

УДК 621.311.001.57

Ігор Буратинський, доктор філософії (PhD), <https://orcid.org/0000-0003-2928-9621>
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна;
ДУ «Центр оцінювання діяльності наукових установ та наукового забезпечення розвитку
регіонів України НАН України», вул. Володимирська, 54, Київ, 01601, Україна
e-mail: buratynskiy@ienergy.kiev.ua

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ВДЕ ТА УСТАНОВКОЮ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

Анотація. Впровадження механізму кабельного об'єднання в одній точці двох та більше електростанцій, що виробляють електричну енергію із різних джерел первинної енергії, та установок зберігання енергії направлено на створення багатоцільових енергетичних парків, зокрема з метою підвищення ефективності використання мережевої інфраструктури та підвищення стабільності електропостачання споживачам. В умовах роботи на ринку електричної енергії в Україні проведено оцінку економічної ефективності роботи комбінованої електростанції, до складу якої входить вітрова, сонячна, резервна електростанція із встановленою потужністю 4 МВт кожна, та двогодинною установкою зберігання енергії із номінальною потужністю 4 МВт та номінальною енергоємністю близько 11 МВт·год. Отримані результати порівняно із результатами роботи таких електростанцій та установки зберігання енергії, розташованих на окремих площадках. Визначено, що будівництво комбінованої електростанції дозволяє знизити капітальні інвестиційні витрати при впровадженні електроустановок на 5,1 % завдяки зменшенню витрат на приєднання до електричних мереж; знизити середньозважену собівартість виробництва електричної енергії протягом всього життєвого циклу на 27,8 % шляхом збільшення обсягів виробництва електричної енергії відносно одиначної встановленої потужності, що підвищує коефіцієнт використання встановленої потужності; збільшити чисту приведену вартість на 15,3 % із врахуванням дисконтованих витрат та доходів; знизити дисконтований термін окупності інвестицій на 12,0 % на відміну від електростанцій та установки зберігання енергії, розташованих на окремих площадках.

Ключові слова: ринок електричної енергії, економічна ефективність, кабельне об'єднання, коефіцієнт використання встановленої потужності, термін окупності.

1. Вступ

Прийняття Закону України від 14.01.2025 № 4213-IX створило передумови для розвитку комбінованих електростанцій на ринку електричної енергії в Україні. Так, відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» [1] (Закон) виробнику електричної енергії надано право встановлювати на одній електростанції, що має одну точку приєднання до електричних мереж, електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії на різних джерелах первинної енергії. Законом передбачено обмеження, відповідно до якого потужність відпуску електричної енергії в енергосистему в кожний момент часу не повинна перевищувати потужність приєднання до електричних мереж, дозволена відповідно до технічних умов на приєднання до електричних мереж. Водночас встановлена потужність генеруючих установок, підключених до однієї точки приєднання до електричних мереж, може перевищувати потужність приєднання до електричних мереж.

Об'єднання електростанцій, що виробляють електричну енергію на різних джерелах первинної енергії, дає можливість впроваджувати комбіновані електростанції, зокрема із наявними у їхньому складі установками зберігання енергії (УЗЕ). Зазначені зміни у законодавстві надають можливість інвесторам здійснювати оптимізацію капітальних інвестиційних витрат для електростанцій, зокрема у частині зменшення вартості приєднання до електричних мереж, що особливо актуально для електростанцій, що виробляють електричну енергію з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як

сонячні електростанції (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС), які мають низький коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП).

Згідно з інформацією Агентства ЄС з питань співробітництва енергетичних регуляторів (ACER) [2], станом на вересень 2024 року механізм кабельного об'єднання (cable pooling) в одній точці двох та більше електростанцій, що виробляють електричну енергію із різних джерел первинної енергії, на законодавчому рівні запроваджено у ряді європейських країн, а саме Данії, Іспанії, Франції, Італії та Португалії. Як повідомляє Нідерландське управління з питань споживачів та ринків (АСМ) [3], станом на кінець 2024 року у Нідерландах також впроваджено можливість кабельного об'єднання генеруючих установок, установок зберігання енергії та електролізерів. Водночас нідерландським законодавством введено обмеження, відповідно до якого об'єднувати можна лише електроустановки із встановленою потужністю починаючи від 2 МВт.

Як показано у дослідженні Yang Li та ін. [4], механізм кабельного об'єднання для ВЕС із встановленою потужністю на рівні 2,3 МВт (із початковим КВВП на рівні 32,9 %) та СЕС із встановленою потужністю 2,5 МВт забезпечує підвищення КВВП для такої гібридної сонячно-вітрової генеруючої установки до 41,6 %; за потужності СЕС на рівні 4,0 МВт – до 47,4 %.

У Польщі механізм кабельного об'єднання в одній точці електростанцій, що виробляють електричну енергію із різних джерел первинної енергії, впроваджено на законодавчому рівні у 2023 році. Основною метою такого впровадження є підвищення рівня доступності нового приєднання до електричних мереж, оскільки близько 90 % нових заявок на приєднання відхиляються операторами мереж. Результати розрахунків економічної ефективності ВЕС та СЕС із встановленою потужністю 30 МВт кожна показали позитивну динаміку зміни внутрішньої норми прибутку (IRR, Internal Rate of Return) та зростання чистої приведеної вартості (NPV, Net Present Value) на 17,3 % за кабельного об'єднання ВЕС та СЕС в одну гібридну електростанцію [5].

Економічні розрахунки комбінованих електростанцій, створених на основі ВДЕ, за різних комбінацій електростанцій в Узбекистані показали, що найбільш рентабельним є об'єднання ВЕС та гідроакumuлюючої електростанції. Це порівняно із об'єднанням ВЕС, СЕС та гідроакumuлюючої електростанції є більш ефективним через зменшення витрат орієнтовно в 1,4 раза [6].

Кузнєцовим М.П. [7] досліджено особливості комбінованих локальних енергосистем із ВДЕ, до складу яких входять також резервні електростанції та системи акумуляування, які можуть працювати паралельно із об'єднаною енергосистемою України або в ізолюваному режимі. Використання резервного джерела живлення у комбінованій локальній енергосистемі, при забезпеченні стабільності електропостачання споживачам, дозволяє зменшити потребу в системах акумуляування електроенергії, що є важливим фактором для економічної рентабельності комбінованих локальних енергосистем із ВДЕ та дозволяє знизити вартість електричної енергії для кінцевого споживача, враховуючи досить високу вартість систем акумуляування.

Каплуном В.В. та ін. [8] показано шляхи досягнення енергонезалежності та екологічності територіальних громад завдяки використанню новітніх технологічних рішень комбінованого виробництва як електричної, так і теплової енергії. Встановлено, що побудова комбінованої мікроенергетичної системи з полігенерацією, що функціонує на основі інтелектуальних систем із використанням умовного динамічного тарифу, дозволяє мінімізувати приведену вартість виробництва електричної енергії.

Кириленком О.В. та ін. [9] описано можливості використання УЗЕ для регулювання режимів роботи електричних мереж із урахуванням інвестиційних витрат, доходу від купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» та доходу від зменшення втрат активної електричної енергії при використанні УЗЕ в розподільній електричній мережі шляхом оперативного вимірювання відхилень напруги від номінальних значень у контрольних вузлах. За результатами дослідження показано, що розв'язання цільової функції оптимізаційної моделі за критерієм максимізації вигоди від використання УЗЕ дозволяє вибрати оптимальну енергоємність УЗЕ та забезпечити найбільш економічно ефективні добові графіки її роботи на ринку електричної енергії.

Парусом Є.В. та ін. [10] досліджено функціонування УЗЕ на балансуєчому ринку при наданні послуг з балансування шляхом здійснення відбору або відпуску електричної енергії в енергосистему на виконання відповідної команди оператора системи передачі. У роботі розраховано термін окупності інвестицій в умовах здійснення заряджання та розряджання акумуляторних батарей на весь робочий діапазон потужності, що в умовах невизначеності частоти та повноти активації на балансуєчому ринку потребує подальшого дослідження із урахуванням деградації енергоємності УЗЕ.

Бліновим І.В. та ін. [11] розроблено оптимізаційну модель за критерієм мінімізації вартості придбання електричної енергії в мікромережі, у складі якої є СЕС та УЗЕ. За результатами дослідження показано, що можна оптимізувати графіки спільної роботи УЗЕ та СЕС, використовуючи систему енергоменеджменту, що здійснює управління режимами роботи електроустановок, враховуючи технологічні втрати електричної енергії у мережах, балансові обмеження, зокрема щодо обсягів допустимого виробітку електричної енергії на СЕС у різні періоди часу, цін закупівлі електричної енергії на ринку та рівня споживання електричної енергії споживачами мікромережі.

На основі зведення добових балансів електричної енергії показано, що забезпечити стабільність постачання електричної енергії з власних ВЕС та СЕС споживачам локальних громад можна завдяки експлуатації резервних електростанцій (РЕС), які гарантуватимуть підтримку необхідного рівня потужності при зменшенні сили вітру та/або інтенсивності сонячного випромінювання, що призводить до зниження потужності генерації на ВДЕ. В якості РЕС можуть використовуватись маневрені газопоршнєві та газотурбінні електроустановки [12].

Слід зазначити, що в оглянутих дослідженнях відсутня економічна оцінка роботи на ринку електричної енергії складних комбінованих електростанцій, що мають у своєму складі ВДЕ, резервні маневрені електроустановки та УЗЕ. Тому *метою даної роботи* є оцінка економічної ефективності роботи комбінованої електростанції, до складу якої входить ВЕС, СЕС, РЕС та УЗЕ, на ринку електричної енергії та порівняння отриманих результатів із результатами оцінки роботи таких електростанцій та УЗЕ при розташуванні на окремих площадках.

2. Методологія дослідження

Для комбінованої електростанції, до складу якої входить ВЕС, СЕС, РЕС та УЗЕ, дисконтований термін окупності визначається як відношення сумарних інвестиційних капіталовкладень задіяних технологій до сукупного дисконтованого грошового потоку протягом періоду комерційної експлуатації електростанцій та УЗЕ:

$$DPP^{COMB} = \frac{CAPEX^{COMB}}{\sum_{n=1}^N (D_n^{COMB} - V_n^{COMB}) / (1+r)^{(n-1)}}, \quad (1)$$

де DPP^{COMB} – дисконтований термін окупності комбінованої електростанції, років; $CAPEX^{COMB}$ – сумарні інвестиційні капіталовкладення кожної з задіяних технологій комбінованої електростанції, €; N – кількість років n періоду комерційної експлуатації комбінованої електростанції; D_n^{COMB} – доходи у році n , €; V_n^{COMB} – витрати у році n , €; r – ставка дисконтування, що розраховується як середньозважена вартість капіталу (WACC), %.

Для комбінованої електростанції доходи визначаються окремо для генеруючих установок та УЗЕ:

$$D_n^{COMB} = D_n^{GEN} + D_n^{BESS}, \quad (2)$$

де D_n^{GEN} – доходи для генеруючих установок у році n , €; D_n^{BESS} – доходи для УЗЕ у році n , €.

Для комбінованої електростанції витрати визначаються також окремо для генеруючих установок та УЗЕ:

$$V_n^{COMB} = V_n^{GEN} + V_n^{BESS}, \quad (3)$$

де V_n^{GEN} – витрати для генеруючих установок у році n , €; V_n^{BESS} – витрати для УЗЕ у році n , €.

Доходи для генеруючих установок визначаються відповідно до обсягів продажу та ціни реалізації електричної енергії на ринку «на добу наперед»:

$$D_n^{GEN} = W_n^{DAM} \cdot P^{DAMsel}, \quad (4)$$

де W_n^{DAM} – обсяги продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» у році n , МВт·год; P^{DAMsel} – середньоарифметична ціна продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» за період, €/МВт·год.

Для УЗЕ доходи визначаються відповідно до різниці між вартістю відпущеної та спожитої електричної енергії при її продажу та купівлі на ринку «на добу наперед», обсягів та ціни надання допоміжних послуг із регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі [13]:

$$D_n^{BESS} = W_n^{BESSdisch} \cdot P^{DAMsel} - W_n^{BESSchrg} \cdot P^{DAMbuy} + W_n^{BESSam} \cdot P^{AM}, \quad (5)$$

де $W_n^{BESSdisch}$ – обсяг відпуску електричної енергії із УЗЕ у році n , МВт·год; $W_n^{BESSchrg}$ – обсяг відбору електричної енергії за допомогою УЗЕ у році n , МВт·год; P^{DAMbuy} – середньоарифметична ціна купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» за період, €/МВт·год; W_n^{BESSam} – обсяг надання резерву на ринку допоміжних послуг у році n , МВт; P^{AM} – середньоарифметична ціна надання резерву на ринку допоміжних послуг за період, €/МВт.

Витрати для генеруючих установок визначаються відповідно до річних обсягів відпуску електричної енергії, питомої величини умовно-змінних витрат, паливної складової та величини умовно-постійних витрат із урахуванням встановленої потужності електростанцій:

$$V_n^{GEN} = W_n \cdot (p^{VAR} + p^{FUEL} + T^{DISP}) + P \cdot p^{FIX}, \quad (6)$$

де W_n – сумарні обсяги відпуску електричної енергії для генеруючих установок у році n , МВт·год; p^{VAR} – питомі умовно-змінні витрати для генеруючих установок, €/МВт·год; p^{FUEL} – паливна складова для РЕС, €/МВт·год; T^{DISP} – тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління енергосистемою, грн/МВт·год; P – встановлена потужність генеруючих установок, МВт; p^{FIX} – питомі умовно-постійні витрати генеруючих установок, €/МВт·рік.

Паливна складова для РЕС визначається відповідно до витрат на закупівлю палива (природного газу) до обсягів виробництва електричної енергії за розрахунковий період:

$$p^{FUEL} = \frac{W_n^G \cdot (P_n^{G-BUY} + T_n^{G-TRA} + T_n^{G-DIST})}{W_n^E}, \quad (7)$$

де W_n^G – обсяги використання природного газу для виробництва електричної енергії протягом року n , куб. метрів; P_n^{G-BUY} – середньоарифметична ціна закупівлі природного газу на ринку протягом року n , грн/куб. метрів; T_n^{G-TRA} – тариф на транспортування природного газу у році n , грн/куб. метрів; T_n^{G-DIST} – тариф на розподіл природного газу у році n , грн/куб. метрів; W_n^E – обсяги виробництва електричної енергії на РЕС протягом року n , МВт·год.

Обсяги використання природного газу для виробництва електроенергії протягом року визначаються відповідно до ефективності роботи РЕС при виробництві електричної енергії та середнього значення калорійності палива (природного газу) за період:

$$W_n^G = \frac{123}{\eta^E} \cdot \frac{7000}{K_n^G} \cdot W_n^E, \quad (8)$$

де η^E – ефективність роботи РЕС при виробництві електричної енергії, %; K_n^G – середньозважене значення калорійності палива (природного газу) протягом року n , ккал/кг.

Витрати для УЗЕ визначаються відповідно до різниці між обсягами заряджання та розряджання акумуляторних батарей, величини тарифу на передачу, розподіл, диспетчерського (оперативно-технологічного) управління енергосистемою та величини умовно-постійних витрат із урахуванням номінальної потужності УЗЕ:

$$V_n^{BESS} = (W_n^{BESSchrg} - W_n^{BESSdisch}) \cdot (T^{TRA} + T^{DIST} + T^{DISP}) + C^{BESS} \cdot p^{FIX-BESS}, \quad (9)$$

де T^{TRA} – тариф на послуги з передачі електричної енергії, грн/МВт·год; T^{DIST} – тариф на послуги з розподілу електричної енергії для конкретного оператора системи розподілу, грн/МВт·год; C^{BESS} – номінальна енергоемність УЗЕ, МВт·год; $p^{FIX-BESS}$ – питомі умовно-постійні витрати для УЗЕ, €/МВт·рік.

Спрощена структурна схема комбінованої електростанції (КЕС), до складу якої входить ВЕС, СЕС, РЕС та УЗЕ, наведена на рисунку 1.

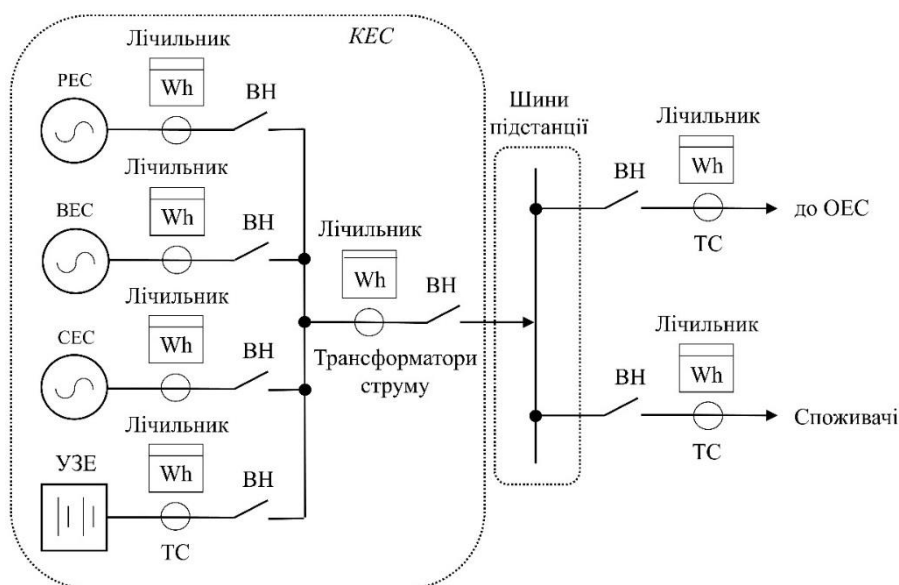


Рис. 1. Спрощена структурна схема комбінованої електростанції

ВЕС, СЕС, РЕС та УЗЕ об'єднуються з боку змінного струму через розподільчий пункт, з якого здійснюється відпуск виробленої електричної енергії до електричної підстанції, потім з якої електрична енергія розподіляється між споживачами та/або здійснюється відпуск надлишків в об'єднану енергосистему (ОЕС). Комутація між електроустановками досліджуваного енергетичного вузла здійснюється через вимикачі навантаження (ВН). На лініях приєднання генеруючих установок, УЗЕ, споживачів та зв'язку з ОЕС встановлюються реверсивні лічильники електричної енергії, що підключаються через трансформатори струму. Зазначена схема забезпечує для УЗЕ можливість здійснювати відбір електричної енергії для заряджання акумуляторних батарей як із власних генеруючих установок, так і із зовнішньої мережі.

Комбінована електростанція, згідно з наведеною спрощеною структурною схемою на рисунку 1, на ринку електричної енергії представлена окремим учасником – виробником електричної енергії, який має окрему точку комерційного обліку електричної енергії.

3. Вхідні дані для розрахунків

Загальні вхідні дані. Для розрахунку середньозваженої вартості капіталу прийнято наступні вхідні параметри: частка власних коштів – 30 %; частка запозичених коштів – 70 %; ставка податку на прибуток – 25 %; вартість власного капіталу – 12 %; облікова ставка НБУ – 15,5 % [14]. Для усіх типів електростанцій та УЗЕ термін будівництва становить один рік; термін комерційної експлуатації –

20 років. Курс євро до гривні прийнято на рівні 43,87; курс долара США до гривні – 41,75, які визначено за середнім значенням за період з січня по березень 2025 року [15].

Орієнтовна вартість приєднання до електричних мереж, включаючи плату за потужність та за лінійну складову, розрахована за допомогою калькулятора визначення вартості послуги з нестандартного приєднання до мереж електричної енергії на офіційному сайті НКРЕКП [16]. Вартість приєднання для усіх типів електростанцій та УЗЕ із замовленою потужністю 4 МВт визначена на рівні 121,5 \$/кВт (з ПДВ); для комбінованої електростанції із замовленою потужністю 16 МВт – 110,7 \$/кВт (з ПДВ). Для визначення вартості приєднання для електростанцій та УЗЕ прийнято: територіальне розташування у Черкаській області; міська місцевість; виробництво; III категорія надійності електропостачання; напруга трифазного приєднання 10 кВ; кабельна лінія довжиною 300 метрів.

Прийнято, що виробники електричної енергії на ВЕС, СЕС та РЕС за кожну відпущену мегават-годину сплачують тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що встановлений з 01.01.2025 на рівні 98,97 грн/МВт·год (без ПДВ) [17]. Крім того, прийнято щорічне зростання тарифу на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління на 5 % порівняно із минулим роком протягом всього терміну комерційної експлуатації електростанцій.

Вхідні дані для ВЕС та СЕС. Для прогнозування обсягів виробництва електричної енергії на джерелах негарантованої потужності (ВЕС та СЕС), як загальноприйнятий підхід, використано статистичні дані щодо фактичних обсягів виробництва електричної енергії в ОЕС України із визначеним КВВП для ВЕС на рівні 33,1 %; для СЕС – 16,2 %.

Питомі капітальні інвестиційні витрати для ВЕС прийнято на рівні 1 300 \$/кВт [18]; для СЕС розподіл витрат на обладнання постійного струму – 500 \$/кВт та на обладнання змінного струму – 200 \$/кВт. Питомі витрати на обслуговування та технічну експлуатацію (О&М) для ВЕС – 25 \$/кВт-рік; для СЕС на підставі встановленої потужності обладнання змінного струму – 12 \$/кВт-рік. Для ВЕС та СЕС додатково враховано частку витрат на проектування, постачання обладнання та будівництво (ЕРС), яка прийнята на рівні 14 % від інвестиційних капітальних витрат на обладнання змінного струму. Також для СЕС прийнято щорічне зменшення обсягів виробництва електричної енергії на 0,7 %, що відповідає рівню деградації фотоелектричних модулів.

Вхідні дані для РЕС. КВВП для РЕС прийнято на рівні 30 % з огляду на 7-8 годин роботи протягом однієї доби в час пікового навантаження в енергосистемі. Питомі капітальні інвестиційні витрати для РЕС прийнято на рівні 700 \$/кВт [18]; питомі витрати на обслуговування та технічну експлуатацію – 12 \$/кВт-рік. Для РЕС додатково враховано частку витрат на проектування, постачання обладнання та будівництво, яка прийнята на рівні 14 % від частки капітальних витрат.

Для РЕС паливна складова визначена на рівні 78,1 \$/МВт·год (з 262 грн/МВт·год) на підставі поточної пільгової ціни постачання природного газу, встановленої для газотурбінних та газопоршневих установок на рівні 14 000 грн (з ПДВ) за 1 000 куб. метрів [19]. При розрахунку паливної складової враховувались: вартість транспортування природного газу на рівні 501,97 грн (без ПДВ) за 1 000 куб. метрів [20]; вартість розподілу природного газу – 570,0 грн (без ПДВ) за 1 000 куб. метрів [21]. Ефективність роботи газотурбінної установки із номінальною потужністю однієї електроустановки типу TGE1000-NG (потужністю 1 000 кВт) прийнята на рівні 41 % [22], що забезпечує питомі витрати умовного палива на виробництво електричної енергії на рівні 300 грам/кВт·год; середньозважене значення калорійності природного газу протягом року – 8 200 ккал/кг.

Вхідні дані для УЗЕ. Для двогодинної УЗЕ на основі літій-іонних акумуляторних батарей із номінальною енергоємністю на рівні близько 11 МВт·год прийнято: ефективність перетворення – 91 %; глибину можливого розрядження – 80 %; щорічну деградацію та, відповідно, скорочення доступної енергоємності – 3 %. За прийнятого рівня щорічної деградації акумуляторних батарей доступна енергоємність УЗЕ на 20-й рік експлуатації становитиме лише близько 56 % від початкового рівня.

Питомі капітальні інвестиційні витрати для УЗЕ на обладнання постійного струму прийнято на рівні 385 \$/кВт та на обладнання змінного струму – 80 \$/кВт; питомі витрати на обслуговування та технічну експлуатацію для УЗЕ – 6,85 \$/кВт·год·рік. Також для УЗЕ прийнято щорічне зростання витрат на обслуговування та технічну експлуатацію на 3 % порівняно із минулим роком. Частка витрат на будівництво УЗЕ прийнята на рівні 3,6 % від сумарних капітальних інвестиційних витрат на підставі її номінальної потужності та енергоємності. КВВП для УЗЕ визначається через відношення фактичних обсягів розряджання до максимально можливих обсягів розряджання електричної енергії протягом року.

Слід зазначити, що відповідно до положень Закону [1] оператор УЗЕ здійснює оплату за послуги з передачі електричної енергії, розподілу електричної енергії, оплату за послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, яка розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ. Зважаючи на це, для проведення дослідження прийнято тариф на послуги з передачі електричної енергії, встановлений з 01.01.2025 на рівні 686,23 грн/МВт·год (без ПДВ) [23]; тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, встановлений з 01.01.2025; тариф на послуги з розподілу електричної енергії (прийнято для мережі першого класу напруги вище 27,5кВ для Черкаської області) – 287,63 грн/МВт·год [24]. Крім того, прийнято щорічне зростання тарифів на передачу, розподіл, диспетчерське (оперативно-технологічне) управління на 5 % порівняно із минулим роком для всього періоду комерційної експлуатації УЗЕ.

Вхідні дані щодо ринкових умов. Для оцінки доходу від продажу електричної енергії на ринку прийнято фактичні погодинні ціни купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» в Україні за фактичними даними за період з січня по березень 2025 року [25]. Коефіцієнт потужності відпуску електричної енергії (у відносних одиницях) для ВЕС прийнято, з огляду на мінливість сили вітру протягом року, на рівному значенні протягом доби; для СЕС – з огляду на типовий графік інтенсивності сонячного випромінювання; для РЕС – з огляду на роботу даної електроустановки у вечірній пік навантаження в енергосистемі. Прийнятий коефіцієнт потужності для ВЕС, СЕС та РЕС та ціну купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» (РДН) показано на рисунку 2.

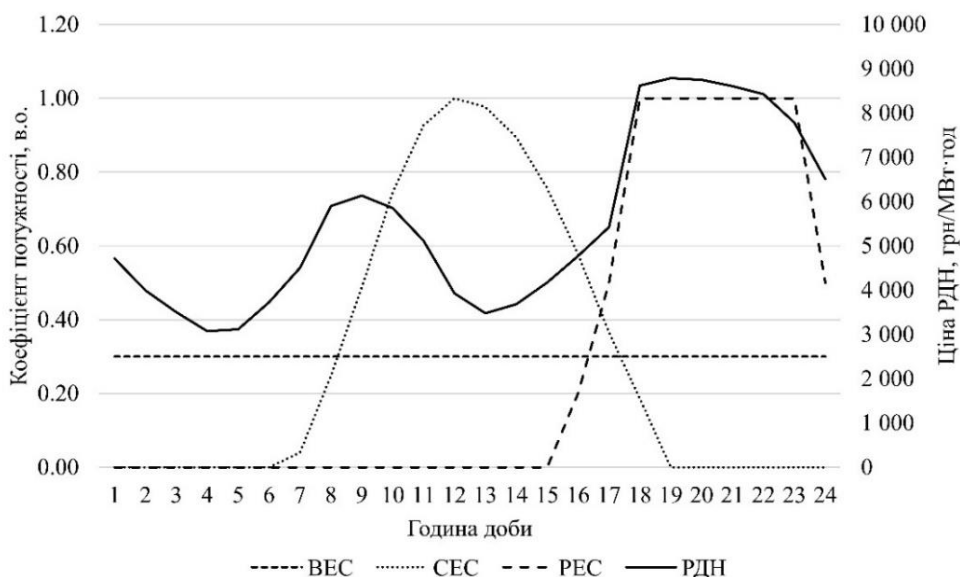


Рис. 2. Коефіцієнт потужності електростанцій та ціна купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед»

Із порівняння ціни купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» та коефіцієнта потужності відпуску електричної енергії для електростанцій видно, що продаж електричної енергії,

виробленої на СЕС, частково попадає на високу ціну купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» у ранковий пік навантаження в енергосистемі; на РЕС – за найвищих цін на ринку «на добу наперед» у вечірній пік навантаження в енергосистемі.

Із добових графіків відпуску електричної енергії визначено вартість продажу електричної енергії, яка для ВЕС становить 5 524 грн/МВт·год, на підставі середньоарифметичної ціни купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» протягом доби; для СЕС – 4 733 грн/МВт·год при відпуску виробленої електричної енергії в енергосистему з 6 по 19 годину; для РЕС – 8 042 грн/МВт·год при відпуску виробленої електричної енергії в енергосистему з 16 по 24 годину.

Вартість купівлі електричної енергії на ринку «на добу наперед» для заряджання УЗЕ прийнята на рівні 3 094 грн/МВт·год на підставі середньоарифметичної ціни купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» для 4 та 5 години ранку; вартість продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» при розряджання УЗЕ прийнята на рівні 8 768 грн/МВт·год на підставі середньоарифметичної ціни купівлі-продажу електроенергії на ринку «на добу наперед» для 19 та 20 години вечора.

Для УЗЕ у складі комбінованої електростанції прийнято доступність протягом року на рівні 95 %. Зважаючи на це, близько 18 діб протягом року УЗЕ не працюватиме, а інших 347 діб УЗЕ здійснюватиме один повний цикл заряджання та розряджання акумуляторних батарей на їх усю корисну енергоємність. Отже, для здійснення енергетичного арбітражу УЗЕ буде задіяна протягом чотирьох годин на добу. Враховано, що обсяги розряджання УЗЕ для продажу електричної енергії на ринку будуть на 9 % меншими, ніж обсяги заряджання УЗЕ при її купівлі, що пов'язане із втратами при перетворенні на акумуляторних батареях відповідно до ефективності роботи УЗЕ.

Інші 20 годин протягом доби УЗЕ надаватиме допоміжні послуги із регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі, а саме симетричного резерву підтримки частоти (РПЧ). Середньоарифметична ціна надання РПЧ, яка є фактично оплатою за готовність здійснювати відбір чи відпуск електричної енергії в енергосистему залежно від зміни частоти, прийнята на рівні 1339,82 грн/МВт на підставі діючої граничної ціни, визначеної оператором системи передачі для цього виду резерву [26].

При наданні допоміжних послуг із симетричного РПЧ початковий заряд УЗЕ становить 50 % від його енергоємності, що забезпечує необхідний діапазон потужності для заряджання чи розряджання електричної енергії, реагуючи на зміну частоти в енергосистемі. Враховано, що протягом кожної доби при наданні симетричного РПЧ УЗЕ втрачатиме орієнтовно 10 % електричної енергії від енергоємності, задіяної для надання допоміжних послуг, через втрати при перетворенні на акумуляторних батареях. За задіяних параметрів УЗЕ для надання допоміжних послуг на рівні 4 МВт·год ці втрати становитимуть 2 МВт·год на добу, або 0,1 МВт·год протягом кожної години. Прийнято, що для уникнення небалансів електричної енергії ці обсяги будуть закуповуватись на внутрішньодобовому ринку за ціною 2939,3 грн/МВт·год, яка прийнята на рівні 95 % від ціни на ринку «на добу наперед».

4. Результати розрахунків

На основі вхідних даних проведено розрахунки для комбінованої електростанції та визначено середньозважену собівартість виробництва електричної енергії протягом всього життєвого циклу, дисконтований грошовий потік, чисту приведену вартість та дисконтований термін окупності інвестицій, що наведено у таблиці 1.

За результатами розрахунків для території України визначено, що будівництво комбінованої електростанції, до складу якої входить ВЕС, СЕС, РЕС та УЗЕ, на відміну від електростанцій та УЗЕ, розташованих на окремих площадках, дозволяє зменшити вартість приєднання до електричних мереж майже у чотири рази та, відповідно, знизити капітальні інвестиційні витрати на 5,1 %. Також дозволяє знизити середньозважену собівартість виробництва електричної енергії протягом всього життєвого циклу на 27,8 % із середньозваженого значення відносно обсягів виробництва електричної енергії за

всіма електростанціями на рівні 117,7 €/МВт·год до 85,0 €/МВт·год; збільшити чисту приведену вартість на 15,3 %; знизити дисконтований термін окупності інвестицій на 12,0 % із 5,7 до 5,1 років.

Таблиця 1. Результати розрахунків

Найменування	ВЕС	СЕС	РЕС	УЗЕ	ВЕС, СЕС, РЕС, УЗЕ	Комбі- нована електро- станція	Відхи- лення, %
Встановлена потужність, МВт	4,0	4,0	4,0	4,0	16,0	4,0	-75,0
КВВП, %	33,1	16,2	30,0	7,2	86,5	86,5	-
Обсяги виробництва (розрядження) є/є за рік, МВт·год	11 598,3	5 679,2	10 512,0	2 524,3	30 313,9	30 313,9	0,0
Початкові інвестиції, тис. €	6 103,8	4 044,5	3 500,1	4 972,6	18 621,0	17 676,4	-5,1
LSOE, € / МВт·год	73,9	100,9	124,0	330,8	117,7	85,0	-27,8
Дисконтований середній грошовий потік, тис. €	1 109,5	434,0	1 172,7	484,1	3 200,3	3 500,0	9,4
Дисконтований сумарний грошовий потік, тис. €	22 190,7	26 882,4	23 453,3	9 682,1	82 208,5	69 999,5	-14,9
Чиста приведена вартість, тис. €	16 086,8	4 636,0	19 953,2	4 709,5	45 385,5	52 323,1	15,3
Дисконтований термін окупності, років	5,5	9,3	3,0	10,3	5,7	5,1	-12,0

4. Висновки

За результатами економічної оцінки визначено, що будівництво комбінованої електростанції (до складу якої входить ВЕС, СЕС, РЕС із встановленою потужністю 4 МВт кожна та УЗЕ із номінальною потужністю 4 МВт та номінальною енергоємністю близько 11 МВт·год), окрім зменшення капітальних інвестиційних витрат на будівництво на 5,1 % завдяки зменшенню витрат на приєднання до електричних мереж, забезпечує зниження середньозваженої собівартості виробництва електричної енергії протягом всього життєвого циклу на 27,8 %; збільшення чистої приведеної вартості на 15,3 % із врахуванням дисконтованих витрат та доходів; зниження дисконтованого терміну окупності інвестицій на 12,0 % на відміну від електростанцій та УЗЕ, розташованих на окремих площадках. Позитивний ефект на середньозважену собівартість виробництва електричної енергії виникає завдяки збільшенню обсягів виробництва електричної енергії відносно одиначної встановленої потужності для комбінованої електростанції, що підвищує її КВВП до 86,5 %.

Фінансування роботи

Робота виконана в рамках фундаментальної бюджетної наукової роботи «Удосконалення ієрархічної системи математичних та програмно-інформаційних засобів для дослідження напрямів розвитку об'єднаних енергосистем в умовах переходу до низьковуглецевої економіки», державний реєстраційний номер: 0122U000236.

Посилання

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 13.03.2025).
2. Hofstadter A., Horta D. Materials of ACER's workshop: designing electricity network tariffs to fit the energy transition. ACER's review on national network tariffs and recommendations. ACER, 2025. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2024-10/ACER_Hybrid_Workshop_Tariffs_30092024.pdf (Last accessed: 13.05.2025).
3. ACM already gives the green light to cable pooling. ACM, 2025. URL: <https://www.acm.nl/en/publications/acm-already-gives-green-light-cable-pooling> (Last accessed: 13.05.2025).
4. Li Y., Janik P., Schwarz H. Cable Pooling for Extending the Share of Renewable PV and Wind Generation – a Regional Perspective. 2023 *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. P. 487–491. Terrasini, Italy, 2023. <https://doi.org/10.1109/ICCEP57914.2023.10247482>

5. Włoch P., Lazarek-Janowska M. Analysis of economic efficiency of wind farm and photovoltaic installation operation in a cable pooling system in Poland. *Energy policy studies*. 2024. No.1(14). P. 3–16. <https://doi.org/10.62316/CLRA4791>
6. Kan E., Mukhammadiev M., Dzhuraev K., Uulu A. A. Assessment of economic efficiency of combined power plants based on renewable energies. E3S Web of Conferences. *CONMECHYDRO – 2023*. Vol. 401. 04005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340104005>
7. Кузнецов М.П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія Київ: ІВЕ, 2022. 142 с. ISBN 978-966-641-11.
8. Формування технологічних структур енергонезалежних громад: монографія. За заг. ред. В.В. Каплуна. Національний університет біоресурсів і природокористування України; Інститут загальної енергетики НАН України. Одеса: Видавничий дім «Гельветика», 2024. 312 с.
9. Кириленко О., Блінов І., Парус Є., Трач І. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
10. Парус Є., Блінов І., Олефір Д. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. Вип. 60. С. 28–37. <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
11. Блінов І., Парус Є., Шиманюк П., Ворущило А. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5. С. 69–78. <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
12. Буратинський І., Запорожець А. Метод визначення встановленої потужності електростанцій розподіленої генерації з відновлюваними джерелами енергії та установкою зберігання електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 1. С. 65–69. <https://doi.org/10.15407/techned2025.01.065>
13. Buratynskiy I., Nechaieva T., Leshchenko I. Assessment of the Economic Efficiency of Battery Energy Storage Systems in the Electricity Market Segments. In V. Babak, A. Zaporozhets (Eds.). *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*. 2024. Vol. 552. P. 37–50. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-67091-6_2
14. Облікова ставка Національного банку. Національний банк України. URL: <https://bank.gov.ua/ua/monetary/archive-rish> (дата звернення: 13.03.2025).
15. Офіційний курс гривні щодо іноземних валют (середній за період). Національний банк України. URL: <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerates> (дата звернення: 07.04.2025).
16. Розрахунок нестандартного приєднання до мереж електричної енергії. НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/calculator-nonstandart> (дата звернення: 11.03.2025).
17. Про встановлення тарифу на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління НЕК «УКРЕНЕРГО» на 2025 рік: постанова НКРЕКП від 19.12.2024 № 2201. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2201874-24#Text> (дата звернення: 13.03.2025).
18. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. LAZARD. 2023. URL: <https://www.lazard.com/media/typdghmm/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf> (Last accessed: 13.04.2024).
19. Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу: постанова Кабінету Міністрів України від 06.03.2022 № 222. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/222-2022-%D0%BF> (дата звернення: 20.03.2025).
20. Про встановлення тарифів для ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ» на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на регуляторний період 2025–2029 років: постанова НКРЕКП від 30.12.2024 № 2387. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2387874-24#Text> (дата звернення: 20.03.2025).
21. Тарифи на послуги розподілу природного газу. НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/prirodniy-gaz/tarifi-dlya-pidpriyemstv-naftogazovoyi-sferi/tarifi-na-poslugi-rozpodilu-prirodnogo-gazu> (дата звернення: 11.03.2025).
22. Газопоршневі станції серії TGE. Промислове об'єднання Emeren. URL: <https://emerem.com.ua/gas-generator/gas-tge/?srsltid=AfmBOoqjSjHTFPKDCNgJBaRsd5Pn9TxlwfrPQaupX66cn5Vzv1kGEQo5> (дата звернення: 07.04.2025).
23. Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «УКРЕНЕРГО» на 2025 рік: постанова НКРЕКП від 19.12.2024 № 2200. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2200874-24#Text> (дата звернення: 13.03.2025).
24. Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії, що діють з 01 січня 2025 року. НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozivachiv/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi-shcho-diyut-z-01-sichnya-2025-roku> (дата звернення: 13.03.2025).
25. Погодинні ціни купівлі-продажу електроенергії. АТ «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr> (дата звернення: 20.03.2025).
26. Граничні ціни на ДП на 2025 рік. НЕК «УКРЕНЕРГО». URL: <https://ua.energy/dopomizhni-poslugy/#1723451352112-18d256cd-b1ac> (дата звернення: 20.03.2025).

References

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine 13.04.2017 No 2019-VIII. Retrieved March 13, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> [in Ukrainian].
2. Hofstadter, A., & Horta, D. (2025). Materials of ACER's workshop: designing electricity network tariffs to fit the energy transition. ACER's review on national network tariffs and recommendations. ACER. Retrieved May 13, 2025, from https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2024-10/ACER_Hybrid_Workshop_Tariffs_30092024.pdf
3. ACM already gives the green light to cable pooling. (2025). ACM. Retrieved May 13, 2025, from <https://www.acm.nl/en/publications/acm-already-gives-green-light-cable-pooling>
4. Li, Y., Janik, P., & Schwarz, H. (2023). Cable Pooling for Extending the Share of Renewable PV and Wind Generation – a Regional Perspective. *2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Terrasini, Italy (pp. 487–491). <https://doi.org/10.1109/ICCEP57914.2023.10247482>
5. Włoch, P., & Lazarek-Janowska, M. (2024). Analysis of economic efficiency of wind farm and photovoltaic installation operation in a cable pooling system in Poland. *Energy policy studies*, 1(14), 3–16. <https://doi.org/10.62316/CLRA4791>
6. Kan, E., Mukhammadiev, M., Dzhuraev, K., & Uulu, A. A. (2023). Assessment of economic efficiency of combined power plants based on renewable energies. E3S Web of Conferences. *CONMECHYDRO – 2023*, 401, 04005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340104005>
7. Kuznetsov, M.P. (2022). Features of combined power systems with renewable energy sources [Monograph. Electronic resource]. Kyiv: Institute of Renewable energy of the National Academy of Sciences of Ukraine. (152 p.). ISBN 978-966-641-11 [in Ukrainian].
8. Kaplun, V., Zablodskiy, M., Trokhanyak, V., Shvorov, S., Radko, I., Stanytsina, V., Nechaieva, T., Teslenko, O., Makarevych, S., Sorokin, D., Kovalchuk, S., Horskyi, V., & Yakymenko, I. (2024). Formation of Technological Structures of Energy-Independent Communities [Monograph]. In V. Kaplun (Ed.), National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine; General Energy Institute of NAS of Ukraine, Odesa: Publishing House "Helvetica" (312 p.).
9. Kyrilenko, O., Blinov, I. Parus, Ye., & Trach, I. (2021). Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 4, 44–54 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
10. Parus, Ye., Blinov, I., & Olefir, D. (2021). Assessment of the economic effect of energy storage system providing the balancing services in the IPS of Ukraine. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 60, 28–37 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
11. Blinov, I., Parus, Ye., Shymaniuk, P., & Vorushylo, A. (2024). Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 5, 69–78 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
12. Buratynskiy, I., & Zaporozhets, A. (2025). Method of determining the installed capacity of distributed generation power plants with renewable energy sources and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 1, 65–69 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/techned2025.01.065>
13. Buratynskiy, I., Nechaieva, T., & Leshchenko, I. (2024). Assessment of the Economic Efficiency of Battery Energy Storage Systems in the Electricity Market Segments. In V. Babak, A. Zaporozhets (Eds.), *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*, 552, 37–50. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-67091-6_2
14. National Bank of Ukraine. (2025). NBU Key Policy Rate. Retrieved March 13, 2025, from <https://bank.gov.ua/ua/monetary/archive-rish> [in Ukrainian].
15. National Bank of Ukraine. (2025). Official hryvnia exchange rate against foreign currencies (period average). Retrieved April 7, 2025, from <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerates> [in Ukrainian].
16. NEURC. (2025). Rozrakhunok nestandartnoho pryednannia do merezh elektrychnoi enerhii. Retrieved March 11, 2025, from <https://www.nerc.gov.ua/calculator-nonstandart> [in Ukrainian].
17. Pro vstanovlennia taryfu na posluhy z dyspetcherskoho (operatyvno-tekhnolohichnoho) upravlinnia NPC "Ukrenergo" na 2025 rik: Postanova NKREKP vid 19.12.2024 No 2201. Retrieved March 13, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2201874-24#Text> [in Ukrainian].
18. LAZARD. (2023). Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. Retrieved April 13, 2024, from <https://www.lazard.com/media/typdghmm/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>
19. Pro zatverdzhennia Polozhennia pro pokladennia spetsialnykh obov'язkiv na subiektiv rynku pryrodnoho hazu dlia zabezpechennia zahalnosuspilnykh interesiv u protsesi funktsionuvannia rynku pryrodnoho hazu: Postanova Cabinet of Ministers of Ukraine vid 06.03.2022 No 222. Retrieved March 20, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/222-2022-%D0%BF> [in Ukrainian].
20. Pro vstanovlennia taryfiv dlia LLC "Gas Transmission System Operator of Ukraine" na posluhy transportuvannia pryrodnoho hazu dlia tochok vkhodu i tochok vykhodu na rehuliatornyi period 2025–2029 rokiv: Postanova NKREKP vid 19.12.2024 No 2387. Retrieved March 20, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2387874-24#Text> [in Ukrainian].

21. NEURC. (2025). Taryfy na posluhy rozpodilu pryrodnoho hazu. Retrieved March 11, 2025, from <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/prirodnij-gaz/tarifi-dlya-pidpriemstv-naftogazovoyi-sferi/tarifi-na-poslugi-rozpodilu-prirodnogo-gazu> [in Ukrainian].
22. Natural Gas Genset TGE series. (2025). Emeren. Retrieved April 7, 2025, from <https://emerem.com.ua/gas-generator/gas-tge/?srsltid=AfmBOoqjSjHTFPKDCNgJBaRsd5Pn9TxwlfPQaupX66cn5Vzv1kGEQo5>
23. Pro vstanovlennia taryfu na posluhy z peredachi elektrychnoi enerhii NPC "Ukrenergo" na 2025 rik: Postanova NKREKP vid 19.12.2024 No 2200. Retrieved March 13, 2025, from <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2200874-24#Text> [in Ukrainian].
24. NEURC. (2025). Taryfy na posluhy z rozpodilu elektrychnoi enerhii, shcho diut z 01 sichnia 2025 roku. Retrieved March 13, 2025, from <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozhyvachiv/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi-shcho-diyut-z-01-sichnya-2025-roku> [in Ukrainian].
25. Hourly buying and selling prices of electricity. JSC "Market Operator". Retrieved March 20, 2025, from <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr> [in Ukrainian].
26. NPC "Ukrenergo". Marginal prices for ancillary services for 2025. Retrieved March 20, 2025, from <https://ua.energy/dopomizhni-poslugy/#1723451352112-18d256cd-b1ac> [in Ukrainian].

DETERMINATION OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF OPERATION OF A COMBINED POWER PLANT WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES AND ENERGY STORAGE SYSTEM

Ihor Buratynskiy, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0003-2928-9621>

General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine;
State Institution "Center for evaluation of activity of research institutions and scientific support of regional development of Ukraine of NAS of Ukraine", 54, Volodymyrska St., Kyiv, 01601, Ukraine

email: buratynskiy@ienergy.kiev.ua

Abstract. *The introduction of a mechanism for cable connection at one point of two or more power plants that generate electricity from different primary energy sources and energy storage systems is aimed at creating multi-purpose energy parks, in particular, to increase the efficiency of the use of network infrastructure and increase the stability of electricity supply to consumers. In the conditions of operation on electricity market in Ukraine, an assessment of the economic efficiency of the operation of a combined power plant, which includes a wind, solar, maneuverable power plant with an installed capacity of 4 MW each and a two-hour energy storage system with a nominal capacity of 4 MW and a nominal capacity of about 11 MWh, was carried out and the results obtained were compared with the results obtained during the operation of such power plants and energy storage system located at separate sites. It was determined that the construction of a combined power plant allows reducing capital investment costs during the implementation of power plants by 5.1 % by reducing the costs of connection to electrical networks; reduce the levelized cost of energy throughout the entire life cycle by 27.8 % due to an increase in electricity generation volumes relative to a unit of installed capacity, which increases the capacity factor; increase the net present value by 15.3 %, taking into account discounted costs and revenues; reduce the discounted payback period of investments by 12.0 %, in contrast to power plants and energy storage system located on separate sites.*

Keywords: electricity market, economic efficiency, cable pooling, capacity factor, payback period.

Надійшла до редколегії: 19.05.2025