німеччині і Польщі

Джерело: побудовано автором за даними [23].

Контраст між трьома моделями ілюструє кілька закономірностей. По-перше, структурні рішення в енергетичній політиці мають довгострокові наслідки: десятикратна різниця між Францією та Німеччиною при порівнянних обсягах генерації свідчить про критичну роль базової низьковуглецевої генерації. По-друге, масштабне розгортання ВДЕ ще не гарантує низької вуглецієнсивності без надійної основи. І по-третє, навіть найбільш інерційні країни здатні демонструвати швидку трансформацію за сприятливих умов.

Крім того, порівняльний аналіз структури генерації електроенергії в Україні за 2021 рік — останній повний рік до початку повномасштабної війни — засвідчує принципову відмінність української моделі від середньоевропейської. Найбільш характерною рисою українського енергобалансу є домінування атомної генерації, частка якої становить 55,5 % — друга за величиною в Європі після Франції [23]. Водночас спостерігається значна частка вугілля (23,5 % проти 10,1 %) та низька частка ВДЕ (13,9 % проти 44,7 %). Для порівняння: середній показник по 30 європейських країнах становить лише 16,3 %. Поряд із цим Україна зберігає значну залежність від вугільної генерації (23,5 % проти 10,1 % у середньому по Європі) і суттєво відстає за часткою ВДЕ (13,9 % проти 44,7 %).

Попри низьку частку ВДЕ, вуглецієнсивність української електрогенерації (275,7 г CO₂-екв./кВт·год) виявилася лише на 1 % вищою за середньоевропейський рівень (272,9 г CO₂-екв./кВт·год) (за даними [23]). Цей результат є парадоксальним лише на перший погляд: високий декарбонізаційний коефіцієнт атомної енергетики, встановлений у регресійному аналізі (-6,54), компенсує негативний вплив вугільної складової. При цьому, за рейтингом вуглецієнсивності Україна посіла 19-те місце серед 31 країни, випередивши 12 держав Європейського Союзу, зокрема Німеччину, Чехію та Польщу.

**ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ
ТА ЄВРОПЕЙСЬКИХ КРАЇН У 2021 РОЦІ**

Показник	Україна	Європа (середнє)	Різниця
Вуглецеїнтенсивність, г CO ₂ -екв./кВт·год	275,7	272,9	+1,0 %
Частка атому, %	55,5	16,3	+39,2 в.п.
Частка вугілля, %	23,5	10,1	+13,4 в.п.
Частка ВДЕ, %	13,9	44,7	-30,8 в.п.
Частка газу, %	7,1	18,8	-11,7 в.п.

Джерело: складено автором за даними [23].

Найнижчу вуглецеїнтенсивність демонструють країни з домінуванням низьковуглецевої генерації: Норвегія (26,9 г CO₂-екв./кВт·год) завдяки 92 % частці гідроенергетики, Швейцарія (38,5) та Швеція (41,7) з комбінацією гідро- й атомної енергетики, а також Франція (59,8) з 70 % часткою атомної генерації. На протилежному полюсі — країни із залежністю від вугілля: Німеччина (394,8), Болгарія (415,3), Чехія (471,8) та Польща (756,9). Україна, таким чином, займає проміжну позицію, маючи при цьому значний потенціал для покращення показників через заміщення вугільної генерації на відновлювані джерела при збереженні атомної бази.

Повномасштабна російська агресія докорінно змінила енергетичний ландшафт країни. Окупація найбільшої в Європі Запорізької АЕС призвела до скорочення доступної атомної потужності на 44 % (з 13,8 до 7,7 ГВт) [15]. Підриг греблі Каховської ГЕС у червні 2023 року та систематичні ракетні обстріли енергетичної інфраструктури зменшили гідрогенеруючі потужності на 47 % (з 6,6 до 3,5 ГВт). Найбільших втрат зазнала теплова генерація — до 85 % потужностей. Загалом, за оцінками Foreign Policy Analytics [32], генеруюча потужність України скоротилася з понад 37 ГВт до початку вторгнення до менш ніж 14 ГВт наприкінці 2024 року, а потреби у відновленні оцінюються у 67 млрд дол. США.

Незважаючи на масштабні руйнування, сценарні розрахунки українських дослідників окреслюють можливі траєкторії відновлення. На горизонті 2030 року будова одного атомного енергоблока дозволяє знизити вуглецеїнтенсивність електроенергії з 291 до 255 г CO₂-екв./кВт·год за умови досягнення 27 % частки ВДЕ. На горизонті 2035 року відмова від вугільної генерації забезпечує суттєве скорочення викидів, однак потребує компенсації маневреними газовими потужностями. Найбільш оптимістичний сценарій — повернення Запорізької АЕС під контроль України з відновленням 56 % частки атому у виробництві — дозволяє досягти вуглецеїнтенсивності на рівні 98 г CO₂-екв./кВт·год, що відповідає орієнтовним кліматичним цілям ЄС на 2030 рік у 110–118 г CO₂-екв./кВт·год (за даними [5, 15]).

Стратегічні документи України також визначають амбітні цілі подальшого розвитку відновлюваної енергетики. Національним планом дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року [28] передбачається досягнення 29,4 % частки ВДЕ у структурі виробництва електроенергії. Для реалізації цих планів, за оцінками МЕА [6], країні необхідно ввести близько 24 ГВт сонячної генерації, 11 ГВт вітрової та 6 ГВт установок зберігання енергії. Прийнятий у на початку 2025 року Закон 3220-ІХ [29] спрощує регуляторні процедури для розподіленої генерації, створюючи передумови для залучення приватних інвестицій у цей сектор.

Дискусія. Отримані результати дозволяють зіставити виявлені закономірності з наявними теоретичними концепціями та емпіричними дослідженнями. Зниження декарбонізаційного потенціалу газової генерації (–45 % за досліджуваний період) підтверджує висновки R. Howarth [10] щодо недооцінки метанових викидів природного газу і корелює з концепцією «вуглецевого замикання» K. Seto та співавторів [11]. На нашу думку, цей результат фактично ставить під сумнів традиційну парадигму газу як «перехідного палива» на шляху до кліматичної нейтральності і має суттєві імплікації для країн, які планують довгострокові інвестиції в газову інфраструктуру, зокрема для України в контексті повоєнної відбудови енергетичного сектору.

Посилення декарбонізаційного ефекту вітрової енергетики (+12 %) узгоджується з теорією технологічного навчання, описаною E. Rubin та співавторами [25], та підтверджується емпіричними даними G. Bersalli і колег [14] щодо ефективності політичних інструментів підтримки ВДЕ. Зазначена динаміка корелює з кумулятивним нарощуванням встановлених потужностей і вдосконаленням технологічних параметрів генеруючого обладнання. Водночас дещо нижчі показники сонячної енергетики (+6 %) потребують додаткового вивчення з урахуванням регіональних відмінностей інсоляції.

Порівняльний аналіз моделей Франції та Німеччини підтверджує тезу про критичну роль базової низьковуглецевої генерації, що кореспондує з висновками V. Ang та B. Su [8] щодо значущості структурного фактора у розкладанні вуглецеїнтенсивності. Десятикратна дивергенція вуглецеїнтенсивності між Францією та Німеччиною (32 та 335 г CO₂-екв./кВт·год відповідно) при співставних обсягах генерації демонструє, що масштабна інтеграція ВДЕ не компенсує структурних наслідків відмови від атомної енергетики.

Позиція України є водночас парадоксальною та перспективною. Вуглецеїнтенсивність на рівні середньоевропейської при значно нижчій частці ВДЕ зумовлена потужним атомним парком — спадщиною радянської ядерної програми. Це перегукується з прогнозами Т. Нечаєвої та В. Бабак [15], згідно з якими відновлення атомних потужностей у поєднанні з розвитком ВДЕ здатне забезпечити вуглецеїнтенсивність на рівні, що відповідає кліматичним цілям ЄС.

Разом з тим дослідження має певні методологічні обмеження. Застосування методу лінійної регресії, хоча й забезпечило високу пояснювальну здатність моделей ($R^2 > 0,98$), не повною мірою враховує індивідуальні особливості кожної країни; застосування панельних методів з фіксованими або випадковими ефектами могло б підвищити надійність отриманих оцінок. Виключення України з основної вибірки через специфіку енергосистеми та відсутність достовірних даних за 2022–2024 роки обмежує можливість прямого перенесення результатів на український контекст.

Висновки. Проведене дослідження дозволило встановити закономірності впливу структурних факторів енергобалансу на вуглецеїнтенсивність електрогенерації 30 європейських країн за період 2010–2024 років та визначити позицію України в європейському контексті.

Так, було встановлено статистично значуще зниження декарбонізаційного потенціалу природного газу протягом досліджуваного періоду. Регресійний коефіцієнт газової генерації скоротився з –2,75 у період 2010–2014 років до –1,52 у період 2022–2024 років, що становить зменшення на 45 %. З практичної точки

зору, отримані дані свідчать про те, що пряма заміна вугільної генерації на ВДЕ забезпечує більше ніж удвічі вищий декарбонізаційний ефект порівняно із заміною на газову генерацію, що має безпосереднє значення для формування енергетичної та кліматичної політики країн.

Виявлено посилення у часі декарбонізаційного ефекту вітрової та сонячної енергетики, що узгоджується з теорією технологічного навчання. Коефіцієнт вітрової генерації зріс за абсолютним значенням з $-6,06$ до $-6,78$ (+12 %), що дозволяє ідентифікувати вітрову енергетику як найефективніший інструмент декарбонізації серед усіх досліджуваних джерел енергії. Аналогічну, хоча менш виражену тенденцію (+6 %) продемонструвала сонячна енергетика. Зазначена динаміка корелює з кумулятивним нарощуванням встановлених потужностей і вдосконаленням технологічних параметрів генеруючого обладнання.

Також емпірично підтверджено стабільність декарбонізаційних коефіцієнтів атомної ($-6,43 \rightarrow -6,54$) та гідроенергетики ($-6,35 \rightarrow -6,46$) протягом усього періоду дослідження. Інваріантність цих показників на протигагу нелінійній динаміці газової генерації підтверджує роль атомної та гідроенергетики як структурної основи низьковуглецевого енергобалансу.

Крім того, у результаті компаративного аналізу показників вуглецеїнтенсивності країн Європи та України за 2021 рік виявлено, що наша країна, попри порівняно низьку частку ВДЕ в енергобалансі (13,9 % проти 44,7 % середньоєвропейського показника), за цим індикатором випередила 12 держав ЄС, включно з Німеччиною; вуглецеїнтенсивність української електрогенерації (275,7 г CO₂-екв./кВт·год) лише на 1 % перевищувала середній рівень по вибірці. Це зумовлено унікальною структурою енергобалансу з домінуванням атомної генерації; за умови відновлення цих потужностей на довоєнному рівні (в першу чергу, після повернення Запорізької АЕС під юрисдикцію України), а також відмови від вугільної генерації в результаті її руйнації після російських обстрілів, вуглецеїнтенсивність електроенергії може знизитися до показників, що відповідатимуть кліматичним цілям ЄС.

Ідентифіковані обмеження водночас окреслюють перспективні напрямки подальших наукових досліджень. З позицій підприємництва і сталого розвитку актуальними залишаються питання оцінки інвестиційної привабливості проєктів відновлюваної енергетики в умовах повоєнної відбудови України, аналізу бізнес-моделей та підприємницьких можливостей у секторах низьковуглецевої генерації та енергоефективності, дослідження механізмів залучення приватного капіталу до розвитку розподіленої генерації, а також розроблення стратегій справедливого переходу (Just Transition) для вуглевидобувних регіонів із урахуванням соціально-економічних наслідків структурної трансформації. Особливої уваги потребуватиме вивчення ESG-факторів та їх впливу на конкурентоспроможність енергетичних підприємств в умовах європейської інтеграції України.

Література

1. IEA. Global Energy Review 2025. Paris: International Energy Agency, 2025. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025> (дата звернення: 03.03.2026)
2. Millan, L., Liu, C., Rudgard, O., Stock, K. Good Climate News 2025: Investments, Innovations and Policy. *Bloomberg*. 24 December 2025. URL: <https://www.bloomberg.com/>

news/articles/2025-12-24/good-climate-news-2025-investments-innovations-and-policy (дата звернення: 03.03.2026)

3. Железна Т. А. Європейський «зелений» курс і нові можливості для розвитку відновлюваної енергетики. *Теплофізика та теплоенергетика*. 2021. Т. 43, № 1. С. 75–81. DOI: <https://doi.org/10.31472/tpe.1.2021.9>

4. Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe. Copenhagen: European Environment Agency, 2024. URL: <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1> (дата звернення: 03.03.2026)

5. Ember. European Electricity Review 2024. London: Ember, 2024. URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2024/> (дата звернення: 03.03.2026)

6. IEA. Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System. Paris: International Energy Agency, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system> (дата звернення: 03.03.2026)

7. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року. Київ: Міністерство економіки України, 2024. URL: <https://me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=17f558a7-b4b4-42ca-b662-2811f42d4a33> (дата звернення: 03.03.2026)

8. Ang, B. W., Su, B. Carbon emission intensity in electricity production: A global analysis. *Energy Policy*. 2016. Vol. 94. P. 56–63. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.038>

9. Sovacool, B. K., Geels, F. W. Further reflections on the temporality of energy transitions: A response to critics. *Energy Research & Social Science*. 2016. Vol. 22. P. 232–237. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.013>

10. Howarth, R. W. A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*. 2014. Vol. 2, No. 2. P. 47–60. DOI: <https://doi.org/10.1002/ese3.35>

11. Seto, K. C., Davis, S. J., Mitchell, R. B. et al. Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications. *Annual Review of Environment and Resources*. 2016. Vol. 41. P. 425–452. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-110615-085934>

12. Nedelcu, A. C., Titu, A. M., Titu, S., Moise, I. A. Analyzing the Renewable Energy and CO2 Emission Levels Nexus at an EU Level: A Panel Data Regression Approach. *Processes*. 2021. Vol. 9, No. 1. Art. 130. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr9010130>

13. Lin, B., Li, Z. Is more use of electricity leading to less carbon emission growth? An analysis with a panel threshold model. *Energy Policy*. 2020. Vol. 137. Art. 111121. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111121>

14. Bersalli, G., Menanteau, P., El-Methni, J. Renewable energy policy effectiveness: A panel data analysis across Europe and Latin America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 133. Art. 110351. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110351>

15. Нечаєва Т. П., Бабак В. П. Оцінка структурних змін енергосистеми України в умовах декарбонізації. *Системні дослідження в енергетиці*. 2025. № 3(83). С. 4–16. DOI: <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.03.004>

16. Denysov, V., Kulyk, M., Babak, V., Zaporozhets, A., Kostenko, G. Modeling Nuclear-Centric Scenarios for Ukraine's Low-Carbon Energy Transition Using Diffusion and Regression Techniques. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 20. Art. 5229. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17205229>

17. Zaporozhets, A., Babak, V., Kostenko, G. et al. Power System Resilience: An Overview of Current Metrics and Assessment Criteria. *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*. Vol. 561. Cham: Springer, 2024. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_2

18. Костенко Г. П., Згуровець О. В. Сучасний стан та перспективи розвитку відновлюваної розподіленої генерації в Україні. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023. № 2(73). С. 4–17. DOI: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.004>

19. Khalatov, A., Fialko, N. Gas Turbine and Gas Piston Power Plants for Distributed Energy Sector of Ukraine. *System Research in Energy*. 2025. No. 1(81). P. 4–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.01.004>

20. Kostyukovskyi, B., Nechaieva, T., Shulzhenko, S. Assessment and Analysis the Carbon Intensity Change Trends from the Electricity Production in Ukraine. *Systems, Decision and Control in Energy V. Studies in Systems, Decision and Control*. Vol. 481. Cham: Springer, 2023. P. 739–750. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_42
21. DiXi Group (Green Transition Office). GHG Emission Factors for Electricity Generation and Consumption in Ukraine. Kyiv: DIXI Group, 2024. URL: <https://gto.dixigroup.org/en/assets/images/files/dixi-gto-a4-eng-1.pdf> (дата звернення: 03.03.2026)
22. Auriel, T. BotElectricity: European Electricity Data Visualization. 2024. URL: <https://thomasprojects.net/botelectricity/> (дата звернення: 03.03.2026)
23. Ritchie, H., Rosado, P., Roser, M. Energy. *Our World in Data*. 2023. URL: <https://ourworldindata.org/energy> (дата звернення: 03.03.2026)
24. BloombergNEF. Progress Despite Fragmentation: The Energy Transition to 2030. 2026. URL: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/progress-despite-fragmentation-the-energy-transition-to-2030/> (дата звернення: 03.03.2026)
25. Rubin, E. S., Azevedo, I.M.L., Jaramillo, P., Yeh, S. A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*. 2015. Vol. 86. P. 198–218. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
26. Europe's diverse power generation mix! *Energy Central*. 2025. URL: <https://www.energycentral.com/energy-biz/post/europe-s-diverse-power-generation-mix-bnwYZRygrMEcS8P> (дата звернення: 03.03.2026)
27. The nuclear phase-out in Germany. Bonn: Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management (BASE), 2023. URL: https://www.base.bund.de/en/nuclear-safety/nuclear-phase-out/nuclear-phase-out_content.html (дата звернення: 03.03.2026)
28. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13 серпня 2024 р. № 761-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-%D1%80> (дата звернення: 03.03.2026)
29. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України: Закон України від 30 червня 2023 р. № 3220-IX. URL <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20> (дата звернення: 03.03.2026)
30. Yatsenko O., Iatsenko O. Trends and prospects in international hydrogen trade in the face of new barriers and challenges to global cooperation. *Actual Problems of International Relations*, 2024, Vol. 1 No. 161, P. 177–189. <https://doi.org/10.17721/apmv.2024.161.1.177-189>.
31. Череватський Д. Ю., Вольчин І. А. Довгострокові фактори та тенденції розвитку паливно-енергетичного комплексу України. *Економіка промисловості*. 2022. № 1(97). С. 5–31. DOI: <https://doi.org/10.15407/econindustry2022.01.005>
32. Investing in Energy Security. *Foreign Policy Analytics*. 2025. URL: <https://fpanalytics.foreignpolicy.com/2025/11/11/investing-energy-security-ukraine/> (дата звернення: 03.03.2026)

References

1. IEA. (2025). *Global Energy Review 2025*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>
2. Millan, L., Liu, C., Rudgard, O. & Stock, K. (2025, December 24). Good climate news 2025: Investments, innovations and policy. *Bloomberg*. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-12-24/good-climate-news-2025-investments-innovations-and-policy>
3. Zheliezna, T. A. (2021). European Green Deal and new opportunities for renewable energy development. *Thermophysics and Thermal Power Engineering*, 43(1), 75–81. <https://doi.org/10.31472/tpe.1.2021.9>

4. European Environment Agency. (2024). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*. <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>
5. Ember. (2024). *European Electricity Review 2024*. <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2024/>
6. IEA. (2024). *Empowering Ukraine through a decentralised electricity system*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system>
7. Ministry of Economy of Ukraine. (2024). *National Energy and Climate Plan for the period up to 2030*. <https://me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=17f558a7-b4b4-42ca-b662-2811f42d4a33>
8. Ang, B. W. & Su, B. (2016). Carbon emission intensity in electricity production: A global analysis. *Energy Policy*, 94, 56–63. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.038>
9. Sovacool, B. K. & Geels, F. W. (2016). Further reflections on the temporality of energy transitions: A response to critics. *Energy Research & Social Science*, 22, 232–237. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.013>
10. Howarth, R. W. (2014). A bridge to nowhere: Methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*, 2(2), 47–60. <https://doi.org/10.1002/ese3.35>
11. Seto, K. C., Davis, S. J., Mitchell, R. B., Stokes, E. C., Unruh, G. & Ürge-Vorsatz, D. (2016). Carbon lock-in: Types, causes, and policy implications. *Annual Review of Environment and Resources*, 41, 425–452. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-110615-085934>
12. Nedelcu, A. C., Titu, A. M., Titu, S. & Moise, I. A. (2021). Analyzing the renewable energy and CO2 emission levels nexus at an EU level: A panel data regression approach. *Processes*, 9(1), Article 130. <https://doi.org/10.3390/pr9010130>
13. Lin, B. & Li, Z. (2020). Is more use of electricity leading to less carbon emission growth? An analysis with a panel threshold model. *Energy Policy*, 137, Article 111121. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111121>
14. Bersalli, G., Menanteau, P. & El-Methni, J. (2020). Renewable energy policy effectiveness: A panel data analysis across Europe and Latin America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, Article 110351. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110351>
15. Nechaieva, T. & Babak, V. (2025). Assessment of structural changes in Ukraine's power system under decarbonisation conditions. *System Research in Energy*, 3(83), 4–16. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.03.004>
16. Denysov, V., Kulyk, M., Babak, V., Zaporozhets, A. & Kostenko, G. (2024). Modeling nuclear-centric scenarios for Ukraine's low-carbon energy transition using diffusion and regression techniques. *Energies*, 17(20), Article 5229. <https://doi.org/10.3390/en17205229>
17. Zaporozhets, A., Babak, V., Kostenko, G., Havrysh, V. & Nechaieva, T. (2024). Power system resilience: An overview of current metrics and assessment criteria. In *Systems, decision and control in energy VI* (Studies in Systems, Decision and Control, Vol. 561). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_2
18. Kostenko, H. & Zhurovets, O. (2023). Current state and prospects for the development of renewable distributed generation in Ukraine. *System Research in Energy*, 2(73), 4–17. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.02.004>
19. Khalatov, A. & Fialko, N. (2025). Gas turbine and gas piston power plants for distributed energy sector of Ukraine. *System Research in Energy*, 1(81), 4–14. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.01.004>
20. Kostyukovskiy, B., Nechaieva, T. & Shulzhenko, S. (2023). Assessment and analysis the carbon intensity change trends from the electricity production in Ukraine. In *Systems, decision and control in energy V* (Studies in Systems, Decision and Control, Vol. 481, pp. 739–750). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_42
21. DiXi Group. (2024). *GHG emission factors for electricity generation and consumption in Ukraine*. <https://gto.dixigroup.org/en/assets/images/files/dixi-gto-a4-eng-1.pdf>

22. Auriel, T. (2024). *BotElectricity: European electricity data visualization*. <https://thomasprojects.net/botelectricity/>
23. Ritchie, H., Rosado, P. & Roser, M. (2023). *Energy. Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/energy>
24. BloombergNEF. (2026). *Progress despite fragmentation: The energy transition to 2030*. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/progress-despite-fragmentation-the-energy-transition-to-2030/>
25. Rubin, E. S., Azevedo, I. M. L., Jaramillo, P. & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, 198–218. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
26. Europe's diverse power generation mix! (2025). *Energy Central*. <https://www.energycentral.com/energy-biz/post/europe-s-diverse-power-generation-mix-6nwYZRygrMEcS8P>
27. Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management. (2023). *The nuclear phase-out in Germany*. https://www.base.bund.de/en/nuclear-safety/nuclear-phase-out/nuclear-phase-out_content.html
28. Cabinet of Ministers of Ukraine. (2024). *On the approval of the National Renewable Energy Action Plan for the period up to 2030 and the action plan for its implementation* (Order No. 761-r). <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-p>
29. Law of Ukraine No. 3220-IX. (2023). *On amendments to certain laws of Ukraine on the recovery and green transformation of Ukraine's energy system*. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20>
30. Yatsenko O., Iatsenko O. (2024). Trends and prospects in international hydrogen trade in the face of new barriers and challenges to global cooperation. *Actual Problems of International Relations*, Vol. 1 No. 161, P. 177–189. <https://doi.org/10.17721/apmv.2024.161.1.177-189>
31. Cherevatskyi, D. & Volchyn, I. (2022). Long-term factors and trends in the development of the fuel and energy complex of Ukraine. *Economy of Industry*, 1(97), 5–31. <https://doi.org/10.15407/econindustry2022.01.005>
32. Foreign Policy Analytics. (2025). *Investing in energy security*. <https://fpanalytics.foreignpolicy.com/2025/11/11/investing-energy-security-ukraine/>

Стаття надійшла 15.11.2025; прийнята до друку 05.03.2026 року

DOI 10.33111/vz_kneu.42.26.01.06.040.046

ISSN printed: 2415-850X; online: 2415-8518.

УДК 005.591:004.41

Петрик Максим Максимович

здобувач ступеня PhD

кафедра бізнес-економіки та підприємництва

Київський національний економічний університет ім. Вадима Гетьмана

Київ, Україна

petruk.maxum@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-6032-0746>

Дворник Ірина Вікторівна

кандидат економічних наук, доцент,

доцент кафедри бізнес-економіки та підприємництва

Київський національний економічний університет ім. Вадима Гетьмана

Київ, Україна

i_dvornik@ukr.net

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2558-9654>

КОНЦЕПЦІЯ РЕІНЖІНІРИНГУ РЕЗИЛЬЄНТНИХ БІЗНЕС-МОДЕЛЕЙ ІТ-ПІДПРИЄМСТВ