

## ВПЛИВ ТАРИФУ НА ПРОФІЛЬ НАВАНТАЖЕННЯ ЗАРЯДНИХ СТАНЦІЙ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ: АНАЛІЗ РЕАЛЬНИХ ДАНИХ

**М.В. Павлов, В.О. Мірошник\***, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: [maksym@220-km.com](mailto:maksym@220-km.com), [miroshnyk.volodymyr@gmail.com](mailto:miroshnyk.volodymyr@gmail.com)

*Досліджено вплив диференційованого тарифу на формування профілю навантаження комерційної зарядної станції електромобілів у контексті використання зарядної інфраструктури як інструменту керування попитом в ОЕС України. Для аналізу використано первинні дані зарядних сесій станції змінного струму потужністю 7 кВт, розміщеної у м. Південноукраїнськ, за період липень–вересень 2025 року. Тарифна модель передбачала істотне зниження вартості заряджання в інтервалі 12:00–17:00 до 2,2 грн/кВт·год порівняно з базовим тарифом 16 грн/кВт·год, що відповідало періоду потенційного надлишку генерації сонячних електростанцій. За результатами обробки транзакційних даних встановлено зростання місячного обсягу споживання з 128 кВт·год у липні до 383 кВт·год у серпні з подальшим зниженням до 189 кВт·год у вересні, що свідчить про наявність поведінкової реакції користувачів на тарифний стимул. Показано, що адаптивне ціноутворення може сприяти концентрації частини зарядного навантаження в заданих часових інтервалах, однак кількісна оцінка ефекту потребує врахування структури обліку зарядних сесій, сезонності, кількості користувачів і доступності альтернативних станцій. Отримані результати підтверджують доцільність подальшого розвитку динамічних тарифів для зарядної інфраструктури як складової програм Demand Response та формування керованого навантаження, здатного підвищувати гнучкість електроенергетичної системи. Бібл. 10, рис. 2, таблиця.*

**Ключові слова:** ОЕС України, динамічне ціноутворення, зарядні станції, електромобілі, керування попитом, балансування енергосистеми, відновлювані джерела енергії.

**Вступ.** Світовий перехід транспортного сектору до електротяги та зміщення генерації у бік відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) створює нові виклики для балансування режимів енергосистем – як через нестабільність генерації від ВДЕ, так і через зростання попиту на електроенергію, зокрема на заряд електромобілів [1]. Об'єднана енергосистема України функціонує в умовах підвищеної нестабільності через повномасштабне вторгнення Росії: обстріли високовольтних розподільчих пунктів, трансформаторних підстанцій та генеруючих потужностей. За даними Міністерства енергетики України, 9 ГВт потужностей знищені або потребують тривалого відновлення.

Згідно зі Стратегією розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року [2] посилення стійкості ОЕС України передбачає збільшення потужності об'єктів відновлюваної енергетики, розвиток установок зберігання енергії та модернізацію мережевої інфраструктури. Динамічне ціноутворення та механізми реагування на попит (Demand Response) дають змогу модулювати споживання відповідно до стану енергосистеми та балансу потужності [3].

За аналітичними даними платформ 220-km.com та evboost.com.ua, електромобілі споживають близько 40 ГВт·год/міс (7 із них – на комерційних станціях), що становить 0,33% від загального споживання України (~12 000 ГВт·год/міс). Розвиток програм реагування на попит для зарядних станцій електротранспорту дасть змогу знизити вартість кілометра пробігу, що сприяє декарбонізації транспортного сектору, особливо в умовах дедалі більшої частки ВДЕ в енергетичному балансі [4].

Наявні мережі електрзарядних станцій (ЕЗС) часто функціонують як ізольовані інфраструктурні вузли без інтеграції з автоматизованими системами диспетчерського управління. Відсутність протоколів керування попитом призводить до некоординованих одночасних зарядних сесій, зростання пікового навантаження та зниження операційної рівноваги енергосистеми [5].

Метою цього дослідження є аналіз ефективності динамічного ціноутворення для балансування режимів енергосистеми через управління навантаженням комерційних зарядних станцій електромобілів, виявлення закономірностей формування добових профілів споживання на основі реальних даних та оцінка потенціалу зміщення навантаження завдяки адаптивним тарифам.

**Огляд підходів до динамічного ціноутворення.** Мікромережі, що поєднують локальну генерацію, установки зберігання енергії та гнучке навантаження механізмами динамічного ціноутворення, мають потенціал для задоволення попиту на послугу балансування енергосистеми [6]. Здатність зміщувати зарядне навантаження в часі визначає можливість підтримувати баланс між генерацією та споживанням і забезпечувати енергопостачання критичних споживачів.

Для системного оператора динамічне ціноутворення означає зменшення потреби в швидкодіючих резервних потужностях через зміщення частини навантаження з пікових годин [7]. Для операторів розподільчих мереж – зниження витрат на закупівлю електроенергії завдяки переносу споживання на години з низькою оптовою ціною [8]. Для операторів зарядних станцій – зменшення витрат та можливість участі в ринках допоміжних послуг підтримання частоти.

Вибір інструментів динамічного ціноутворення (тарифи за годинами доби, сигнали у режимі, близькому до реального часу, інтеграція з ринком на добу наперед) визначається завданнями енергоменеджменту [9, 10]. Добові та тижневі профілі цін є ключовими для планування та стимулювання заряджання в години низького навантаження.

## МЕТОДИКА ЕКСПЕРИМЕНТУ

**1. Опис експериментальної установки.** Експеримент відбувався у м. Південноукраїнськ протягом трьох місяців: з липня по вересень 2025 року. Зарядні сесії проводилися на порту № 2005 зарядної станції українського виробника «Окта Енерджі» потужністю 7 кВт Type 2 AC для електромобілів на платформі 220-km.com (<https://220-km.com/start?station=2005>).

**Технічні характеристики:** тип зарядного порту – Type 2 AC; максимальна потужність – 7 кВт; платформа управління – 220-km.com.

## 2. Тарифна політика

Для дослідження впливу динамічного ціноутворення впроваджено «сонячний тариф», значно нижчий за базовий тариф 16 грн/кВт·год. Структуру тарифів наведено в таблицю.

| Тарифний період            | Динамічний тариф, грн/кВт·год         | Зниження відносно базового (16 грн) |
|----------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| 10:00 – 12:00              | 7,0                                   | 56%                                 |
| 12:00 – 17:00              | 2,2                                   | 86%                                 |
| 17:00 – 10:00              | 11,0                                  | 31%                                 |
| Період дії граничних цін   | Граничні ціни РДН НКРЕКП, грн/кВт·год |                                     |
| 23:00-07:00, 11:00 – 17:00 | 5,6                                   |                                     |
| 07:00 – 11:00              | 6,9                                   |                                     |
| 17:00 – 23:00              | 15,0                                  |                                     |

Найнижчий тариф у період 12:00–17:00 відповідає піку генерації сонячних електростанцій, що забезпечує синхронізацію попиту на заряджання з доступністю ВДЕ.

Для чистоти експерименту не було задіяно додаткової реклами або стимулювання користувачів. Зміна тарифу була єдиним фактором впливу на поведінку споживачів, що дало змогу ізолювати ефект динамічного ціноутворення від інших маркетингових заходів.

## РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТУ

**1. Динаміка споживання.** На рис. 1 зображено сумарні місячні обсяги споживання електричної енергії для зарядки електромобілів.

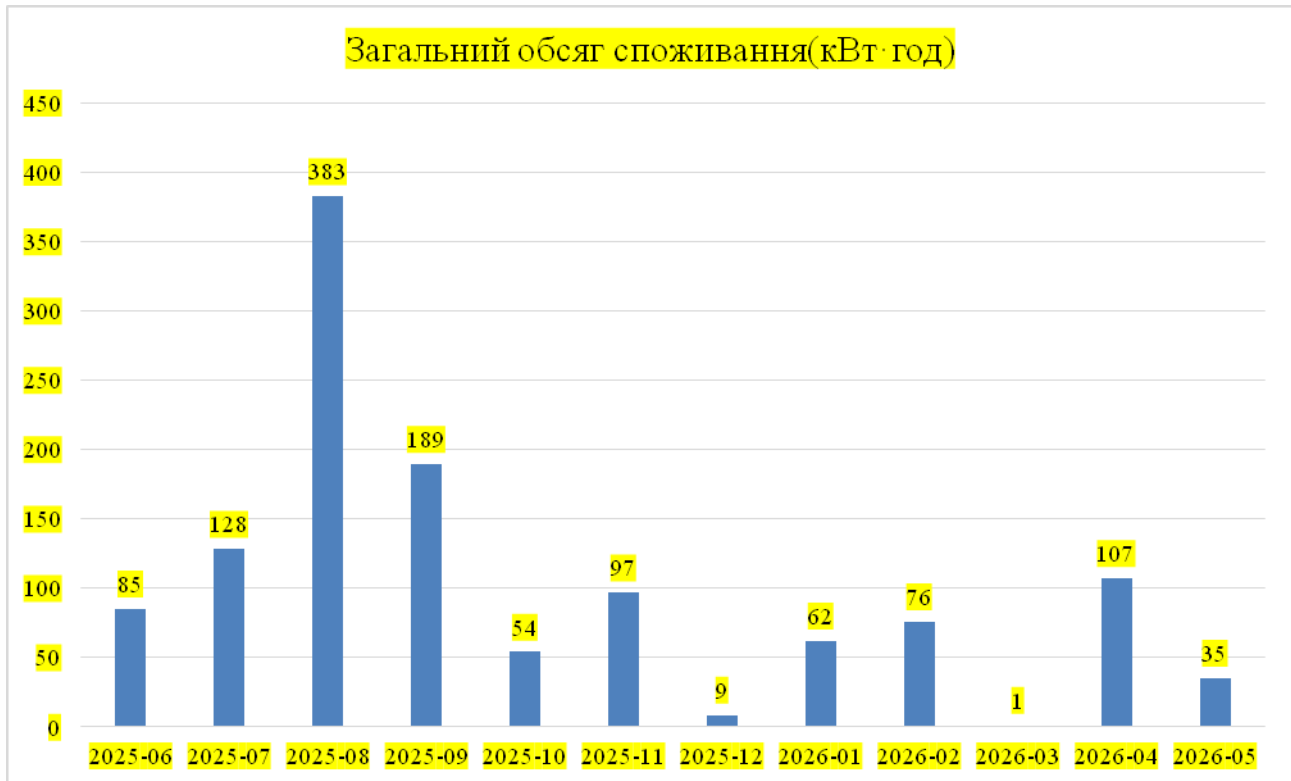


Рис. 1. Місячна динаміка споживання порту №2005 (кВт·год), 2025-2026 рр.

Отримані дані показують поступове органічне зростання споживання електроенергії до вересня 2025р.

- Липень 2025: 128 кВт·год;
- Серпень 2025: 383 кВт·год (зростання у 3,0 раза);
- Вересень 2025: 189 кВт·год (зниження на 51% від піку).

Майже трикратне зростання споживання протягом липня–серпня свідчить про високу цінову еластичність попиту на послуги заряджання електромобілів та здатність користувачів адаптувати свої графіки до економічних стимулів.

Зниження споживання до 189 кВт·год у вересні, незважаючи на сформований попит, пояснюється введенням графіків відключень унаслідок інтенсифікації обстрілів енергетичної інфраструктури України Російською Федерацією. Навіть за цих умов збережено рівень споживання, що у 1,5 раза перевищує початковий (липень), демонструючи стійкість сформованих споживчих звичок.

**2. Аналіз добових профілів споживання.** Для оцінки впливу тарифного сигналу на часовий розподіл споживання було побудовано добові профілі навантаження порту № 2005 у трьох часових горизонтах: до впровадження «сонячного тарифу» (червень 2025 р.), під час його дії (липень–вересень 2025 р.) та після його скасування (жовтень 2025 – травень 2026 р.). Результати дослідження наведено на рис. 2.

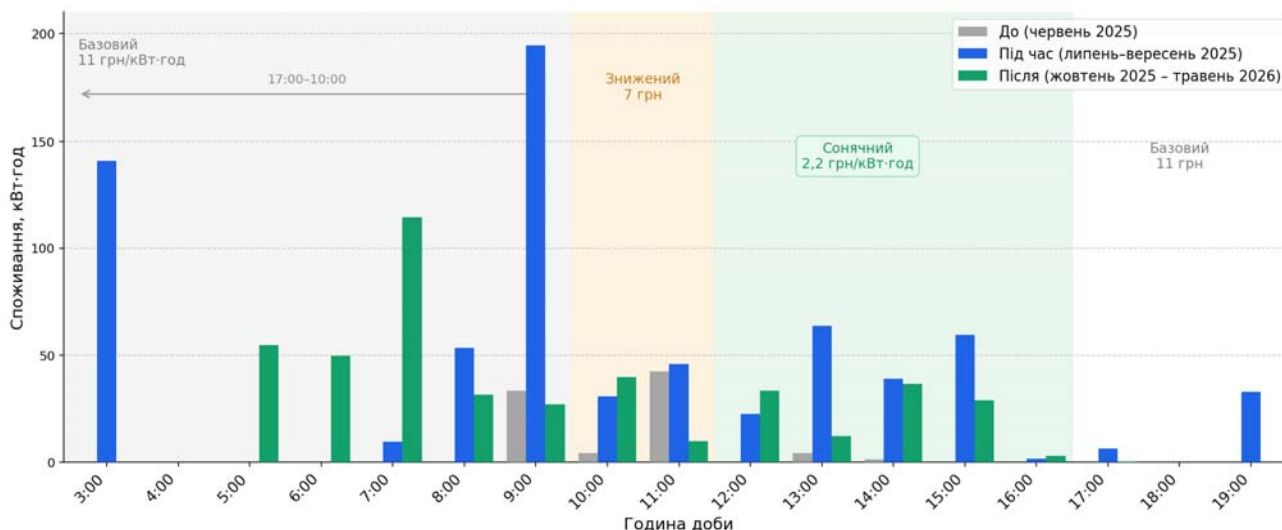


Рис. 2. Добові профілі споживання по місяцях та тарифні зони (кВт·год)

Чітко видно зміщення навантаження в часовий діапазон 12:00–17:00, що відповідає найнижчому тарифу – 2,2 грн/кВт·год. Особливо яскраво це виражено в серпні – місяці максимального споживання.

У період до впровадження тарифу (червень 2025 р.) станція фактично не функціонувала в повноцінному режимі: зафіксовано лише поодинокі сесії у проміжку 09:00–14:00. Розподіл носить випадковий характер і не дає змогу виявити виражений добовий патерн.

Під час дії «сонячного тарифу» (липень–вересень 2025 р.) сформувалися два характерних максимуми споживання. Перший – у ранкові години (3:00–9:00). Чотири сесії з початком о 3:00–4:00 та тривалістю до 7–10 годин забезпечували заряджання, яке перекривало як нічний, так і «сонячний» часовий проміжок. Другий максимум – у проміжку 9:00–15:00, що частково збігається з цільовою зоною «сонячного тарифу» (12:00–17:00).

Після скасування «сонячного тарифу» (жовтень 2025 – травень 2026 р.) добовий профіль суттєво змінився: пік споживання змістився в ранкові години (5:00–8:00) і вже не збігався з колишньою «сонячною» зоною. Відсутність стійкого денного патерну після скасування тарифного стимулу свідчить про те, що сформована поведінкова звичка була прив'язана до цінового сигналу, а не до часу доби як такого. Водії адаптували графік заряджання до тарифного розкладу, однак після його зміни повернулися до зручнішого для них ранкового часового вікна, а не до денної «сонячної» зони.

### АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ОБГОВОРЕННЯ

Зростання місячного споживання порту № 2005 у липні–серпні 2025 р. узгоджується з гіпотезою про цінову еластичність попиту в сегменті заряджання ЕМ. Водночас аналіз добового профілю показує, що лише 27% сукупного споживання реалізовано безпосередньо у «сонячній» зоні 12:00–17:00, тоді як 62% припадає на зону 17:00–10:00, де діє базовий тариф. Тарифний сигнал стимулював загальне зростання обсягу заряджання більшою мірою, ніж цільове зміщення навантаження у денні години. Обмежена вибірка (46 сесій на одному порту) не дає змогу кількісно оцінити еластичність у широкому діапазоні умов.

Різниця граничних цін РДН (таблиця) між вечірнім піком (15,0 грн/кВт·год) і «сонячною» зоною (5,6 грн/кВт·год) становить 9,4 грн/кВт·год – кількісна оцінка системної вартості кожного кВт·год, перенесеного з вечора на день. Ця величина майже втричі перевищує витрати оператора на субсидування «сонячного» тарифу (3,4 грн/кВт·год). За три місяці експерименту в «сонячній» зоні відпущено 186 кВт·год, що відповідає системній економії порядку 1 750 грн лише на одному порту. Невідповідність між приватними витратами оператора та суспільною вигодою для мережі вказує на значний потенціал ринкових механізмів компенсації: участі зарядних станцій у ринках допоміжних послуг або програмах реагування на попит системного оператора.

За умови масштабування підходів динамічного ціноутворення на всю мережу зарядних станцій (понад 250 000 електромобілів в Україні) потенціал зміщення навантаження може досягти 15+ МВт керованого попиту. Це дасть змогу зменшити потребу в швидкодіючих резервних потужностях, оптимізувати використання генерації від сонячних електростанцій, знизити навантаження на розподільчі мережі в години максимуму та забезпечити додаткову гнучкість енергосистеми без капітальних інвестицій у нову генерацію.

Найнижчий тариф у період 12:00–17:00 (2,2 грн/кВт·год) ефективно узгоджує навантаження зарядних станцій з піком генерації сонячних електростанцій, що сприяє інтеграції ВДЕ в енергобаланс та зменшує потребу в регулюванні частоти. Така синхронізація попиту та пропозиції є критично важливою для підвищення стабільності роботи енергосистеми з високою часткою ВДЕ.

**Висновки.** У роботі виконано аналіз первинних даних зарядних сесій комерційної зарядної станції електромобілів із метою оцінювання можливого впливу диференційованого тарифу на часову структуру електроспоживання. Розглянутий підхід передбачає істотне зниження вартості заряджання в денному інтервалі, що відповідає періоду потенційно підвищеної генерації сонячних електростанцій та підвищення тарифу в інші години доби. Така тарифна конфігурація може розглядатися як спрощений практичний варіант механізму керування попитом, орієнтованого на зміщення частини зарядного навантаження у фіксовані часові інтервали.

За результатами обробки даних за липень–вересень 2025 року встановлено зростання місячного обсягу електроспоживання зарядної станції з 128 кВт·год у липні до 383 кВт·год у серпні з подальшим зниженням до 189 кВт·год у вересні. Отримана динаміка свідчить про наявність помітної зміни інтенсивності використання зарядної інфраструктури після впровадження тарифного стимулу, однак не може однозначно інтерпретуватися як ізольований ефект ціни, оскільки на обсяг заряджання могли одночасно впливати сезонність транспортної активності, поінформованість користувачів, доступність альтернативних зарядних пунктів, структура обліку зарядних сесій та інші поведінкові чинники.

Аналіз часової структури зарядних сесій показує, що диференційований тариф потенційно здатний формувати економічні передумови для перенесення частини споживання в денні години.

Отримані результати доцільно розглядати як попереднє емпіричне підтвердження практичної можливості застосування тарифних сигналів для впливу на поведінку користувачів електромобілів. Водночас масштабування таких висновків на рівень усієї зарядної інфраструктури України потребує ширшої вибірки станцій різної потужності, регіонального розміщення та типу використання, а також зіставлення з контрольними періодами або контрольними станціями, на яких тарифні умови не змінювалися.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на формування репрезентативної бази таких зарядних сесій, розділення ефектів тарифу, сезонності та користувацької активності, а також на побудову моделей короткострокового прогнозування керованого зарядного навантаження. Це дасть змогу більш обґрунтовано оцінити потенціал зарядної інфраструктури електромобілів як ресурсу Demand Response, що може використовуватися для підвищення гнучкості режимів ОЕС України та інтеграції змінної генерації з відновлюваних джерел енергії.

## TARIFF IMPACT ON EV CHARGING STATION LOAD PROFILE: ANALYSIS OF REAL DATA

**M. Pavlov, V. Miroshnyk**

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteiskiy ave., 56 Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: [maksym@220-km.com](mailto:maksym@220-km.com) , [miroshnyk.volodymyr@gmail.com](mailto:miroshnyk.volodymyr@gmail.com)

*The paper investigates the influence of a differentiated tariff on the load profile formation of a commercial electric vehicle charging station in the context of using charging infrastructure as a demand response resource in the Integrated Power System of Ukraine. The study is based on primary transaction data from a 7 kW AC charging station located in Pivdennoukrainsk for the period from July to September 2025. The applied tariff model provided a substantial reduc-*

tion in the charging price during the daytime interval from 12:00 to 17:00, down to 2.2 UAH/kWh compared with the base tariff of 16 UAH/kWh, which corresponded to the period of potential surplus generation from solar power plants. Processing of the charging session data showed an increase in monthly electricity consumption from 128 kWh in July to 383 kWh in August, followed by a decrease to 189 kWh in September, indicating a behavioral response of users to the tariff incentive. It is shown that adaptive pricing can contribute to the concentration of part of the charging demand within predefined time intervals; however, a quantitative assessment of this effect requires consideration of the charging session accounting structure, seasonality, number of users, and availability of alternative charging stations. The obtained results confirm the feasibility of further development of dynamic tariffs for charging infrastructure as an element of Demand Response programs and as a means of forming controllable load capable of increasing the flexibility of the power system. Ref. 10, fig. 2, table.

**Keywords:** unified power system of Ukraine, dynamic pricing, charging stations, electric vehicles, demand management, grid balancing, renewable energy sources.

1. International Energy Agency (IEA). Global EV Outlook 2024: Towards a sustainable future for electric mobility. Paris: IEA Publications, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>
2. Cabinet of Ministers of Ukraine. Strategy for the development of distributed generation for the period up to 2035. Order No 948-r dated 17.08.2022. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/948-2022-%D1%80> (Ukr)
3. Siano P. Demand response and smart grids A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. Pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
4. Lund H., Ostergaard P.A., Connolly D., Mathiesen B.V. Smart energy and smart energy systems. *Energy*. 2017. Vol. 137. Pp. 556–565. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123>
5. Veldman E., Verzijlbergh R.A. Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2015. Vol. 6. No 1. Pp. 333–342. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2355494>
6. Palensky P., Dietrich D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2011. Vol. 7. No 3. Pp. 381–388. DOI: <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>
7. Verzijlbergh R.A., De Vries L.J., Dijkema G.P.J., Herder P.M. Institutional challenges caused by the integration of renewable energy sources in the European electricity sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 75. Pp. 660–667. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.039>
8. Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *Transactions on Power Systems*. 2010. Vol. 25. No 1. Pp. 371–380. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481>
9. Deilami S., Masoum A.S., Moses P.S., Masoum M.A. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2011. Vol. 2. No 3. Pp. 456–467. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2159816>
10. Mwasilu F., Justo J.J., Kim E.-K., Do T.D., Jung J.-W. Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 34. Pp. 501–516. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.031>

Надійшла: 08.06.2026

Прийнята: 22.06.2026

Submitted: 08.06.2026

Accepted: 22.06.2026