

УДК 621.31:621.355

DOI <https://doi.org/10.32782/3041-2080/2025-5-4>

## ЕКОНОМІЧНА ДОЦІЛЬНІСТЬ СИСТЕМ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ НА ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ З УРАХУВАННЯМ КОЛИВАНЬ ЦІНИ НА РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

**Кононюк Денис Володимирович,**

головний електрик ТОВ «МЕТІНВЕСТ СІЧСТАЛЬ»,

Голова Асоціації випускників

ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

ORCID ID: 0009-0004-0794-4781

**Рухлов Артем Володимирович,**

кандидат технічних наук, доцент,

доцент кафедри автоматизації, електро- та робототехнічних систем

ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

ORCID ID: 0000-0001-9430-8396

Коливання оптових цін на електроенергію, зокрема зростання частоти появи нульових і негативних цін у країнах Європи, змінюють економіку відновлюваної генерації та підсилюють інвестиційний інтерес до систем зберігання енергії (СЗЕ) у складі фотоелектричних станцій (ФЕС). У роботі автори оцінили економічну доцільність впровадження СЗЕ на базі акумуляторних батарей (Battery Energy Storage System, BESS) у конфігураціях «окремо» (standalone) та «спільно з ФЕС» (co-located) з урахуванням цінової волатильності. Запропоновано методологію моделювання режиму, для чого побудовано синтетичний погодинний ринковий сценарій на 1 рік та профіль фотовольтаїчної (PV) генерації (потужність 100 МВт постійного струму (DC), коефіцієнт використання встановленої потужності (capacity factor)  $CF \approx 20\%$ ). Також авторами прийняті правила диспетчеризації BESS (100 МВт/400 МВт·год; ефективність  $RTE = 88\%$ ) для арбітражу «зарядження за низьких / негативних цін – розрядження за високих». Параметри витрат узгоджено з діапазонами щорічного звіту Національної лабораторії з відновлюваної енергетики США (National Renewable Energy Laboratory) NREL ATB-2024 та відомим щорічним аналітичним звітом Lazard Levelized Cost of Energy (LCOE+), який публікує американський інвестиційний банк Lazard для перевірки реалістичності припущень. Змодельовані результати свідчать, що система «standalone BESS» отримує суттєву частку доходу саме за рахунок волатильності, а не середнього рівня цін, тоді як гібридна фотоелектрична система (Hybrid PV) + BESS збільшує виторг сонячної енергії завдяки часовому зсуву видавання у години високої ціни. Проведений авторами аналіз чутливості множителем волатильності 0,5–2х показав, що за типових умов для ринків із частими негативними цінами у 2024–2025 роках чиста приведена вартість (Net Present Value) NPV та внутрішня норма рентабельності (Internal Rate of Return) IRR для «standalone BESS», а особливо для гібридних систем, покращуються на десятки відсотків.

**Ключові слова:** фотоелектричні станції, системи зберігання енергії, арбітраж, волатильність цін, LCOE/LCOS.

### **Kononyuk Denys, Rukhlov Artem. Economic feasibility of energy storage systems at photovoltaic power plants considering price fluctuations in the electricity market**

Fluctuations in wholesale electricity prices, in particular the increasing frequency of zero and negative prices in European countries, are changing the economics of renewable generation and increasing investment interest in energy storage systems (ESS) as part of photovoltaic power plants (PVPP). In this paper, the authors assessed the economic feasibility of implementing battery energy storage systems (BESS) in standalone and co-located configurations with PV stations, taking into account price volatility. A methodology for modeling the regime is proposed, for which a synthetic hourly market scenario for 1 year and a photovoltaic (PV) generation profile (power 100 MW direct current (DC), capacity factor  $CF \approx 20\%$ ) are created. The authors also adopted BESS dispatching rules (100 MW/400 MWh; efficiency  $RTE = 88\%$ ) for arbitrage “charging at low/negative prices – discharging at high prices”. The cost parameters are consistent with the ranges in the annual report of the US National Renewable Energy Laboratory NREL ATB-2024 and the well-known annual analytical report Lazard Levelized Cost of Energy (LCOE+), published by the American investment bank Lazard to verify the realism of the assumptions. The simulated results show that the standalone BESS system receives a significant share of its revenue from volatility rather than average prices, while the hybrid PV + BESS system increases solar energy revenue by shifting output to hours of high prices. The authors’ sensitivity analysis with a volatility multiplier of 0.5–2x showed that under typical conditions for markets with frequent negative prices in 2024–2025, the net present value (NPV) and internal rate of return (IRR) for standalone BESS, and especially for hybrid systems, improve by tens of percent.

**Key words:** photovoltaic stations, energy storage systems, arbitrage, price volatility, LCOE/LCOS.

**Вступ.** Швидке нарощування сонячної генерації у світі зумовлює нову динаміку ринку електроенергії: зростає дисперсія погодинних цін, збільшується кількість годин із нульовими та негативними цінами, особливо за умов добової та сезонної надлишковості відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). У 2024 р. такі явища у Європі стали системними та вплинули на бізнес-моделі генераторів та інвесторів, підштовхуючи до інтеграції систем зберігання енергії та розбудови мережевої гнучкості [1].

З іншого боку, попит, особливо в промисловості в ЄС у 2022–2023 рр., був приглушений енергокризою, і за базовим сценарієм Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency) IEA повернення до рівнів 2021 очікується не раніше 2026 р., що зберігає ризики високої волатильності на горизонті кількох років [2]. За таких умов СЗЕ обох типів («standalone» та «co-located») перерозподіляють вироблення у часі, монетизуючи різницю цін (арбітраж), тим самим зменшуючи обмеження та покращуючи ринкову вартість МВт·год електроенергії з ВДЕ. Актуальні техніко-економічні параметри й тренди витрат на BESS наведені у звіті NREL ATB–2024 та у щорічному огляді Lazard LCOE+, що дає підстави для коректних діапазонів припущень [3; 4].

Мета цієї статті – кількісно оцінити економічну доцільність впровадження СЗЕ у проєктах ФЕС з урахуванням коливань оптового ринку електроенергії та показати, як волатильність цін впливає на доходи від арбітражу та на інтегральні фінансові показники (NPV, IRR).

Сучасні західні дослідження підтверджують, що гібридизація (ФЕС + СЗЕ) підвищує ринкову вартість вироблення ВДЕ за рахунок часової оптимізації, а також доступу до додаткових потоків доходу (допоміжні послуги, ефективна потужність (capacity value) тощо). Співробітники NREL відзначають, що поєднання PV із BESS збільшує доходність у різних регіонах за рахунок оптимального диспетчерського керування та уникнення обмежень [5; 6]. Дослідження 2024–2025 рр. для Європи показують зростання прибутковості арбітражу з підвищенням волатильності у «day-ahead» (ринку електроенергії на добу наперед) та «intraday» (внутрішньодобовому ринку) сегментах, а також суттєву роль регіональних відмінностей [7; 8]. Паралельно новини ринку підтверджують вибухове зростання встановленої потужності BESS у Європі (очікується 50 ГВт+ до 2030 р., але потрібно більше), причому в бізнес-кейсі ключові ролі відіграють саме арбітраж і допоміжні послуги [9].

Щодо витрат і методології LCOE/LCOS (Levelized Cost of Energy або приведена вартість електроенергії / Levelized Cost of Storage або приведена вартість зберігання енергії), то авторитетними джерелами залишаються NREL ATB (оновлення 2024 р.) і звіти Lazard LCOE+ (видання 2024/2025), які фіксують тренд зниження капітальних витрат на BESS (переважно літій-ферум-фосфатні (LFP) технології), а також висвітлюють сценарії використання (2–10 год. тривалості) з різними профілями доходів [3; 4].

Вітчизняні науковці також звертають увагу на перспективи та проблеми застосування СЗЕ в електроенергетичних системах. Причому прискіпливо розглядаються як загальні тенденції та галузі використання різноманітних систем зберігання [10], так і доцільність та особливості їх застосування у системах розподіленої генерації [11–13].

**Методи та методики дослідження.** Для оцінювання економічних показників гібридної системи «PV + BESS» використано поєднання імітаційного моделювання погодинної ринкової динаміки та спрощеної оптимізації диспетчеризації BESS. Запропонований алгоритм включає (табл. 1):

- побудову синтетичного погодинного ряду оптових цін на 1 рік із добово-тижнево-річною сезонністю, стохастичною волатильністю та окремими періодами негативних цін на електроенергію;
- генерацію профілю PV для потужності 100 МВт DC (цільовий  $CF \approx 20\%$ );
- моделювання роботи BESS 100 МВт / 400 МВт · год ( $RTE = 88\%$ ) за простими пороговими правилами арбітражу;
- розрахунок річних доходів «standalone BESS» та приросту доходу у разі застосування системи «PV + BESS»;
- приведення грошових потоків до NPV/IRR на горизонті 15 років зі зваженою середньою вартістю капіталу  $WACC = 8\%$  (Weighted Average Cost of Capital) і типовими припущеннями деградації панелей.

Діапазони витрат і технічних параметрів узгоджено з матеріалами NREL ATB-2024 та Lazard LCOE+–2025; певні значення прийнято як реалістичні середини діапазонів для ілюстрації дієвості методики, а не для точного бенчмаркінгу певної країни / ринку [3; 4].

Диспетчеризація та визначені сценарії:

- Система «Standalone BESS» (арбітраж grid-to-grid), яка працює незалежно від генерації (сонця або вітру) і здійснює арбітраж електроенергії безпосередньо на ринку. Заряджання при цінах  $\leq 20$ -го перцентилля, розряджання

## Параметри моделі для аналізу економічної ефективності системи «PV + BESS»

Параметр	Значення	Джерело / пояснення
Потужність фотоелектричної станції	100 МВт	Типова промислова ФЕС
Вироблення ФЕС	150 ГВт · год/рік	Розрахунок на основі середньої сонячної інсоляції
Ємність системи накопичення енергії	100 МВт · год	Сценарій базового аналізу
ККД акумулятора (round-trip efficiency)	88 %	Типові показники Li-ion систем (IRENA, 2022)
Вартість встановлення BESS	300 USD/кВт · год	BloombergNEF, 2024
Тривалість життєвого циклу батарей	12 років	Дані виробників
Середня ринкова ціна електроенергії	65 €/МВт · год	ENTSO-E, 2024
Діапазон волатильності цін	від -20 до 300 €/МВт · год	Дані ринку Європейського союзу
Ставка дисконту	8 %	Для розрахунків NPV
Горизонт проєкту	20 років	Типовий термін експлуатації ФЕС

відповідно при  $\geq 80$ -го; не більше 1 повного циклу / добу;

- Система «PV + BESS» (hybrid, без grid-charging), яка заряджається виключно від PV і не отримує електроенергію з мережі. Заряджання від PV за низьких цін ( $\leq$  медіани), розряджання за високих ( $\geq 75$ -го перцентилі) з обмеженнями потужності та стану заряду батареї SOC (State of Charge); виторг – сума «PV до мережі зараз» + «продаж із BESS пізніше».

У продукті «Python» (високорівнева, інтерпретована мова програмування) за допомогою бібліотеки Matplotlib побудовано такі графіки на основі моделі, алгоритм якої наведений вище, та визначених сценаріїв (рис. 1–3).

Нижче наведені вихідні дані та результати моделювання відповідно до визначених умов (табл. 2–4).

**Результати.** За синтетичним профілем цін і прийнятою логікою диспетчеризації річний дохід

від арбітражу «co-located BESS» за базовим сценарієм склав 6,2 млн USD. Значуща частка виручки формується у години з дуже низькими й негативними цінами (платний заряд) та ранкові / вечірні піки (дороге видавання). Стратегія «заряд / розряд за перцентильними порогоми» наближається до простої «value-based» логіки (підхід, заснований на економічній цінності, яку система генерує для ринку або власника), яку часто імплементують у комерційних EMS системах (Energy Management System або система управління енергетичними потоками).

Для «co-located» систем інкрементальний приріст виручки PV-активу визначається таким принципом: BESS заряджається денною сонячною енергією у відносно дешеві години, а продає енергію в дорогі. За базового сценарію не враховувалися обмеження або зменшення вироблення електроенергії PV-системою, коли вироблена енергія не може бути використана

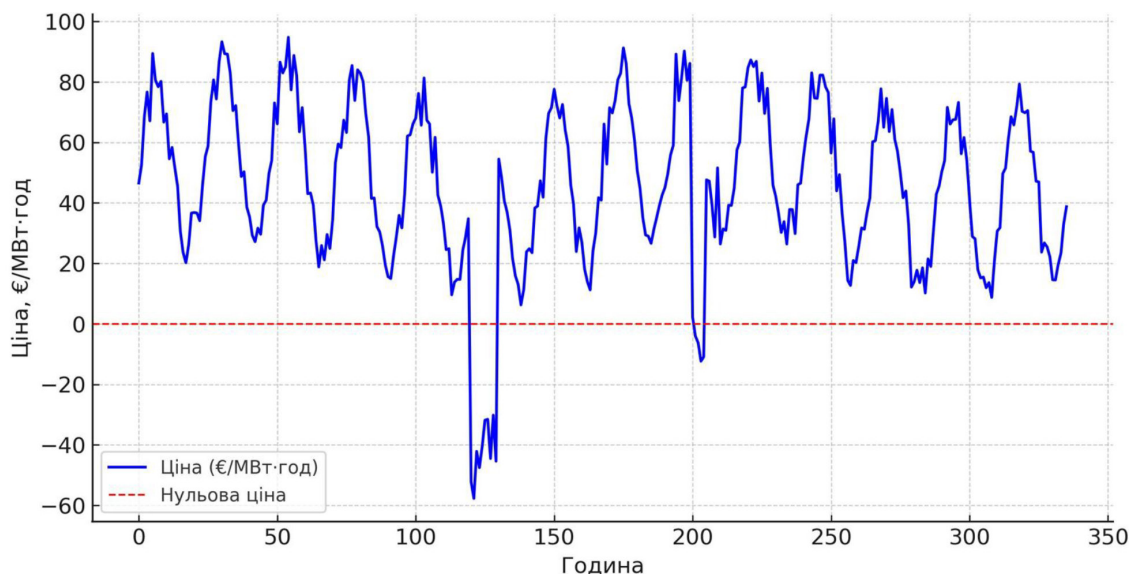


Рис. 1. Фрагмент (два тижні) синтетичного ряду цін електроенергії з епізодами негативних значень

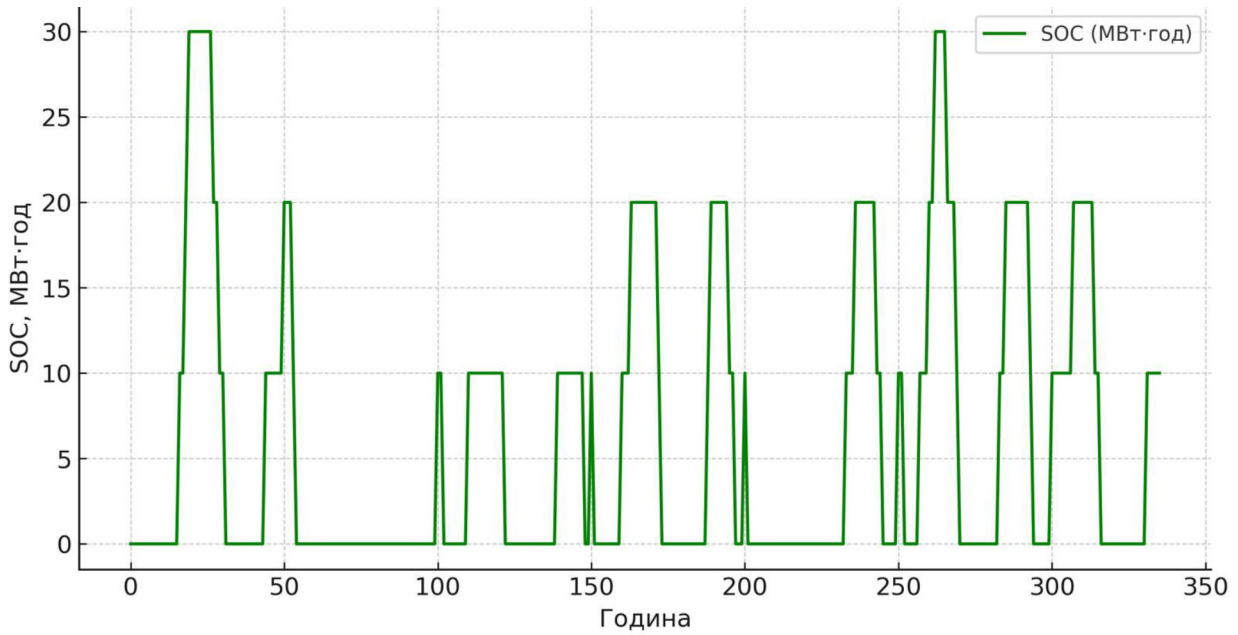


Рис. 2. Динаміка параметру SOC для «standalone BESS»: патерн заряд / розряд, синхронізований із цінами

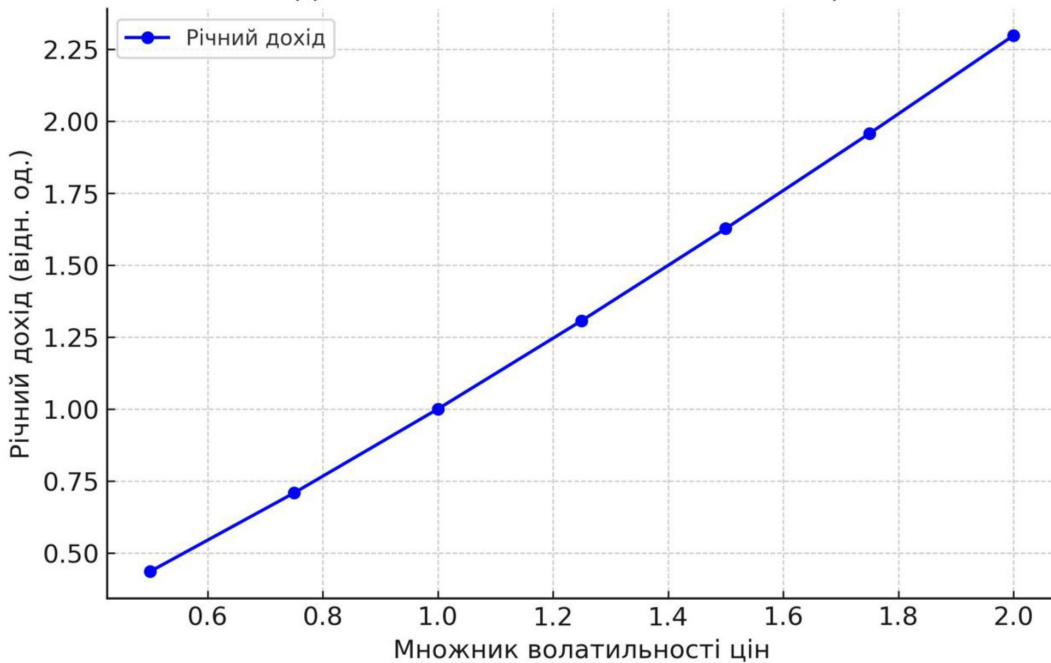


Рис. 3. Чутливість річного доходу від арбітражу до множника волатильності цін

або передана у мережу (т. зв. curtailment), отже, наведена оцінка приросту є консервативною для ринків, де обмеження ФЕС трапляються часто (в реальності ефект буде вищим завдяки використанню надлишкової енергії, яка в іншому випадку була б втрачена через обмеження генерації, і уникненню обмежень – т. зв. clipping recapture). Підтвердження доцільності гібридних конфігурацій (поєднання PV-генерації із СЗЕ або іншими джерелами енергії для оптимізації вироблення та використання

електроенергії) як шляху підвищення економічної цінності виробленої або збереженої енергії на ринку електроенергії ВДЕ міститься в аналітиці NREL та інших роботах [5; 6].

*Аналіз чутливості: роль волатильності*

Зазначені результати є функцією волатильності ціни на електроенергію. За базової (1.0×) волатильності система «standalone BESS» може бути близькою до точок беззбитковості (або нижче / вище залежно від ринку, тарифів на мережеві послуги, витрат енергії у системі



Таблиця 2

**Вихідні параметри, на основі яких проводиться економічний та технічний аналіз гібридної системи «PV + BESS»**

Параметр	Значення
Номінальна встановлена потужність ФЕС (PV plant capacity)	100 МВтп (мегават-пік)
Максимальна кількість енергії, яку батарея може зберігати (Storage capacity)	50 МВт / 200 МВт · год
Ефективність циклу заряд / розряд (Storage round-trip efficiency)	90 %
Капітальні витрати на придбання та встановлення системи накопичення енергії (Battery CAPEX)	300 USD/кВт · год
Капітальні витрати на будівництво та введення в експлуатацію ФЕС (PV CAPEX)	600 тис. USD/МВт
Початковий або базовий рівень ціни на електроенергію (Electricity price baseline)	50 USD/МВт · год
Період часу, протягом якого моделюється робота системи (Simulation horizon)	1 рік або 8760 год

Таблиця 3

**Зведена таблиця фінансових результатів проєкту гібридної системи «PV-Storage»**

Індикатор	Значення
Загальна сума капітальних витрат на створення гібридної системи «PV + BESS» (Total investment)	120 млн USD
Річний дохід проєкту, розрахований на основі базової (середньої) ціни на електроенергію (Annual revenue (baseline prices))	6,2 млн USD
Річні експлуатаційні витрати системи «PV + BESS» (OPEX annual, $\approx 2\%$ від CAPEX)	2,4 млн USD
Чистий річний грошовий потік проєкту Net annual cashflow)	3,8 млн USD
Термін окупності інвестицій проєкту (Simple Payback Period)	$\sim 31,6$ років

Таблиця 4

**Аналіз чутливості економічних показників проєкту гібридної системи «PV + BESS» до змін волатильності цін на електроенергію**

Показник, що характеризує амплітуду коливань цін на електроенергію на ринку (Volatility factor)	Річний дохід проєкту системи «PV + BESS» (Annual revenue), млн USD
0,50×	3,1
0,75×	4,4
1,00×	6,2
1,25×	8,3
1,50×	10,7
2,00×	14,5

перетворення потужності, тобто інверторах та перетворювачах (PCS втрата або Power Conversion System losses) і комісій). Для «co-located BESS» інкрементальний показник IRR зазвичай вище через синергію з PV-профілем і менші експлуатаційні та обслуговуючі витрати на одиницю доданої виручки (Operations & Maintenance). Діапазони витрат і вартісних метрик відповідають загальним висновкам АТВ-2024 та Lazard LCOE+, які фіксують падіння капітальних витрат і розширення випадків прибуткової експлуатації при тривалостях 2–6 год і доступі до кількох потоків доходів [3; 4].

На рис. 3 наведено залежність річної виручки від арбітражу для «standalone BESS» від

множника волатильності цін. Крива має дещо випуклий характер: збільшення волатильності на 50–100 % часто підвищує дохід на більше ніж 50–100 % (через нелінійність порогової стратегії). Це якісно узгоджується з емпіричними спостереженнями ринків ЄС 2024–2025 рр., де фіксується рекордна кількість годин із негативними / нульовими цінами, а також з огляду на розширення спредів між піковими та базовими годинами [1].

Для гібридних систем «PV + BESS» чутливість є ще вищою за регулярного денного «канібалізму цін» на сонячну енергію (т.зв. «midday price cannibalization»): зсув видавання на вечірні години істотно підвищує середньозважену ціну продажу МВт-год сонячної електроенергії, що підтверджено в академічних і галузевих дослідженнях [6; 7].

Варто зазначити певні обмеження, прийняті у рамках поточного дослідження:

- синтетичний ціновий ряд відтворює якісні риси волатильності / негативних цін, але не претендує на точну репрезентативність конкретного ринку;
- диспетчеризацію побудовано на простих порогах; реальні EMS використовують стохастичну оптимізацію з урахуванням прогнозів і обмежень (SOC-вікна, Degradation-aware (управління станом заряду батареї з урахуванням деградації акумулятора) тощо;
- доходи від допоміжних послуг, плата за потужність, мережеві тарифи / комісії та податкові

стимули не враховувалися; отже, результати для «standalone BESS» є нижньою оцінкою, а для «co-located» систем – консервативними;

- математична модель, яка описує процес втрати батареєю ємності та ефективності з часом і під впливом режимів роботи (Degradation-модель) спрощена (врахований лише річний відсоток; на практиці слід враховувати залежність від глибини циклу, температур, показник швидкості заряджання або розряджання батареї (C-rate) тощо.

#### Висновки

1. Система «standalone BESS» у ринках із високою волатильністю може досягати привабливих фінансових показників навіть лише на арбітражі «day-ahead/intraday», а чутливість до волатильності є сильно позитивною;

2. Гібридна система «PV + Storage» забезпечує стійкий приріст виручки порівняно

з технологіями без СЗЕ завдяки часовому зсуву видавання електроенергії у години високої ціни; ефект посилюється в умовах «midday cannibalization» (зменшення економічної цінності виробленої електроенергії через одночасне надмірне вироблення у сонячний пік) та / або частих обмежень PV генерації у мережу.

3. Зниження величини CAPEX для BESS та зростання частоти появи негативних цін на ринках електроенергії (Європа 2024–2025 р.) створюють вікно підвищеної економічної ефективності для технології «PV + Storage» на горизонті найближчих років.

4. Для підвищення інвестиційної привабливості необхідний ринковий дизайн, що дозволяє комбінувати продуктові сегменти (арбітраж + допоміжні послуги + потужність), чітко регламентує правила «co-located» систем та коректно відображає мережеві платежі.

#### ЛІТЕРАТУРА:

1. Negative power prices will jolt investors and politicians alike. URL: [https://www.ft.com/content/69057eeb-fa8f-48e4-8f8f-fc57eaaa8301?utm\\_source](https://www.ft.com/content/69057eeb-fa8f-48e4-8f8f-fc57eaaa8301?utm_source)

2. International Energy Agency. Global electricity demand rose moderately in 2023 but is set to grow faster through 2026. Executive summary. URL: [https://www.iea.org/reports/electricity-2024/executive-summary?utm\\_source](https://www.iea.org/reports/electricity-2024/executive-summary?utm_source)

3. NREL. Utility-Scale Battery Storage. Annual Technology Baseline. URL: [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage?utm\\_source](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage?utm_source)

4. Lazard. 2025 LCOE+ Report. URL: <https://www.lazard.com/media/uounhon4/lazards-lcoeplus-june-2025.pdf>

5. A 2023 Perspective: What Is the Value of Hybridization? / Matthew Kotarbinski, Brinn McDowell, Jonty Katz, Genevieve Starke, and Nicholas Riccobono. URL: [https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87824.pdf?utm\\_source](https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87824.pdf?utm_source)

6. Hybrid renewable energy systems: the value of storage as a function of PV-wind variability / Schleifer A. H., Harrison-Atlas D., Cole W. J. and Murphy C. A.. *Front. Energy Res.* 2023. 11:1036183. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1036183

7. Masoume Shabani, Mohadeseh Shabani, Jinyue Yan. Techno-economic profitability of grid-scale battery storage allocation in European wholesale markets under a novel operation optimization strategy. *Energy conversion and management.* 2025. 26:100936. DOI: doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.100936

8. Khan I. U., & Jamil M. Energy Arbitrage Analysis for Market-Selection of a Battery Energy Storage System-Based Venture. *Energies.* 2025. № 18(16). С. 4245. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18164245>

9. Susanna Twidale. Europe's renewables market powers battery storage boom. URL: [https://www.reuters.com/business/energy/europes-renewables-2025-02-06/?utm\\_source](https://www.reuters.com/business/energy/europes-renewables-2025-02-06/?utm_source)

10. Дерій В. Накопичувачі електричної енергії. *Системні дослідження в енергетиці.* 2023. № 1 (72). С. 12–24.

11. Особливості побудови та використання систем накопичення енергії у розподільних мережах / Жаркін А. Ф., Попов В. А., Ярмолюк О. С., Наталич В. О. *Енергетика: економіка, технології, екологія.* 2022. № 3. С. 44–52.

12. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Макаров А. О. Дослідження доцільності застосування накопичувачів електричної енергії в електричних мережах України. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія «Енергетика: надійність та ефективність».* 2025. № 1(10). С. 101–106.

13. Павловський В. В., Стелюк А. О. Комплексний аналіз впливу систем накопичення енергії на режими роботи енергосистем зі значною часткою відновлюваної генерації. *Електроенергетичні системи та установки.* 2025. № 3. С. 55–65.

#### REFERENCES:

1. Negative power prices will jolt investors and politicians alike. URL: [https://www.ft.com/content/69057eeb-fa8f-48e4-8f8f-fc57eaaa8301?utm\\_source](https://www.ft.com/content/69057eeb-fa8f-48e4-8f8f-fc57eaaa8301?utm_source)

2. International Energy Agency. Global electricity demand rose moderately in 2023 but is set to grow faster through 2026. Executive summary. URL: [https://www.iea.org/reports/electricity-2024/executive-summary?utm\\_source](https://www.iea.org/reports/electricity-2024/executive-summary?utm_source)
3. NREL. Utility-Scale Battery Storage. Annual Technology Baseline. Retrieved from: [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage?utm\\_source](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage?utm_source)
4. Lazard. 2025 LCOE+ Report. Retrieved from: <https://www.lazard.com/media/uounhon4/lazards-lcoepplus-june-2025.pdf>
5. Matthew Kotarbinski, Brinn McDowell, Jonty Katz, Genevieve Starke, and Nicholas Riccobono. A 2023 Perspective: What Is the Value of Hybridization? Retrieved from: [https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87824.pdf?utm\\_source](https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87824.pdf?utm_source)
6. Schleifer, A. H., Harrison-Atlas, D., Cole, W. J. and Murphy, C. A. (2023). Hybrid renewable energy systems: the value of storage as a function of PV-wind variability. *Front. Energy Res.* 11:1036183. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1036183
7. Masoume Shabani, Mohadeseh Shabani, Jinyue Yan. (2025). Techno-economic profitability of grid-scale battery storage allocation in European wholesale markets under a novel operation optimization strategy. *Energy conversion and management.* 26:100936. DOI: doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.100936
8. Khan, I. U., & Jamil, M. (2025). Energy Arbitrage Analysis for Market-Selection of a Battery Energy Storage System-Based Venture. *Energies.* 18(16), 4245. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18164245>
9. Susanna Twidale. Europe's renewables market powers battery storage boom. Retrieved from: [https://www.reuters.com/business/energy/europes-renewables-2025-02-06/?utm\\_source](https://www.reuters.com/business/energy/europes-renewables-2025-02-06/?utm_source)
10. Derii, V. (2023). Nakopychuachi elektrychnoi enerhii [Electric energy storage devices]. *Systemni doslidzhennia v enerhetytsi – System Studies in Energy*, 1(72), 12–24 [in Ukrainian].
11. Zharkin, A. F., Popov, V. A., Yarmoliuk, O. S., & Natalych, V. O. (2022). Osoblyvosti pobudovy ta vykorystannia system nakopychennia enerhii u rozpodilnykh merezhakh [Features of construction and use of energy storage systems in distribution networks]. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia – Energy: Economics, Technology, Ecology*, 3, 44–52 [in Ukrainian].
12. Omelianenko, H. V., Cherkashyna, V. V., & Makarov, A. O. (2025). Doslidzhennia dotsilnosti zastosuvannia nakopychuachiv elektrychnoi enerhii v elektrychnykh merezhakh Ukrainy [Feasibility study of using electric energy storage systems in the power grids of Ukraine]. *Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu «KhPI». Serii: Enerhetyka: nadiinist ta efektyvnist – Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Efficiency*, 1(10), 101–106 [in Ukrainian].
13. Pavlovskiy, V. V., & Steliuk, A. O. (2025). Kompleksnyi analiz vplyvu system nakopychennia enerhii na rezhymy roboty enerhosystem zi znachnoiu chastkoiu vidnovliuvanoi heneratsii [Comprehensive analysis of the impact of energy storage systems on the operating modes of power systems with a significant share of renewable generation]. *Elektroenerhetychni systemy ta ustanovky – Electric Power Systems and Installations*, 3, 55–65 [in Ukrainian].

Стаття надійшла: 19.08.2025

Стаття прийнята: 10.09.2025

Опублікована: 10.11.2025

