

УДК: 338.242:620.9:004.85

DOI: <https://doi.org/10.32782/2786-8141/2026-15-11>**Комеліна О. В.**

доктор економічних наук, професор,
професор кафедри менеджменту і логістики,
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9297-4985>

Olha Komelina

National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic"

Щербініна С. А.

кандидат економічних наук,
доцент кафедри економіки, підприємництва та маркетингу,
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1034-3619>

Svitlana Shcherbinina

National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic"

DATA MINING ПІДХОДИ ДО СЕГМЕНТАЦІЇ ОПТОВОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В КОНТЕКСТІ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНИХ СИСТЕМ

DATA MINING APPROACHES TO WHOLESALE ELECTRICITY MARKET SEGMENTATION IN THE CONTEXT OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF DECENTRALIZED SYSTEMS

Анотація. У статті розроблено та практично підтверджено методологічні засади Data Mining підходів до сегментації оптового ринку електроенергії України як інструменту обґрунтування стратегії сталого розвитку децентралізованих енергетичних систем. Метою роботи є ідентифікація стійких ринкових режимів на основі багатовимірної аналізу часових, цінних та балансуєчих індикаторів для формування диференційованих рекомендацій щодо конфігурації децентралізованих енерговузлів. Інформаційну базу сформовано на основі офіційних даних АТ «НЕК «Укренерго» та АТ «Оператор ринку» за період 2022 - 2026 років. Застосовано ансамбль методів кластеризації, ймовірнісний EM-алгоритм та детермінований k-Means, що дозволило мінімізувати ризик випадкової класифікації та підвищити надійність виявлених патернів. Обсяг підготовленої вибірки склав 46 776 спостережень із годинною дискретизацією. У результаті сегментації ідентифіковано три функціонально відмінні кластери. Перший характеризується вечірньою часовою прив'язкою, максимальними цінами ринку «на добу наперед» та балансуєчого ринку при мінімальному структурному дефіциті, що свідчить про роботу системи на межі технічних можливостей. Другий охоплює період зниженого попиту з найнижчими цінними показниками та помітним дефіцитом потужності, формуючи економічно вигідне вікно для накопичення енергії. Третій демонструє ефект стабілізації цін сонячною генерацією попри найбільший ринковий розрив, що підтверджує компенсаторну роль відновлюваних джерел у денний період. На основі отриманих параметричних профілів сформовано практично орієнтовані рекомендації щодо пріоритетного розміщення систем накопичення енергії, вітрових та сонячних електростанцій із урахуванням часових вікон максимальної маржинальності. Запропонована типологія ринкових станів трансформує цінні коливання з фактора інвестиційного ризику в інструмент превентивного управління розподіленими активами, що сприяє підвищенню енергетичної стійкості, оптимізації балансуєчих витрат та обґрунтовує стратегії повоєнного відновлення енергосистеми України в контексті імплементації принципів циркулярної економіки та сталого розвитку.

Ключові слова: Data Mining, кластерний аналіз, оптовий ринок електроенергії, децентралізовані енергосистеми, сталий розвиток, ціноутворення, ринковий дефіцит.

Abstract. The article develops and empirically verifies the methodological foundations of Data Mining approaches for segmenting Ukraine's wholesale electricity market under wartime conditions as a tool for substantiating sustainable development strategies of decentralized energy systems. The study aims to identify stable market regimes through multidimensional analysis of temporal, pricing, and balancing indicators to formulate differentiated recommendations for the configuration of decentralized energy hubs. The empirical base is formed using official data from JSC "NEC Ukrenergo" and the Market Operator for the period 2022–2026. An ensemble of clustering methods was applied: the probabilistic EM algorithm and the deterministic k-Means, which minimized the risk of random classification and enhanced the reliability of the identified patterns. The prepared dataset comprises 46,776 hourly observations. As a result of the segmentation, three functionally distinct clusters were identified. The first cluster is characterized by evening temporal alignment, maximum day-ahead and balancing market prices alongside a minimal structural deficit, indicating system operation at technical capacity limits. The second covers periods of reduced demand with the lowest price metrics and a noticeable power deficit, forming an economically viable window for energy storage. The third demonstrates a price-stabilizing effect of solar generation despite the largest market gap, confirming the compensatory role of renewable sources



during daylight hours. Based on the derived parametric profiles, practically oriented recommendations were formulated for the priority deployment of energy storage systems, wind, and solar power plants, accounting for temporal windows of maximum marginal efficiency. The proposed market state typology transforms price volatility from an investment risk factor into a tool for proactive management of distributed assets, thereby enhancing energy resilience, optimizing balancing costs, and substantiating post-war recovery strategies for Ukraine's power system within the framework of circular economy principles and sustainable development.

Keywords: Data Mining, cluster analysis, wholesale electricity market, decentralized energy systems, sustainable development, price formation, market gap.

Постановка проблеми. У контексті глобальної енергетичної трансформації та імплементації Цілей сталого розвитку ООН (зокрема ЦСР 7 «Доступна та чиста енергія»), пріоритетним вектором модернізації енергетики стає перехід від централізованих моделей до розподілених архітектур. Сталий розвиток децентралізованих енергетичних систем передбачає не лише технологічну диверсифікацію генерації, а й забезпечення їхньої економічної доцільності, екологічної ефективності та технічної стійкості в умовах ринкової конкуренції. Для України, яка інтегрується до ENTSO-E та відбудовує інфраструктуру в умовах воєнного стану, цей підхід набуває стратегічного значення, розподілені мікромережі, системи накопичення енергії (СНЕ) та активні споживачі-просюмери стають фундаментом енергетичної незалежності, декарбонізації та адаптивності національної системи.

Проте інтеграція децентралізованих систем у оптовий ринок електроенергії супроводжується системними ризиками, що безпосередньо загрожують їхній сталості. Висока волатильність цін на сегменті ринку «на добу наперед» та балансуєчому ринку, у поєднанні з часово-просторовою неоднорідністю ринкового дефіциту, ускладнює прогнозування окупності інвестицій та оптимізацію режимів роботи розподілених вузлів. Існуючі методології планування часто ігнорують динаміку ринкових сигналів, розглядаючи децентралізацію переважно як інженерно-технічне завдання, що призводить до нерационального розміщення потужностей, зниження маневреності системи та втрати економічної стійкості проєктів.

У цьому контексті застосування Data Mining підходів до сегментації оптового ринку виступає важливим інструментом забезпечення сталості децентралізованих систем. Кластерний аналіз ринкових індикаторів дозволяє виявити стійкі режими функціонування ринку, ідентифікувати часові вікна максимальної маржинальності та зони системної напруги. Така сегментація трансформує ринкову невизначеність у керований ресурс, створюючи інформаційний фундамент для оптимізації просторово-часової конфігурації децентралізованих енергетичних вузлів, що в перспективі сприяє досягненню економічної ефективності, технічної стійкості мережі та екологічних цілей сталого розвитку.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У контексті глобальної енергетичної трансформації та імплементації принципів сталого розвитку, розвиток децентралізованих енергетичних систем набув статусу пріоритетного напрямку наукових досліджень. Сучасна парадигма управління енергосистемами дедалі більше ґрунтується на даних, що зумовлює активне впровадження методів штучного інтелекту та машинного навчання для аналізу складних ринкових процесів. Міжнародний досвід застосування Data Mining в енер-

гетиці демонструє високий потенціал цих підходів для підвищення ефективності розподілених архітектур. Зокрема, Vokolo A. (2024) обґрунтовує необхідність AI-based аналізу для виявлення патернів попиту та пропозиції енергії в локальних спільнотах, підкреслюючи роль сегментації інформації для підтримки прийняття рішень просьюмерами [1]. Цей висновок корелює з результатами Ruan G. et al. (2024), які систематизували застосування Data Mining для оптимізації віртуальних електростанцій, довівши, що якісна обробка ринкових, погодних та операційних даних є критичною для підвищення стійкості та економічної ефективності розподілених систем [2]. Еволюція ринкових механізмів для децентралізованих ресурсів також є предметом активного дослідження. Azim M. et al. (2025) виділяють локальні енергетичні ринки та P2P-торгівлю як перспективні напрямки, підкреслюючи важливість адаптивних тарифних структур для інтеграції DERs [3]. У цьому контексті Gholamnia M. et al. (2025) продемонстрували, що інтеграція годинних та сезонних корекцій у тарифні моделі на основі часових рядів дозволяє підвищити точність прогнозування попиту та підтримати стабільність мережі [4]. Однак більшість цих досліджень зосереджені на роздрібному рівні або використовують статичні часові інтервали, що залишає прогалину в розумінні сегментації оптового ринку на основі багатовимірних індикаторів.

Український контекст додає специфічні виклики, зумовлені повенним відновленням та євроінтеграційними процесами. Салашенко Т. (2022) обґрунтовує необхідність перегляду економічних парадигм у напрямі посилення взаємодії держави, бізнесу та суспільства для формування конкурентного ринку електроенергії [5]. Дослідження Щербини Є. (2025) підтверджує, що навіть за оптимістичних сценаріїв розвитку генерації власного виробництва недостатньо для покриття прогнозованого попиту, що зумовлює необхідність імпорту та підвищує волатильність ринкових цін [6]. Це створює об'єктивну потребу в інструментах, які дозволяють ідентифікувати стійкі ринкові режими для обґрунтованого планування децентралізації. Концептуальне підґрунтя сталого розвитку децентралізованих систем ґрунтується на принципах циркулярної економіки. Швець Н., Гораль Л. та Шкварилюк М. (2023) доводять, що принцип «скорочення використання природних ресурсів та надання переваги відновлюваним матеріалам» (3-R) безпосередньо корелює з необхідністю переходу до розподілених архітектур генерації [7]. Однак реалізація цих принципів стикається з економічними викликами, високі початкові інвестиції, обмежений доступ до фінансування, процедурні бар'єри та необхідність модернізації інфраструктури [8].

Попри наявний методологічний арсенал, у сучасних дослідженнях простежується певний розрив, біль-

шість підходів розглядають техніко-економічні аспекти децентралізації ізольовано або фокусуються на суто часових прогнозах, ігноруючи комплексну сегментацію оптового ринку на основі багатовимірних індикаторів. Наявні моделі рідко інтегрують одночасну динаміку цін РДН, вартості балансування та ринкового дефіциту у єдину систему класифікації, що ускладнює превентивне планування стратегій сталого розвитку. Заповнення цієї прогалини вимагає застосування підходів Data Mining, а результати такої сегментації створюють методологічну основу для прийняття обґрунтованих рішень щодо розміщення та експлуатації децентралізованих систем, забезпечуючи перехід від реактивного реагування на цінові коливання до проактивного управління активами в довгостроковій перспективі.

Мета статті. Метою дослідження є розробка та емпірична верифікація Data Mining підходів до сегментації оптового ринку електроенергії для обґрунтування стратегій сталого розвитку децентралізованих енергетичних систем. Дослідження передбачає формування репрезентативної вибірки ринкових індикаторів та здійснення їх препроцесингу для інтелектуального аналізу даних, а також визначення стійких часових режимів функціонування ринку за допомогою ймовірнісних (EM-алгоритм) та детермінованих (k-Means) методів кластеризації.

Виклад основного матеріалу дослідження. Інформаційну базу дослідження сформовано шляхом інтеграції релевантних масивів статистичних даних щодо функціонування оптового ринку електричної енергії України в умовах воєнного стану (2022–2026 рр.). Первинний датасет базується на офіційних звітах АТ «НЕК «Укренерго» та АТ «Оператор ринку», що містять результати торгів на сегменті ринку «на добу наперед» (РДН) та індикатори балансуємого ринку (БР) [9].

Для забезпечення комплексності емпіричного аналізу до структури інформаційної бази включено такі ключові змінні: Hour – часовий ідентифікатор (операційна година доби), що дозволяє враховувати внутрішньодобову циклічність попиту та пропозиції; Price_DAM – ціна ринку «на добу наперед», грн/МВт·год, як індикатор очікуваної вартості електроенергії; Price_Balancing – ціна балансуємого ринку, грн/МВт·год, що відображає фактичну вартість покриття дисбалансів системи; Market_Gap – розрахунковий показник ринкового розриву (дефіциту/профіциту потужності), МВт.

З метою забезпечення достовірності результатів кластерного аналізу та підготовки даних до інтелектуального аналізу реалізовано багатокроковий етап препроцесингу. Першим кроком здійснено фільтрацію аномальних значень за методом міжквартильного розмаху (IQR), що дозволило усунути вплив екстремальних викидів, зумовлених форс-мажорними обставинами воєнного часу, зберігши при цьому природну волатильність ринкових індикаторів. Другим кроком проведено Z-score стандартизацію числових змінних для забезпечення порівнянності показників різних вимірностей (час, ціна, потужність) у процедурах кластеризації, що ґрунтуються на обчисленні відстаней між об'єктами. Третім кроком імплементовано розрахунок похідного параметру – ринкового розриву (Market_Gap) як інтегрального індикатора структурного дисбалансу системи, обчисленого як різниця між заявленим попитом та доступною пропозицією елек-

троенергії. У результаті сформовано репрезентативну багатовимірну вибірку обсягом $N = 46\,776$ спостережень (годинна дискретизація за період 2022–2026 рр.), яка стала емпіричною основою для застосування методів кластеризації.

З метою підвищення достовірності ідентифікації режимів функціонування енергосистеми у роботі застосовано комплексний підхід, що базується на поєднанні детермінованого методу k-Means та імовірнісного EM-алгоритму. Доцільність такої комбінації зумовлена стохастичною природою ринкових індикаторів (Price_DAM, Price_Balancing) та наявністю перехідних станів системи. Алгоритм k-Means виступає базовим інструментом «жорсткої» (hard) кластеризації, дозволяючи чітко структурувати простір даних та виділити домінуючі центроїди ринкових станів. Це забезпечує прозору інтерпретацію результатів та визначення граничних умов переходу між режимами (наприклад, чіткі цінові пороги). Водночас, використання EM-алгоритму реалізує підхід «м'якої» кластеризації. Оскільки реальні ринкові дані містять шум та волатильність, належність спостереження до одного кластера не завжди є однозначною (наприклад, у години зміни тарифних зон). EM-алгоритм дозволяє розрахувати апостеріорні ймовірності приналежності, кількісно оцінюючи невизначеність класифікації. Співпадіння результатів кластеризації за обома методами, є математичним підтвердженням адекватності розробленої моделі та стабільності виявлених ринкових патернів.

Обробку сформованої інформаційної бази та візуалізацію результатів дослідження виконано з використанням спеціалізованого програмного пакету статистичного аналізу Statistica. Вибір даного інструментарію зумовлений необхідністю застосування комплексного підходу на основі методології Data Mining. Нижче представлено результати візуалізації кластеризації, отримані за допомогою EM-алгоритму, у формі графіків нормалізованих середніх значень (Hour, Price_DAM, Price_Balancing, Market_Gap) для трьох ідентифікованих кластерів, рис. 1.

Результати імовірнісної кластеризації за алгоритмом EM, узагальнені у таблиці 1, засвідчують чітку часову стратифікацію ринкових станів. Кожен із трьох виділених кластерів характеризується унікальним поєднанням математичних сподівань (μ) та стандартних відхилень (σ) ключових індикаторів, що дозволяє ідентифікувати три принципово різні режими функціонування оптового ринку електричної енергії.

Кластер 1 відзначається найвищою часовою концентрацією спостережень ($\mu = 20,87$ год, $\sigma = 1,87$), що вказує на стабільну прив'язку до вечірнього періоду максимального навантаження. Низьке значення σ підтверджує передбачуваність цього вікна та мінімальний розкид часових міток. Економічний профіль кластера характеризується екстремальними ціновими рівнями, середня ціна на ринку «на добу наперед» сягає 8 388,18 грн/МВт·год ($\sigma = 2\,249,99$), а ціна балансуємого ринку – 10 429,50 грн/МВт·год ($\sigma = 2\,793,82$). Високі значення σ відображають підвищену волатильність, зумовлену маржинальним ціноутворенням та залученням найдорожчих пікових генеруючих потужностей. Парадоксальним, але статистично підтвердженим фактом є мінімальний ринковий дефіцит ($\mu = -359,80$ МВт, $\sigma = 684,02$). Це свідчить про

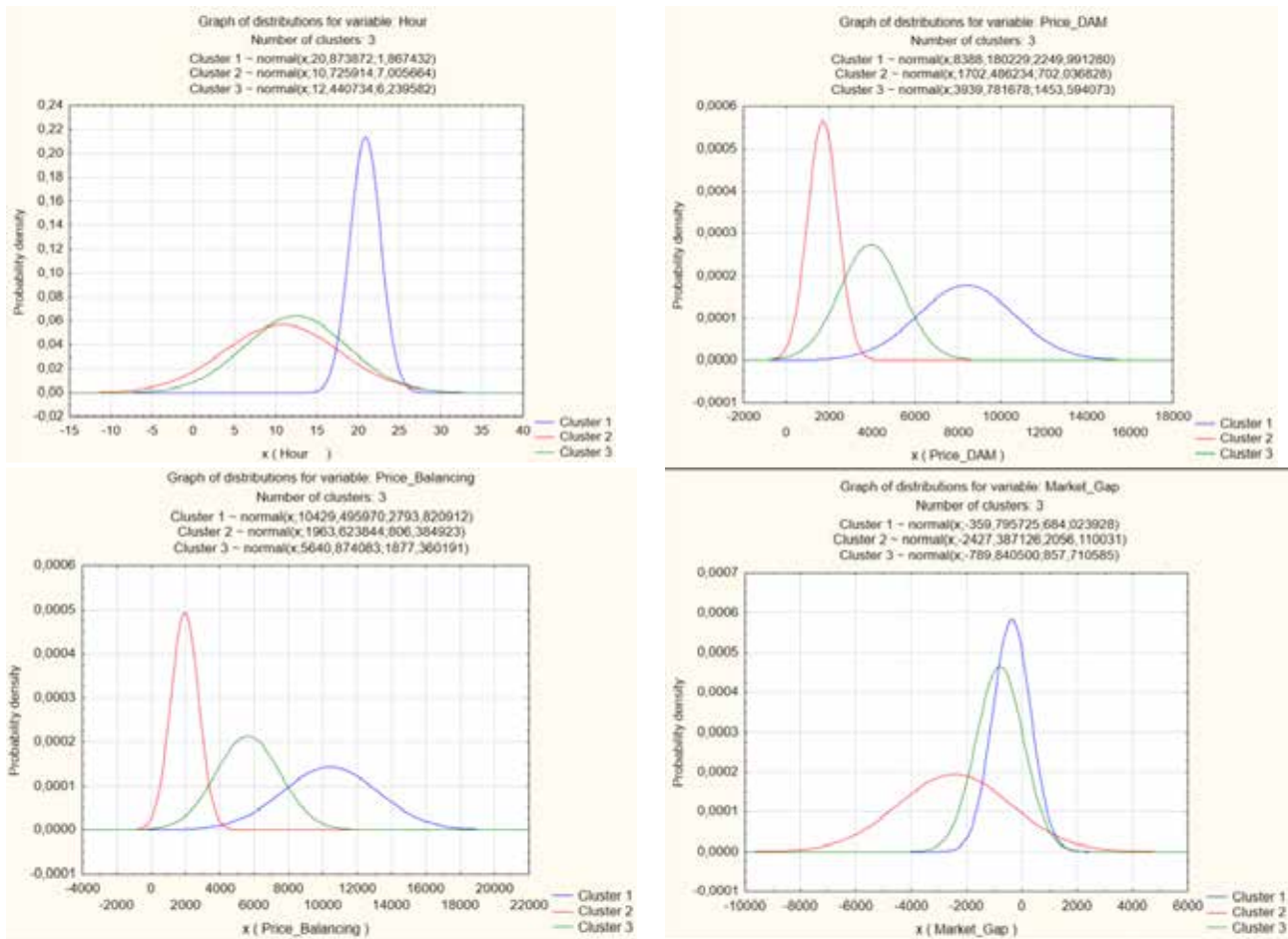


Рисунок 1 – Графіки щільності ймовірного розподілу за кожним із чотирьох аналізованих показників за алгоритмом EM

Джерело: побудовано авторами на основі [9]

Таблиця 1 – Параметричні профілі виділених кластерів режимів функціонування енергоринку за алгоритмом EM

Кластер / Індикатори	Hour	Price_DAM	Price_Balancing	Market_Gap
Кластер 1 «Екстремальний піковий режим»	$\mu = 20,87$ год ($\sigma = 1,87$) – чітка прив'язка до вечірніх годин (19:00–23:00).	$\mu = 8\,388,18$ грн/МВт·год ($\sigma = 2\,249,99$) – найвищі ціни на ринку «на добу наперед».	$\mu = 10\,429,50$ грн/МВт·год ($\sigma = 2\,793,82$) – критично високі ціни балансуючого ринку.	$\mu = -359,80$ МВт ($\sigma = 684,02$) – найменший дефіцит потужності.
Кластер 2 «Базовий нічний режим»	$\mu = 10,73$ год ($\sigma = 7,01$) – широкий часовий розподіл з переважанням нічних та ранкових годин.	$\mu = 1\,702,49$ грн/МВт·год ($\sigma = 702,04$) – найнижчі ціни.	$\mu = 1\,963,62$ грн/МВт·год ($\sigma = 806,38$) – мінімальні ціни балансування.	$\mu = -2\,427,39$ МВт ($\sigma = 2\,056,11$) – найбільший структурний дефіцит.
Кластер 3: «Перехідний денний режим»	$\mu = 12,44$ год ($\sigma = 6,24$) – денні та перехідні години.	$\mu = 3\,939,78$ грн/МВт·год ($\sigma = 1\,453,59$) – помірні ціни.	$\mu = 5\,640,87$ грн/МВт·год ($\sigma = 1\,877,36$) – дещо підвищені ціни балансування.	$\mu = -789,84$ МВт ($\sigma = 857,71$) – помірний дефіцит.

Джерело: побудовано авторами на основі [9]

відсутність еластичності пропозиції у пікові години, навіть незначний додатковий попит задовольняється за рахунок ресурсів із високою граничною вартістю, що формує цінові сплески незалежно від абсолютної величини дефіциту.

Кластер 2 демонструє найбільший часовий розкид ($\mu = 10,73$ год, $\sigma = 7,01$), що відображає охоплення нічних та ранкових інтервалів з низьким системним наван-

таженням. Цей режим характеризується найнижчими ціновими індикаторами: $\mu(P_{DAM}) = 1\,702,49$ грн/МВт·год ($\sigma = 702,04$) та $\mu(P_{Bal}) = 1\,963,62$ грн/МВт·год ($\sigma = 806,38$). Низька дисперсія цін підтверджує стабільність функціонування ринку в умовах мінімального попиту. Водночас, кластер фіксує найбільший структурний дефіцит потужності ($\mu = -2\,427,39$ МВт, $\sigma = 2\,056,11$). Високе σ вказує на значну неоднорідність

балансу в нічний період, що пояснюється обмеженою доступністю маневрових потужностей та залежністю системи від імпорту або резервних джерел, які не впливають на ціну через низьку еластичність попиту.

Кластер 3 виступає буферною зоною між екстремальним та базовим станами. Часовий профіль кластера зосереджений у денному діапазоні ($\mu = 12,44$ год, $\sigma = 6,24$), а цінові показники займають проміжне положення: $\mu(P_DAM) = 3\,939,78$ грн/МВт·год ($\sigma = 1\,453,59$) та $\mu(P_Bal) = 5\,640,87$ грн/МВт·год ($\sigma = 1\,877,36$). Помірна волатильність цін поєднується з середнім рівнем ринкового розриву ($\mu = -789,84$ МВт, $\sigma = 857,71$). Це свідчить про динамічну рівновагу, у якій система активно компенсує коливання генерації ВДЕ та попиту за рахунок балансуєчого ринку, формуючи оптимальні умови для інтеграції розподілених інноваційних вузлів.

На рисунку 2 представлено результати візуалізації кластеризації, отримані за допомогою алгоритму k-Means, у формі графіків нормалізованих середніх значень (Hour, Price_DAM, Price_Balancing, Market_Gap) для трьох ідентифікованих кластерів. Застосування детермінованого алгоритму k-Means дозволило ідентифікувати три стійкі кластери. На від-

міну від EM-алгоритму, k-Means забезпечив чітке розбиття простору ознак, де межі між кластерами є більш жорсткими, а центроїди відображають середньозважені значення з урахуванням усіх спостережень групи, параметричні профілі виділених кластерів режимів функціонування енергоринку за алгоритмом k-Means представлено в таблиці 2.

Порівняльний аналіз узагальнених параметричних характеристик ідентифікованих кластерів за обома методами дає змогу виявити стійкі ринкові патерни та підтвердити надійність отриманих результатів.

Зіставлення параметричних профілів (μ та σ) у табл. 1 та табл. 2 свідчить про високу узгодженість результатів обох методів:

Обидва алгоритми ідентифікували одну й ту саму кількість стійких станів ($k=3$) з ідентичною часовою прив'язкою: вечірній пік (Кластер 1), нічний мінімум (Кластер 2) та денний перехідний режим (Кластер 3).

Попри відмінності в абсолютних значеннях (у k-Means спостерігається деяке «згладжування» екстремумів через усереднення квадратичних відхилень), ієрархія цін зберігається, Кластер 1 (найвищі ціни) > Кластер 3 (середні/низькі ціни) > Кластер 2 (найнижчі ціни).

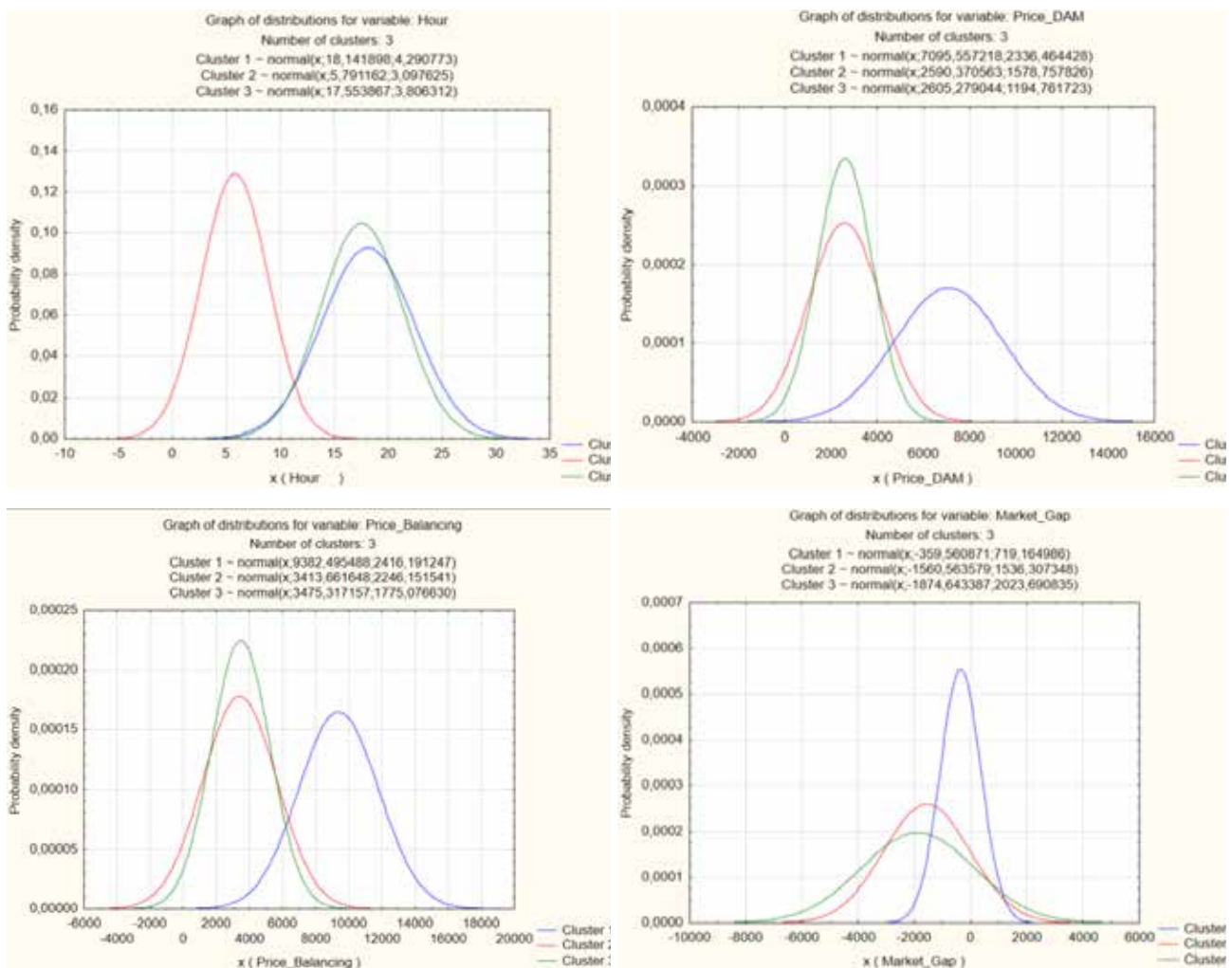


Рисунок 2 – Графіки щільності ймовірного розподілу за кожним із чотирьох аналізованих показників за алгоритмом k-Means

Джерело: побудовано авторами на основі [9]

Таблиця 2 – Параметричні профілі виділених кластерів режимів функціонування енергоринку за алгоритмом k-Means

Кластер / Індикатори	Hour	Price_DAM	Price_Balancing	Market_Gap
Кластер 1 «Екстремальний піковий режим»	$\mu = 18,14$ год ($\sigma = 4,29$) – концентрація у вечірньому діапазоні.	$\mu = 7095,56$ грн/МВт·год ($\sigma = 2\,336,46$) – найвищий ціновий рівень.	$\mu = 9382,50$ грн/МВт·год ($\sigma = 2\,416,19$) – екстремальна вартість балансування.	$\mu = -359,56$ МВт ($\sigma = 719,16$) – найменший структурний дефіцит.
Кластер 2 «Базовий нічний режим»	$\mu = 5,79$ год ($\sigma = 3,10$) – нічні та ранкові години (03:00–09:00).	$\mu = 2590,37$ грн/МВт·год ($\sigma = 1578,76$) – найнижчі ціни в межах даної моделі (хоча й вищі за EM).	$\mu = 3413,66$ грн/МВт·год ($\sigma = 2246,15$) – відносно низькі ціни балансування.	$\mu = -1560,56$ МВт ($\sigma = 1536,31$) – помітний структурний дефіцит.
Кластер 3: «Перехідний денний режим»	$\mu = 17,55$ год ($\sigma = 3,81$) – денний та передвечірній період.	$\mu = 2605,28$ грн/МВт·год ($\sigma = 1194,76$) – ціни ідентичні до нічного кластера.	$\mu = 3475,32$ грн/МВт·год ($\sigma = 1775,07$) – ціни ідентичні до нічного кластера.	$\mu = -1874,64$ МВт ($\sigma = 2023,69$) – найбільший дефіцит потужності.

Джерело: побудовано авторами на основі [9]

В обох випадках підтверджується нелінійний зв'язок між дефіцитом потужності (Market_Gap) та ціноутворенням, найменший дефіцит у Кластер 1 супроводжується найвищими цінами, що підтверджує гіпотезу про неефективність централізованого планування в пікові години.

Таким чином, використання двох методів кластеризації дозволяє мінімізувати ризик випадкової класифікації та формує надійну емпіричну базу для стратегічного планування розвитку децентралізованих енергетичних систем.

Висновки. У статті вирішено актуальне наукове завдання сегментації оптового ринку електроенергії України в умовах воєнного стану для обґрунтування стратегій сталого розвитку децентралізованих енергетичних систем. На основі проведеного дослідження сформовано такі висновки:

Застосування ансамблю методів кластеризації (EM-алгоритм та k-Means) до вибірки обсягом $N = 46\,776$ спостережень дозволило ідентифікувати три стійкі режими функціонування енергоринку. Висока узгодженість результатів обох методів підтверджує надійність виявлених патернів та мінімізує ризик випадкової класифікації, що створює емпіричну основу для прийняття управлінських рішень.

Дослідження підтвердило парадоксальний зв'язок між величиною ринкового дефіциту та ціноутворенням, найменший дефіцит у вечірні години супроводжується екстремальними цінами, тоді як найбільший дефіцит у денний час не призводить до зростання цін РДН завдяки компенсаторному ефекту сонячної генерації. Це свідчить про жорсткі обмеження пропозиції в пікові години та неефективність централізованого планування для покриття вечірнього попиту.

На основі ідентифікованих кластерів сформовано диференційований підхід до розміщення та експлуатації розподілених енергетичних систем:

Для Кластера 1 – пріоритетне розгортання швидкодіючих систем накопичення енергії (BESS) та газопоршневих установок для розрядки в години піку. Економічний арбітраж між нічними та вечірніми цінами (різниця $\approx 6\text{--}7$ тис. грн/МВт·год) забезпечує окупність акумуляторних систем у стислі терміни.

Для Кластера 2 – інтеграція вітрових електростанцій та зарядка BESS за мінімальних цін (Price_DAM $\approx 1,7\text{--}2,6$ тис. грн/МВт·год). Попри структурний дефіцит потужності ($-1\,560$ МВт), низький попит створює передбачуване «вікно» для стабільної генерації та накопичення енергії.

Для Кластера 3 – пріоритетне розміщення сонячних електростанцій у поєднанні з алгоритмами короткострокового прогнозування для мінімізації витрат на балансування. Стабілізаційний ефект СЕС (утримання цін РДН на рівні $\approx 2,6$ тис. грн/МВт·год) попри дефіцит $-1\,874$ МВт підтверджує їхню критичну роль у забезпеченні цінової стабільності денного періоду.

Запропонована типологія ринкових режимів трансформує ринкову волатильність з фактора ризику в інструмент стимулювання децентралізації. Перехід від реактивного реагування на цінові коливання до превентивного управління на основі кластерного аналізу дозволяє оптимізувати просторово-часову конфігурацію інноваційних енерговузлів, що є критично важливим для енергетичної безпеки України в умовах воєнного стану та повоєнного відновлення.

Перспективним напрямом подальших досліджень є інтеграція регіональних даних розподільчих мереж для переходу від загальносистемної сегментації до просторової оптимізації розміщення децентралізованих енерговузлів з урахуванням локальних мережевих обмежень та регіональної специфіки споживання.

Бібліографічний список:

1. Bokolo, A. Jnr. Decentralized AIoT based intelligence for sustainable energy prosumption in local energy communities: A citizen-centric prosumer approach. *Cities*. 2024. Vol. 152. 105198. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cities.2024.105198>
2. Guangchun Ruan, Dawei Qiu, S. Sivaranjani, Ahmed S.A. Awad, Goran Strbac. Data-driven energy management of virtual power plants: A review, *Advances in Applied Energy*. 2024. Vol. 14. 100170. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2024.100170>
3. M. Imran Azim, Nameer Al Khafaf, Mohsen Khorasany, Reza Razzaghi, Mahdi Jalili. Tariffs, management, and markets for Distributed Energy Resources: A comprehensive review and industry insights. *Energy*. 2025. Vol. 341, 139574. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.139574>

4. Mehdi Gholamnia, Nasim Eslamirad, Payam Sajadi, Saeed Masoumi, Himan Shahabi, Francesco Pilla. Dynamic electricity pricing model with hourly and monthly adjustments: A time series-based approach. *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 5238–5251. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyр.2025.04.058>
5. Салашенко Т.І. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України на постнеоліберальній основі. *Проблеми економіки*. 2022. № 3 (53). С. 70–83.
6. Щербина Є.В. Моделювання структурної трансформації об'єднаної енергосистеми України у період повоєнного відновлення. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2025. № 2. С. 124–130.
7. Швець Н., Гораль Л., Шкварилук М. Перехід до циркулярної економіки як передумова для розвитку «зеленої» енергетики. *Науковий огляд*. 2023. Том 6, № 91. С. 20–33.
8. Бобров Є. Економічні виклики розвитку розподіленої генерації в Україні в умовах енергетичної трансформації у 2025 році. *Вчені записки Університету «КРОК»*. 2025. № 2 (78). С. 23–34.
9. Енергетична карта України: веб-сайт. Аналітичний центр DiXi Group. URL: <https://energy-map.info/>

References:

1. Bokolo, A. Jnr. (2024). Decentralized AIoT based intelligence for sustainable energy prosumption in local energy communities: A citizen-centric prosumer approach. *Cities*, no. 152, pp. 105198.
2. Ruan, G., Qiu, D., Sivaranjani, S., Awad, A. S. A., & Strbac, G. (2024). Data-driven energy management of virtual power plants: A review. *Advances in Applied Energy*, no. 14, pp. 100170.
3. Azim, M. I., Al Khafafa, N., Khorasany, M., Razzaghi, R., & Jalili, M. (2025). Tariffs, management, and markets for Distributed Energy Resources: A comprehensive review and industry insights. *Energy*, no. 341, pp. 139574.
4. Gholamnia, M., Eslamirad, N., Sajadi, P., Masoumi, S., Shahabi, H., & Pilla, F. (2025). Dynamic electricity pricing model with hourly and monthly adjustments: A time series-based approach. *Energy Reports*, no. 13, pp. 5238–5251.
5. Salashenko, T. I. (2022). Kontsepsiia konkurentnoho rynku elektrychnoi enerhii Ukrainy na postneoliberalnii osnovi [Concept of competitive electricity market of Ukraine on post-neoliberal basis]. *Problemy ekonomiky*, no. 3 (53), pp. 70–83.
6. Shcherbyna, Ye. V. (2025). Modeliuvannia strukturalnoi transformatsii obiednanoi enerhosystemy Ukrainy u periodi povoiennogo vidnovlennia [Modeling of structural transformation of Ukraine's unified energy system during post-war recovery]. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*, no. 2, pp. 124–130.
7. Shvets, N., Horal, L., & Shkvaryliuk, M. (2023). Perekhid do tsyrkuliarnoi ekonomiky yak peredumova dlia rozvytku “zelenoi” enerhetyky [Transition to circular economy as a prerequisite for development of “green” energy]. *Naukovyi ohliad*, no. 6 (91), pp. 20–33.
8. Bobrov, Ye. (2025). Ekonomichni vyklyky rozvytku rozpodilenoї heneratsii v Ukraini v umovakh enerhetychnoi transformatsii u 2025 rotsi [Economic challenges of distributed generation development in Ukraine under energy transformation conditions in 2025]. *Vcheni zapysky Universytetu “KROK”*, no. 2 (78), pp. 23–34.
9. Enerhetychna karta Ukrainy [Energy map of Ukraine]: veb-sait. Analitychnyi tsentr DiXi Group. URL: <https://energy-map.info/>

Стаття отримана: 15.04.2026

Стаття прийнята: 28.05.2026

Стаття опублікована: 26.06.2026