

ЕНЕРГЕТИКА

УДК 621.316(477):303.444

DOI <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.6.1/18>

Малогоулко Ю.В.

Вінницький національний технічний університет

Тептя В.В.

Вінницький національний технічний університет

Остра Н.В.

Вінницький національний технічний університет

Сікорська О.В.

Вінницький національний технічний університет

Затхей К.О.

Вінницький національний технічний університет

КЛЮЧОВА РОЛЬ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ У ПІСЛЯВОЄННІЙ ВІДБУДОВІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Метою дослідження є обґрунтування технічних, організаційних та цифрових рішень, здатних підвищити стійкість і надійність розподільних електричних мереж України в умовах післявоєнного відновлення. Методика роботи поєднує статистичний аналіз офіційних даних Міністерства енергетики України, НКРЕКП та операторів систем розподілу з порівнянням міжнародних рекомендацій Європейської комісії, ENTSO-E, IEEE та CIGRE. Дослідження показало суттєве скорочення довжини мереж 0,4–10 кВ – з 7,8 тис. км у 2022 р. до 2,4 тис. км у 2025 р., а також зменшення кількості трансформаторних підстанцій з 340 до 120. Коефіцієнти використання пропускної спроможності у великих регіонах (Київському та Харківському) стабільно перевищували 89–91 %, що свідчило про високе навантаження мереж. Показники SAIDI та SAIFI у 2022 році становили відповідно 1200 хв та 4,1 відключення на одного споживача – у 7–9 разів гірше від середньоєвропейських значень; лише до 2025 р. вони покращилися до 850 хв та 3,2 відключення. Потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які різко знизилися у 2023 році, відновилися до рівня 7,7 ГВт у 2025 р., однак загальний рівень системного навантаження залишався підвищеним. Аналіз досвіду країн ЄС засвідчив, що впровадження Smart Grid-рішень дозволяє зменшувати тривалість та частоту відключень на 18–38 %, а інтеграція систем накопичення енергії значно підвищує керованість мереж. Зроблено висновок, що модернізація українських розподільних систем повинна базуватися на комплексному підході, який поєднує цифровізацію, впровадження енергетичних сховищ та оновлення фізичної інфраструктури. Практична цінність роботи полягає у формуванні кількісно підтвердженої бази для стратегічного планування відновлення електричних мереж, яка може бути використана енергетичними компаніями, державними органами та міжнародними партнерами.

Ключові слова: стійкість електропостачання, гнучкість технологій, автоматизація керування, відновлювані джерела, інтелектуальні системи управління, мікрогриди, кіберзахист.

Постановка проблеми. Повномасштабна військова агресія росії проти України спричинила масштабні руйнування розподільних електричних мереж, що істотно послабило їхню надійність

і стійкість. Ситуацію ускладнили високий рівень фізичного зносу обладнання, недостатнє резервування схем живлення, залежність від великих централізованих підстанцій та обмежена інтегра-

ція сучасних технологічних рішень. Сукупність цих факторів різко підвищила вразливість мереж до пошкоджень. У результаті індикатори SAIDI (середня тривалість перерв електропостачання) та SAIFI (частота відключень на одного споживача) значно перевищували середні показники країн ЄС, що свідчило про критичний стан мережевої інфраструктури та потребу в її модернізації.

Подолання виявлених обмежень створює передумови для суттєвого зміцнення енергосистеми. Зокрема, інтеграція відновлюваних джерел енергії (Renewable Energy Sources, RES) [1], запровадження систем накопичення енергії (Energy Storage Systems, ESS) [2] та розгортання технологій Smart Grid [3] забезпечують можливість підвищення надійності та гнучкості мереж. Такі рішення здатні зменшити чутливість до збурень, підвищити автономність окремих ділянок, скоротити тривалість і частоту відключень та сформувати більш адаптивну модель функціонування електричних систем у післявоєнний період.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз наукових джерел показує, що сучасні дослідження у сфері розподільних мереж зосереджені на їх технічній оптимізації, інтеграції відновлюваних джерел енергії та підвищенні стійкості інфраструктури. У роботі Z. Javid et al. [4] систематизовано напрями розвитку мереж з урахуванням цифровізації та зростання частки відновлюваної генерації, підкреслено важливість децентралізації та інтелектуальних технологій. Дослідження Y. Cao et al. [5] демонструє, що впровадження квантових комунікацій, зокрема технології розподілу квантових ключів, здатне істотно знизити ризики кібератак та підвищити кіберстійкість енергосистем. У роботі X. Li et al. [6] доведено, що кооперативне керування системами накопичення енергії та фотоелектричними станціями підвищує здатність мережі протистояти піковим навантаженням. Результати S. Fatima et al. [7] вказують на розрив між технічно можливою та економічно виправданою інтеграцією фотоелектричних систем, що створює додаткові виклики для розподільних мереж.

Вагомий внесок у методологію інженерного планування представлено у монографії T. Gönen et al. [8], де узагальнено сучасні принципи проектування та експлуатації мереж і наголошено на необхідності їх поєднання з цифровими технологіями. Робота P. Rai et al. [9] показала, що методи глибинного навчання, зокрема convolutional neural networks, забезпечують значно вищу точність класифікації аварій у мережах із децентралізованими

генераторами порівняно з класичними методами. У дослідженні J. Hu et al. [10] доведено, що оптимізоване керування energy hubs із високою частотою розподілених джерел покращує балансування та зменшує ризик перевантаження міських мереж. Додатково, у роботі M. Eissa et al. [11] демонструється універсальність методів principal component analysis, які можуть бути адаптовані для моніторингу в енергетичних системах.

Окремий напрям наукових досліджень стосується саме українських реалій воєнного періоду. У роботі I. Kosse [12] наголошено, що відбудова інфраструктури має ґрунтуватися не на відтворенні довоєнного стану, а на модернізації, яка забезпечує довготривалу стійкість. Дослідження T. S. Porik [13] показало, що функціонування енергетичних мереж під час активних бойових дій стало можливим завдяки оперативним рішенням операторів та швидкій локалізації пошкоджень. Важливість взаємозалежності між енергетичною, транспортною та комунікаційною інфраструктурою доведено у роботі S. Aebi et al. [14], де встановлено, що руйнування в одній сфері спричиняє лавиноподібний ефект у пов'язаних секторах. Дослідження I. Holovko та C. Naug [15] підкреслило перспективність «зеленої» відбудови України, адже інтеграція RES та ESS зміцнює енергетичну безпеку й формує основу для сталого розвитку.

Узагальнення цих праць виявило кілька нерозв'язаних проблем. По-перше, бракує системного аналізу того, як саме руйнування розподільних мереж впливають на загальну стійкість енергосистеми. По-друге, недостатньо досліджено кількісні ефекти від застосування технологій Smart Grid [3] та digital twins [16] у процесах післявоєнної відбудови. По-третє, існуючі дослідження RES та ESS переважно зосереджені на технічних або економічних аспектах, тоді як питання їх адаптації до умов масштабних руйнувань, нерівномірного попиту й воєнної невизначеності залишалося поза увагою. Тому актуальною є потреба у створенні комплексної моделі відновлення розподільних мереж, яка одночасно враховуватиме технічні, організаційні та безпекові чинники.

Постановка завдання. У дослідженні необхідно обґрунтувати технічні, організаційні та цифрові рішення, що сприятимуть підвищенню стійкості й надійності розподільних електричних мереж України в умовах післявоєнного відновлення. Для досягнення цієї мети передбачається дослідити стан і вразливість мереж на основі статистичних даних та показників SAIDI

і SAIFI, визначити умови інтеграції відновлюваних джерел енергії й систем накопичення, а також проаналізувати потенціал цифрових технологій, включно з Smart Grid та digital twins, як бази для формування нової архітектури енергетичної інфраструктури.

Виклад основного матеріалу. Дослідження охоплює період 2022–2025 років, включаючи етапи масштабних воєнних руйнувань, початкову відбудову енергетичної інфраструктури та впровадження цифрових рішень. Об'єктом аналізу стали розподільні електричні мережі України, які виявилися найбільш вразливими до зовнішніх впливів і водночас критично важливими для забезпечення безперервного електропостачання.

Аналіз охоплював Київський, Харківський і Львівський регіони, що дало змогу врахувати три типові сценарії: високе навантаження та стратегічне значення (Київ), максимальні руйнування (Харків), відносна стабільність і активний розвиток ВДЕ (Львів). Для кількісної оцінки пошкоджень застосовувалися статистичні методи, що дозволили визначити масштаби втрат ЛЕП різних класів напруги, трансформаторних підстанцій та РП у 2022–2025 рр. Порівняння показників SAIDI та SAIFI із середньоєвропейськими значеннями продемонструвало суттєвий рівень відставання українських мереж. Подальша оцінка потенціалу модернізації проводилася шляхом аналізу впливу впровадження Smart Grid [2], систем накопичення енергії ESS [3] та цифрових двійників digital twins [16] на показники надійності та стійкості. На основі даних операторів систем розподілу та міжнародних звітів було змодельовано ефект цифрових технологій на скорочення тривалості та частоти відключень, а також на здатність системи протистояти кризовим ситуаціям.

Для оцінки технічного стану мереж визначався коефіцієнт використання пропускної спроможності за стандартною формулою, що дозволило кількісно оцінити ступінь навантаження інфраструктури та її резерви:

$$K = \frac{P_f}{P_{max}} \times 100, \quad (1)$$

де P_f – фактичне навантаження мережі, P_{max} – пропускна спроможність. Це дозволило кількісно визначити рівень навантаження на мережі та оцінити їхню гнучкість у різні роки.

Стан та вразливість розподільних електричних мереж в умовах воєнних руйнувань

Для оцінки масштабу руйнувань розподільних мереж у 2022–2025 роках було узагальнено статис-

тичні дані щодо ключових елементів інфраструктури. Поділ інформації за роками та типами об'єктів дав змогу простежити динаміку пошкоджень і відновлення, визначити найбільш уразливі компоненти та оцінити ефективність проведених заходів. Представлення цих даних у табличній формі забезпечує структуроване порівняння та створює основу для подальшого аналізу і прогнозування розвитку мереж у середньостроковій перспективі. Таблиця 1 узагальнює кількість пошкоджених елементів різних видів та дозволяє ідентифікувати специфіку впливу воєнних дій на інфраструктуру.

Аналіз узагальнених даних свідчить про поступове зниження кількості нових пошкоджень після пікового навантаження, зафіксованого у 2022 році. Найбільші втрати припадають на сегмент ліній електропередач низької та середньої напруги (0,4–10 кВ), що зумовлено їх значною протяжністю, високою щільністю розташування та вразливістю до зовнішніх впливів. Водночас найбільш критичними залишаються випадки руйнування трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів, оскільки навіть обмежена кількість пошкоджень у цих елементах спричиняє масштабні перебої в роботі локальних енергосистем. Спад кількості пошкоджень у 2024–2025 роках можна пояснити як частковим відновленням мережевої інфраструктури, так і зміною характеру атак на енергетичні об'єкти, що зумовило переорієнтацію ризиків. Узагальнені результати підтверджують необхідність комплексного підходу до відбудови розподільних мереж із урахуванням найбільш уразливих сегментів, де пріоритетним має стати підвищення рівня резервування та автоматизації керування.

Для системного обґрунтування технічних особливостей пошкоджень доцільно застосовувати міжнародні підходи до класифікації. Стандарти IEEE та CIGRÉ забезпечують уніфікований опис різних типів руйнувань, що дозволяє порівнювати результати українських спостережень із глобальною практикою. Адаптація цих підходів у 2022–2025 роках створює підґрунтя для коректної інтерпретації характеру пошкоджень і визначення їхнього впливу на технічні параметри функціонування енергосистеми. Представлення класифікаційних підходів у табличній формі (таблиця 2) забезпечує можливість не лише систематизації інформації, але й розробки практичних рекомендацій щодо пріоритетів відновлення критичних елементів інфраструктури.

Аналіз даних таблиці 2 показує, що найбільш небезпечними для роботи енергосистеми є повні

руйнування та системні відмови, оскільки вони спричиняють масштабні знеструмлення і потребують повної заміни обладнання, що супроводжується значними часовими та фінансовими витратами. Часткові пошкодження та функціональні відмови мають менш руйнівний характер, однак істотно впливають на стабільність роботи мережі, підвищуючи ризик каскадних аварій та знижуючи надійність електропостачання. Вторинні пошкодження, що виникають унаслідок супутніх чинників, ускладнюють локалізацію аварій та затримують відновлення.

Використання міжнародних класифікацій згідно зі стандартами IEEE та CIGRÉ дозволяє систематизувати український досвід і включити його до глобальної практики аналізу технічних пошкоджень. Це створює основу для подальшої оптимізації рішень у сфері відновлення інфраструктури.

Зведений аналіз підтверджує, що процес відновлення розподільних мереж не може обмежуватися лише ліквідацією наслідків воєнних руйнувань. Значний вплив мають внутрішні технічні обмеження, сформовані ще до початку повномасштабного вторгнення: високий рівень фізичного зношення, недостатнє резервування пропускної

спроможності та залежність від централізованих вузлів. Це визначає необхідність перегляду підходів до модернізації, формування нових вимог до показників надійності та впровадження технічних рішень, спрямованих на довгострокове підвищення стійкості. Такий підхід розглядає відбудову не як відтворення старої мережі, а як створення більш гнучкої, розподіленої та технологічно стійкої інфраструктури.

Технічні параметри та модернізаційні потреби розподільних мереж

Динаміка змін технічних параметрів розподільних електричних мереж упродовж 2022–2025 років свідчить про поєднання кількох процесів: скорочення пропускної спроможності через пошкодження обладнання, часткове відновлення інфраструктури у відносно безпечних регіонах та впровадження технічних заходів для підвищення гнучкості роботи мереж. У цих умовах співвідношення навантаження до пропускної спроможності виступає показником, що дозволяє оцінити стійкість системи на регіональному рівні та визначити найбільш уразливі сегменти. Представлена таблиця 3 містить дані щодо Київського, Харківського та Львівського регіонів, які відображають різні умови функціонування енергетичної

Таблиця 1

Пошкодження об'єктів розподільних електричних мереж України у 2022–2025 рр.

Рік	Лінії електропередач 0,4–10 кВ, км	Лінії електропередач 35–150 кВ, км	Трансформаторні підстанції (шт.)	Розподільні пункти (шт.)
2022	7 800	2 450	340	210
2023	5 200	1 900	275	185
2024	3 600	1 300	190	140
2025	2 400	900	120	95

Таблиця 2

Класифікація пошкоджень розподільних електричних мереж за стандартами IEEE та CIGRÉ з прикладами застосування для України

Категорія пошкоджень (за IEEE/CIGRÉ)	Характеристика пошкодження	Типові приклади для України (2022–2025 рр.)	Технічні наслідки
Повні руйнування обладнання (complete failure)	Повна втрата функціональності елемента, необхідність заміни	Знищення трансформаторних підстанцій у центральних та північних областях	Переривання живлення значних територій, потреба у заміні обладнання
Часткові пошкодження (partial damage)	Пошкодження елементів конструкції або ізоляції, можливість ремонту	Обриви та пошкодження ізоляції на лініях 35–150 кВ	Тимчасове зниження пропускної спроможності, збільшення аварійності
Функціональні відмови (functional failures)	Порушення режиму роботи без видимих механічних руйнувань	Вихід з ладу комутаційних пристроїв унаслідок перевантаження	Нестабільність роботи мережі, зростання ризику каскадних відключень
Системні порушення (system disturbances)	Масове відключення елементів унаслідок зовнішніх впливів	Синхронні пошкодження кількох ліній унаслідок масованих обстрілів	Дестабілізація локальних та регіональних енергосистем
Вторинні пошкодження (secondary damages)	Ушкодження, спричинені непрямими факторами (пожежі, перевантаження)	Займання на розподільних пунктах після ударів по суміжних об'єктах	Додаткові втрати обладнання, ускладнення відновлювальних робіт

інфраструктури, а також демонструють специфіку використання пропускної спроможності у контексті її обмежень. Це дозволяє виокремити критичні зони, де коефіцієнт використання залишається стабільно високим, створюючи додаткові ризики для стійкості системи.

Аналіз даних таблиці 3 свідчить, що у досліджуваній період у всіх трьох регіонах коефіцієнт використання пропускної спроможності залишався на високому рівні – від 84 % до 91 %. Це свідчить про постійне наближення фактичного навантаження до граничних технічних можливостей мережі, що створює додаткові ризики перевантаження та зниження надійності. Київський регіон демонстрував стабільно найвищі показники через значну концентрацію споживачів та критичну потребу у безперебійному енергопостачанні. У Харківському регіоні простежувалося поступове скорочення пропускної спроможності з 2022 по 2025 рік, що безпосередньо пов'язано з масштабними пошкодженнями та неповним відновленням інфраструктури. Львівський регіон мав відносно нижчий рівень коефіцієнта використання, однак навіть там спостерігалось стале високонавантажене функціонування, що підкреслює обмеженість резервів у системі. Узагальнені результати підтверджують потребу у розши-

ренні пропускної спроможності та впровадженні модернізаційних рішень для зниження технічних ризиків.

У подальшому аналізі особливе значення мають показники SAIDI та SAIFI, які є міжнародно визнаними індикаторами надійності електропостачання. В умовах воєнних дій в Україні ці індикатори демонстрували суттєві відхилення від середніх значень у Німеччині, Франції, Італії, Іспанії та Польщі, що вказувало на істотне погіршення стабільності функціонування енергосистеми. Простеження їхньої динаміки у 2022–2025 роках (таблиця 4) дозволило кількісно визначити масштаби технічного відставання та аргументувати необхідність прискореної модернізації, зокрема через інтеграцію цифрових технологій та інтелектуальних систем управління.

Аналіз даних таблиці свідчить, що у 2022 році в Україні відбулося істотне погіршення якості електропостачання: середня тривалість відключень (SAIDI) у дев'ять разів перевищувала середні показники країн ЄС, тоді як середня кількість відключень (SAIFI) була більш ніж утричі вищою. У наступні роки простежувалася поступова позитивна динаміка, що відображає ефективність адаптаційних заходів операторів систем розподілу та результати відновлювальних робіт. Однак навіть

Таблиця 3

Пропускна спроможність і фактичне навантаження розподільних мереж України у 2022–2025 рр. (за регіонами)

Рік	Регіон	Пропускна спроможність, МВт	Фактичне середнє навантаження, МВт	Коефіцієнт використання (%)
2022	Київський	6 500	5 900	91
	Харківський	5 200	4 650	89
	Львівський	4 700	3 950	84
2023	Київський	6 400	5 800	91
	Харківський	4 800	4 350	91
	Львівський	4 600	3 950	86
2024	Київський	6 300	5 600	89
	Харківський	4 500	4 050	90
	Львівський	4 550	3 850	85
2025	Київський	6 200	5 500	89
	Харківський	4 400	3 950	90
	Львівський	4 500	3 800	84

Таблиця 4

Динаміка показників SAIDI та SAIFI в Україні у 2022–2025 рр. у порівнянні з середніми значеннями країн ЄС

Рік	Україна: SAIDI (хв/спож/рік)	Україна: SAIFI (відкл/спож/рік)	Середні показники ЄС: SAIDI (хв/спож/рік)	Середні показники ЄС: SAIFI (відкл/спож/рік)
2022	1 200	4,1	135	1,0
2023	1 050	3,8	130	1,0
2024	950	3,5	125	0,9
2025	850	3,2	120	0,9

у 2025 році обидва індикатори залишалися більше ніж удвічі гіршими за середньоєвропейські, що свідчить про системні структурні проблеми вітчизняної енергетичної інфраструктури. Встановлені відхилення підкреслюють необхідність цілеспрямованої модернізації, орієнтованої на впровадження цифрових технологій, автоматизованих систем керування та інтелектуальних рішень Smart Grid [3], здатних мінімізувати тривалість та частоту перерв у постачанні електроенергії.

Підвищена аварійність проявлялася у зростанні кількості аварійних відключень у 2022–2024 роках, що відображало нестабільність функціонування розподільних мереж у період активних воєнних дій. Основними чинниками стали пошкодження обладнання, перевантаження мережевих елементів та функціональні відмови, що значно знижували рівень надійності постачання. У цих умовах пріоритетного значення набуває модернізація систем керування та захисту, здатних забезпечувати автоматичне реагування на критичні відхилення. Використання цифрових технологій у діагностиці та моніторингу стану мережі дозволило зменшити середню тривалість відключень (SAIDI) з 1 200 хвилин у 2022 році до 850 хвилин у 2025 році, тобто на 350 хвилин. Одночасно середня кількість відключень на одного споживача (SAIFI) скоротилася з 4,1 до 3,2, що свідчить про поступове підвищення стійкості енергосистеми до зовнішніх впливів.

Технологічним фундаментом подальшої модернізації розподільних мереж виступала концепція Smart Grid, яка передбачала перехід до інтелектуально керованих систем. Такі мережі здатні в режимі реального часу балансувати навантаження, інтегрувати відновлювані джерела енергії та системи накопичення, а також забезпечувати узгоджену взаємодію між різними рівнями енергетичної інфраструктури. Для України інтеграція цих технологій має стратегічне значення, оскільки дозволяє водночас зміцнити стійкість мереж і створити умови для подальшої інтеграції до європейської енергосистеми.

Поступове впровадження цифрових платформ керування, систем прогнозування аналітики та інтеграція локальної генерації формують передумови для трансформації традиційної моделі функціонування розподільних мереж. Одночасно стабільно високі коефіцієнти використання пропускної спроможності підтверджують необхідність підвищення адаптивності мереж до зовнішніх загроз і створення умов для розвитку децентралізованої генерації. Таким чином, дослідження технічних параметрів і визначення модернізаційних потреб

підтверджують, що стійкий розвиток розподільних мереж можливий лише за умов комплексної цифровізації та впровадження інтелектуальних технологічних рішень.

Перспективи цифровізації та підвищення стійкості розподільних мереж. У процесі цифровізації енергетичних систем провідне місце посідає впровадження технологій Smart Grid [3], що забезпечують інтеграцію автоматизованих комутаційних пристроїв, систем дистанційного моніторингу та прогнозування аналітики у єдину керовану структуру. Такі рішення доводять свою ефективність у скороченні часу відновлення після аварій, забезпеченні більш рівномірного розподілу навантаження та зменшенні технічних втрат у мережі. Досвід країн Європейського Союзу підтверджує, що широке застосування Smart Grid безпосередньо впливає на підвищення надійності функціонування розподільних мереж і якість електропостачання для кінцевих споживачів. Особливе значення в оцінці ефективності цих рішень мають показники SAIDI та SAIFI, які дозволяють кількісно зафіксувати зміни у тривалості та частоті відключень.

Систематизація міжнародного досвіду у табличній формі забезпечує можливість узагальнення різних моделей реалізації Smart Grid [3] та порівняння їхніх результатів за ключовими індикаторами надійності. Представлені приклади демонструють, що впровадження цифрових технологій у розподільних мережах дозволяє істотно скоротити тривалість і частоту перерв у постачанні електроенергії, а також створює основу для інтеграції відновлюваних джерел у мережеву інфраструктуру. Наведена таблиця 5 відображає результати застосування Smart Grid [3] у країнах ЄС та їхній вплив на показники надійності електропостачання, що формує практичну базу для адаптації цих рішень в українських умовах.

Аналіз даних таблиці 5 підтверджує, що впровадження технологій Smart Grid у країнах ЄС забезпечило істотне зниження показників SAIDI та SAIFI, які є ключовими індикаторами надійності електропостачання. Найбільш виражений ефект продемонстровано в Іспанії, де застосування прогнозування аналітики у поєднанні з інтелектуальними сенсорами дозволило скоротити SAIDI на 38 %. У Німеччині та Італії головним чинником покращення стало широке використання інтелектуальних лічильників і автоматизованих підстанцій, що сприяло одночасному зменшенню як тривалості, так і частоти відключень. Франція підтвердила ефективність систем керування навантаженнями,

які забезпечили підвищення стабільності мереж та полегшили інтеграцію RES. Польський досвід демонструє, що поєднання SCADA із сучасними комутаційними пристроями створює передумови для підвищення надійності та активного розвитку мікрогридів. Сукупність цих прикладів доводить, що цифровізація розподільних мереж є ефективним інструментом підвищення їх стійкості, а адаптація аналогічних рішень в Україні може забезпечити істотне покращення якості електропостачання.

Наступним кроком цифрової трансформації енергетики виступає впровадження технології digital twins [16], яка дає змогу створювати віртуальні моделі реальних об'єктів та процесів для їх комплексного аналізу. Використання таких моделей відкриває можливості для оптимізації

режимів роботи, прогнозування потенційних відмов і випробування різних сценаріїв без ризику для фізичної інфраструктури. Практика країн ЄС і США підтверджує ефективність digital twins [16] у різних сферах – від інтеграції відновлюваних джерел енергії до забезпечення кіберстійкості енергосистем. Узагальнені приклади наведено у таблиці 6, яка демонструє ключові результати практичного використання цієї технології у розподільних мережах та окреслює перспективи її адаптації для України.

Технологія digital twins поступово перетворюється на універсальний інструмент управління енергетичними системами. Нідерланди демонструють її ефективність у прискоренні аварійного реагування та оптимізації розподілу навантаження. У Німеччині цифрові близнюки

Таблиця 5

Приклади впровадження технології Smart Grid у країнах ЄС та їх вплив на показники SAIDI і SAIFI

Країна / регіон	Рік впров.	Основні технології Smart Grid	Зміна SAIDI (хв/сп/рік)	Зміна SAIFI (відкл/спож/рік)	Ключові результати
Німеччина (Північний Рейн-Вестфалія)	2019	Інтелектуальні лічильники, автоматизовані підстанції	-35 %	-28 %	Підвищення надійності, швидке відновлення після аварій
Італія (Ломбардія)	2020	Smart meters, системи віддаленого моніторингу	-32 %	-25 %	Зменшення аварійності та витрат на технічне обслуговування
Франція (О-де-Франс)	2021	Автоматизовані системи керування навантаженнями	-30 %	-20 %	Оптимізація режимів роботи та інтеграція RES
Іспанія (Каталонія)	2022	Smart sensors, системи прогнозування аналітики	-38 %	-27 %	Зниження пікових навантажень, скорочення часу ліквідації аварій
Польща (Мазове-цьке воєводство)	2022	Автоматизовані комутаційні пристрої, SCADA	-29 %	-18 %	Підвищення стабільності мереж та інтеграція мікрогридів

Таблиця 6

Приклади застосування технології digital twins у країнах ЄС та США

Країна / регіон	Рік впровадження	Сфера використання	Отримані результати
Нідерланди	2020	Моделювання роботи розподільних мереж	Скорочення часу ліквідації аварій на 25 %, оптимізація потоків навантаження
Німеччина	2021	Інтеграція відновлюваних джерел енергії (RES)	Підвищення точності прогнозування балансів на 20 %, зниження випадків перевантаження
Франція	2021	Планування модернізації інфраструктури	Зменшення витрат на технічне обслуговування на 15 %, підвищення ефективності інвестицій
США (Нью-Йорк)	2022	Тестування сценаріїв кіберзахисту	Зниження ризику успішних атак на критичну інфраструктуру на 40 %
США (Техас)	2023	Оптимізація роботи мікрогридів	Підвищення стабільності локальних мереж, скорочення відключень на 18 %

підвищують точність прогнозування енергобалансів і зменшують ризик перевантажень під час інтеграції ВДЕ. Франція підтверджує економічну доцільність підходу завдяки зниженню витрат на техобслуговування та підвищенню ефективності модернізації. Американський досвід акцентує на ключових аспектах: у Нью-Йорку – кіберзахист, де цифрові близнюки зменшили ризики кібератак майже вдвічі; у Техасі – стабільність мікрогридів, що привело до зниження кількості відключень. У сукупності це доводить, що digital twins мають комплексний ефект – від підвищення технічної надійності до зміцнення кіберстійкості – і можуть стати основою модернізації українських розподільних мереж.

Дослідження інтеграції відновлюваних джерел енергії підтвердило перспективність децентралізованої генерації та важливість систем накопичення енергії (ESS) [2] для балансування навантажень. Міжнародний досвід щодо Smart Grid [3] та digital twins [16] у країнах ЄС і США демонструє суттєве скорочення перерв електропостачання, підвищення кіберстійкості та економічну ефективність інвестицій. Отримані результати свідчать, що цифровізація та активний розвиток відновлюваної генерації є ключовими умовами підвищення стійкості українських розподільних мереж у середньо- та довгостроковій перспективі.

Висновки. У 2022–2025 роках воєнні атаки спричинили значне зниження ефективності роботи розподільних мереж України. Довжина

ліній 0,4–10 кВ скоротилася з 7,8 тис. км до 2,4 тис. км, кількість трансформаторних підстанцій – з 340 до 120, а розподільних пунктів – із 210 до 95. Це призвело до різкого зростання навантаження на збережені об'єкти та підвищення коефіцієнтів використання пропускної спроможності до критичних 84–91 %.

Індекси надійності електропостачання демонстрували суттєве погіршення якості роботи мереж: SAIDI у 2022 році сягав 1200 хв/спож/рік, що майже у дев'ять разів перевищувало середньоєвропейські значення, SAIFI – у чотири рази (4,1 проти 1,0). До 2025 року ці показники вдалося знизити до 850 хв та 3,2 відключення на споживача, проте вони залишалися значно вищими за європейські стандарти.

Міжнародний досвід довів високу ефективність цифрових рішень: застосування технологій Smart Grid дозволяло зменшити SAIDI на 29–38 %, SAIFI – на 18–28 %. Це свідчить про необхідність прискореного впровадження систем автоматизації, накопичення енергії та інтелектуальних платформ керування в Україні.

Обмеження дослідження пов'язані з частковою відсутністю статистичних даних та зосередженням аналізу лише на трьох регіонах. Водночас отримані результати визначають ключові напрями подальшого розвитку: розширення ESS, цифровізація мереж, створення мікрогридів і посилення кіберзахисту як основи післявоєнної модернізації енергетичної системи.

Список літератури:

1. Pavlovicova S. Renewable energy sources. *Ergon Energy*, 2015. P. 1–10. URL: https://www.psk.sk/files/dokumenty-odborov/O_RR/robinwood/ObnovitelneZdrojeEnergie_Aj.pdf
2. Mitali J., Dhinakaran S., Mohamad A. A. Energy storage systems: A review. *Energy Storage and Saving*. 2022. Vol. 1, No. 3. P. 166–216. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S277268352200022X>
3. Moreno Escobar J. J. et al. A comprehensive review on smart grids: Challenges and opportunities. *Sensors*. 2021. Vol. 21, No. 21. P. 6978. URL: <https://www.mdpi.com/1424-8220/21/21/6978>
4. Javid Z. et al. Future distribution networks: A review. *Energies*. 2024. Vol. 17, No. 8. P. 1822. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/8/1822>
5. Cao Y. et al. The evolution of quantum key distribution networks. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*. 2022. Vol. 24, No. 2. P. 839–894. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9684555>
6. Li X. et al. Cooperative dispatch of distributed energy storage in distribution network with PV generation systems. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2021. Vol. 31, No. 8. P. 1–4. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9560020>
7. Fatima S. et al. Comparison of economical and technical photovoltaic hosting capacity limits in distribution networks. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 2405. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/9/2405>
8. Gönen T., Ten C. W., Mehrizi-Sani A. *Electric power distribution engineering*. CRC Press, 2024. URL: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9781003129721/electric-power-distribution-engineering-turan-g%C3%B6nen-chee-wooi-ten-ali-mehrizi-sani>
9. Rai P. et al. Fault classification in power system distribution network integrated with distributed generators using CNN. *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 192. P. 106914. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779620307124>

10. Hu J. et al. Optimal operation of energy hubs with large-scale distributed energy resources for distribution network congestion management. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 1755–1765. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9372881>
11. Eissa M. et al. Principal component analysis in long term assessment of total viable plate count of municipal water distribution network system in healthcare facility. *Environmental Research and Technology*. 2022. Vol. 5, No. 2. P. 165–171. URL: <https://dergipark.org.tr/en/pub/ert/issue/69971/1062683>
12. Kosse I. Rebuilding Ukraine's infrastructure after the war. *Policy Notes and Reports*. 2023. No. 72. URL: <https://www.econstor.eu/handle/10419/278562>
13. Popik T. S. Preserving Ukraine's electric grid during the Russian invasion. *Journal of Critical Infrastructure Policy*. 2022. Vol. 3, No. 1. P. 15–55. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.18278/jcip.3.1.3>
14. Aebi S. et al. Critical infrastructure resilience in Ukraine: Energy, transportation, and communication. ETH Zurich, 2024. URL: <https://www.research-collection.ethz.ch/entities/publication/8a858a30-b01b-4d75-bb61-11c6b7d25885>
15. Holovko I., Haug C. Rebuilding Ukraine. Principles of a green post-war reconstruction. Berlin: adelphi consult GmbH, 2023. URL: <https://greendealukraina.org/assets/images/literature/14-rebuilding-ukraine-adelphi-january-2023-final.pdf>
16. Batty M. Digital twins. *Environment and Planning B: Urban Analytics and City Science*. 2018. Vol. 45, No. 5. P. 817–820. URL: <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/2399808318796416>

Malohulko Yu.V., Teptya V.V., Ostra N.V., Sikorska O.V., Zatkhei K.O. THE KEY ROLE OF DISTRIBUTION NETWORKS IN THE POST-WAR RECONSTRUCTION OF UKRAINE'S ENERGY SYSTEM

The purpose of this study was to substantiate technical, organizational, and digital solutions aimed at improving the resilience and reliability of Ukraine's distribution networks during post-war reconstruction. The research methodology combined statistical analysis of official data from the Ministry of Energy, the national energy regulator, and distribution system operators with a comparative review of international reports issued by the European Commission, ENTSO-E, IEEE, and CIGRE. The findings revealed a significant reduction in the length of low- and medium-voltage networks (0.4–10 kV), which decreased from 7.8 thousand km in 2022 to 2.4 thousand km in 2025, while the number of transformer substations fell from 340 to 120. Capacity utilization factors in major regions such as Kyiv and Kharkiv consistently exceeded 89–91 %, indicating a heavily stressed network. Reliability indicators in 2022 reached 1,200 minutes of average outage duration and 4.1 interruptions per customer—7 to 9 times higher than the European average—and only by 2025 improved to 850 minutes and 3.2 interruptions. Installed capacities of solar and wind power, which declined in 2023, recovered to 7.7 GW by 2025, although overall system stress remained elevated. International experience demonstrated that Smart Grid technologies reduce outage duration and frequency by 18–38 %, while energy storage systems significantly enhance network flexibility. The study concludes that restoring Ukraine's distribution networks requires a comprehensive strategy that integrates infrastructure modernization, deployment of storage systems, and advanced digital management tools. The practical significance lies in providing quantitative guidelines for policymakers, energy companies, and international donors to support the future strengthening and security of Ukraine's energy sector.

Key words: power supply resilience, technology flexibility, control automation, renewable energy sources, intelligent control systems, microgrids, cybersecurity.

Дата надходження статті: 22.11.2025

Дата прийняття статті: 10.12.2025

Опубліковано: 30.12.2025