

УДК 621.311:621.331

СТРУКТУРА І МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЕНИХ МЕРЕЖАХ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Канд. техн. наук Ю. О. Семененко, д-р техн. наук Б. Г. Любарський,
канд. техн. наук О. І. Семененко

STRUCTURE AND METHODS OF CALCULATING ELECTRICAL ENERGY LOSSES IN DISTRIBUTED EXTERNAL POWER SUPPLY NETWORKS

PhD (Tech.) Y. O. Semenenko, Dr. Sc. (Tech.) B. H. Liubarskyi,
PhD (Tech.) O. I. Semenenko

DOI: <https://doi.org/10.18664/1994-7852.217.2026.371464>



***Анотація.** У статті наведено структури втрат електричної енергії в розподілених мережах зовнішнього електропостачання різних країн світу і розглянуто основні методи їх розрахунку. Проаналізовано технічні та нетехнічні складові втрат, визначено основні чинники, що впливають на їхню величину, зокрема параметри мережевих елементів, рівень і характер навантаження, конфігурацію електричної мережі, режим її роботи, температурні та кліматичні умови. Розглянуто особливості формування втрат у розподілених мережах різних рівнів напруги та в умовах зміни структури електропостачання. Систематизовано основні методи розрахунку втрат електричної енергії, що використовують для оцінювання режимів роботи розподілених мереж, зокрема методи, засновані на параметрах навантаження, розрахунку ustalених режимів, визначенні поточкорозподілу, використанні фактичних даних вимірювань та еквівалентних параметрів мережі. Проаналізовано переваги, обмеження та умови застосування зазначених методів. Окремо розглянуто особливості визначення втрат в електричних мережах України в умовах воєнних пошкоджень енергетичної інфраструктури, зміни конфігурації мереж і перерозподілу потоків*

ISSN (p) 1994-7852

ISSN (online) 2413-3795

© Семененко Ю. О., Любарський Б. Г.,
Семененко О. І., 2026.

потужності. На основі проведеного аналізу розглянуто узагальнений підхід щодо вибору найбільш оптимального методу розрахунку втрат електричної енергії залежно від структури мережі, режиму її роботи, доступності вихідних даних і необхідної точності розрахунків. Отримані результати допомагають систематизувати сучасні підходи щодо визначення втрат електричної енергії та можуть бути використані під час аналізу, оцінювання енергоефективності, експлуатації, реконструкції та модернізації розподілених мереж зовнішнього електропостачання.

Ключові слова: енергосистема, режими роботи, транспортування, передавання та розподіл електроенергії, тягове навантаження.

Abstract. The relevance of accurate assessment of electrical energy losses is determined by their significant impact on the efficiency, reliability, and economic performance of external power supply networks. The problem is becoming increasingly important due to the development of distributed generation, renewable energy sources, Smart Grid technologies, changes in load patterns, and the need to improve energy efficiency. For Ukraine, this issue is particularly relevant under wartime conditions, when damage to power lines, substations, and generating facilities causes changes in network configuration, redistribution of power flows, increased loading of individual elements, and operation under non-standard conditions. The purpose of this study is to analyze the structure of electrical energy losses and existing methods for their calculation in distributed external power supply networks, as well as to develop a generalized approach to selecting the most appropriate calculation method depending on network configuration, operating conditions, available input data, and required accuracy. The study uses methods of analysis, comparison, and systematization of scientific publications, technical standards, and methodological approaches to electrical energy loss assessment. The structure of losses is analyzed with consideration of technical and non-technical components. The main factors affecting the magnitude of losses are identified, including the parameters and length of power lines, transformer characteristics, voltage level, load magnitude and profile, network configuration, conductor temperature, environmental conditions, and the presence of distributed generation. The main approaches to loss calculation are systematized, including methods based on steady-state calculations, power flow analysis, load parameters, actual measurement data, equivalent network parameters, and statistical approaches. Their advantages and limitations are considered. It is established that simplified methods can be effectively applied for preliminary assessments, while detailed power flow calculations provide higher accuracy for complex networks and variable operating conditions. The use of actual measurement data makes it possible to improve the reliability of loss estimation and account for changes in network operating conditions. A generalized approach to selecting the most appropriate calculation method is proposed, taking into account the complexity and configuration of the network, operating conditions, availability and quality of input data, and the required accuracy of the results. The obtained results can be used to assess the energy efficiency of distribution networks, optimize operating modes, justify modernization and reconstruction measures, and improve the reliability and resilience of external power supply systems, particularly under conditions of infrastructure damage and transformation of the Ukrainian power system.

Keywords: power system, operating modes, transportation, transmission and distribution of electricity, traction load.

Вступ. Підвищення ефективності функціонування енергетичних систем є однією з головних умов гарантування енергетичної безпеки, зниження

собівартості електричної енергії та мінімізації негативного впливу на довкілля. Значна частина втрат електричної енергії в сучасних енергосистемах припадає на

мережі передавання та розподілу електроенергії, причому їхня величина залежить від структури мережі, рівня напруги, технічного стану обладнання, характеру навантаження та режимів експлуатації. У роботі [1] наведено аналіз рівнів технічних і нетехнічних втрат у розподілених мережах різних країн і зазначено про значну варіативність їхньої величини залежно від технічних і експлуатаційних умов.

Актуальність точного визначення структури та величини втрат електричної енергії зумовлена низкою чинників. По-перше, втрати безпосередньо впливають на економічні показники роботи операторів систем розподілу та кінцеву вартість електричної енергії для споживачів. По-друге, сучасна трансформація електроенергетичних систем супроводжена активним розвитком відновлюваних джерел енергії, розподіленої генерації, систем накопичення енергії та цифрових технологій Smart Grid. У результаті традиційні пасивні розподілені мережі поступово перетворюються на активні мережі з двонапрямленими потоками потужності та змінними режимами роботи.

У роботі [1] також зазначено, що методики визначення технічних і нетехнічних втрат можуть суттєво відрізнятися залежно від країни, структури електричної мережі, доступності вимірювальної інформації. Одні методи ґрунтовані на безпосередньому використанні результатів вимірювання електричних параметрів, тоді як інші передбачають математичне моделювання режимів мережі та визначення втрат у її окремих елементах. Це свідчить про відсутність єдиного універсального методу, який міг би забезпечити однакову точність для всіх типів розподілених мереж.

Важливим чинником під час розрахунку втрат у повітряних лініях є вплив температури провідників на їхній електричний опір. У науковій публікації [2], яка ґрунтована на положеннях стандарту

IEEE Std 738, розглянуто взаємозв'язок між струмовим навантаженням, температурою неізолюваного провідника та параметрами навколишнього середовища. Встановлено, що зміна температури провідника призводить до зміни його електричного опору, а отже, і зміни активних втрат електричної енергії. Тому для підвищення точності розрахунків у відповідних випадках доцільно враховувати температурні та кліматичні умови експлуатації мережі.

Окремим напрямом сучасних досліджень є оцінювання втрат в умовах розвитку розподіленої генерації та активних розподілених мереж. У роботі [3] розглянуто особливості функціонування мереж із розподіленими енергетичними ресурсами, за яких напрямок потоків активної та реактивної потужності може змінюватися залежно від режиму роботи джерел генерації та навантаження. За таких умов величина втрат не є сталою характеристикою мережі, а залежить від поточного стану системи. Це підвищує вимоги щодо методів розрахунку втрат і обумовлює необхідність використання методів аналізу усталених режимів, статистичного моделювання та фактичних експлуатаційних даних. Додаткової актуальності проблема визначення втрат електричної енергії набуває для України в умовах життя під час бойових дій і пошкодження енергетичної інфраструктури. Руйнування та виведення з експлуатації окремих генеруючих об'єктів, розподільних підстанцій, повітряних і кабельних ліній електропередачі призводять до зміни конфігурації електричних мереж, перерозподілу потоків потужності та зміни навантаження окремих елементів системи. Сучасний стан і проблеми функціонування енергетичної системи України в умовах суттєвих воєнних пошкоджень, свідчать про необхідність її відновлення та модернізації після закінчення бойових дій у післявоєнний період. В умовах виведення з ладу окремих елементів мережі

електропостачання можна здійснювати за резервними або тимчасовими схемами, які відрізняються від нормальної конфігурації. Тому використання методів, що ґрунтовані виключно на номінальній схемі мережі та усереднених значеннях навантаження, може не забезпечувати необхідної точності визначення втрат. У таких умовах особливого значення набувають методи, здатні враховувати фактичну конфігурацію мережі та поточні режими її роботи. Відновлення та модернізація енергетичної інфраструктури України також створюють передумови для впровадження сучасних принципів побудови та експлуатації розподілених мереж. Використання таких технологій Smart Grid забезпечує отримання більшої кількості оперативної інформації про параметри мережі, створює можливості для підвищення точності визначення втрат електричної енергії.

Аналіз літературних джерел показує, що відомі методи визначення втрат електричної енергії відрізняються за складністю, необхідним обсягом вихідної інформації, точністю і сферою застосування. Спрощені методи, що використовують усереднені значення навантаження та питомі показники, можуть бути ефективними для попереднього оцінювання втрат. Методи, засновані на розрахунку усталених режимів і поточних розподілу, забезпечують більш детальне визначення втрат в окремих елементах мережі.

Незважаючи на значну кількість проведених досліджень і наявність міжнародних стандартів і рекомендацій, універсального підходу щодо вибору методу розрахунку втрат електричної енергії, який однаково ефективно враховував би структуру мережі, рівень напруги, характер навантаження, наявність розподіленої генерації, кліматичні умови та доступність експлуатаційної інформації, не сформовано. Саме тому актуальним є систематизований аналіз структури втрат електричної енергії та відомих методів їх

розрахунку з подальшим формуванням узагальненого підходу щодо вибору найбільш доцільної методики залежно від конкретних умов експлуатації розподілених мереж зовнішнього електропостачання.

Розв'язання зазначених задач допоможе систематизувати існуючі підходи щодо визначення втрат електричної енергії, оцінити їхні переваги та обмеження в різних умовах експлуатації мереж і сформулювати основу для обґрунтованого вибору методів розрахунку з урахуванням сучасних вимог щодо енергоефективності, надійності та стійкості електропостачання.

Визначення мети та задач дослідження. Метою роботи є ретельний аналіз структури та методів розрахунку втрат електроенергії розподілених зовнішніх електромереж України та світу в цілому.

Основні завдання дослідження:

- проаналізувати структуру втрат електричної енергії розподілених мереж світу;
- розглянути узагальнений підхід щодо найбільш оптимального вибору методів розрахунку втрат електроенергії зовнішнього електропостачання.

Основна частина дослідження. Втрати електричної енергії відіграють визначальну роль у техніко-економічних характеристиках будь-якої енергосистеми. Їхнє грошове вираження безпосередньо враховано для розрахунку таких важливих показників, як приведені витрати, річні експлуатаційні витрати, собівартість передавання електроенергії та загальна ефективність функціонування мережі. Можна прослідкувати чіткий взаємозв'язок між капіталовкладеннями в побудову сучасної високотехнологічної електричної мережі та рівнем втрат у ній: збільшення капітальних вкладень у будівництво більш потужних і надійних ліній, сучасних перетворювачів, розподільних установок та іншого електричного обладнання в підсумку призводить до зниження технічних втрат, однак підвищує початкові

інвестиції та амортизаційні відрахування [2, 4, 8-12].

Проектуючи енергосистеми, зазвичай вибирають таку конфігурацію мережі, за якої співвідношення між капітальним вкладенням і рівнем втрат мережі є оптимальним для мінімізації приведених витрат. Проте в процесі експлуатації електрична мережа та характеристики навантаження зазнають постійних змін: зростає споживання, змінюється склад обладнання, з'являються нові приєднання ліній, відбуваються реконструкції та аварійні відключення. Усі ці чинники призводять до збільшення втрат енергії та погіршення ефективності всієї системи електропостачання.

Окрім того, важливим також є те, що для кінцевих споживачів втрати електричної енергії також мають важливе значення. Збільшення втрат веде до зростання витрат на передавання та розподіл електроенергії по мережах, що, зокрема, позначається на тарифах компаній постачальників. Водночас є інша категорія втрат, викликана неефективними режимами роботи електромережі, недоліками в організації її експлуатації, похибками обліку електроенергії, асинхронністю зняття показів приладів обліку, несанкціонованим споживанням та іншими організаційно-

технічними чинниками. Ці втрати не можуть бути повністю перекладені на споживачів і переважно лягають на фінансові витрати енергопостачальних і розподільних компаній.

У різних країнах світу підходи щодо нормування, обліку та розрахунку втрат суттєво відрізняються. В Україні Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), встановлює нормативи технологічних витрат електроенергії та затверджує методики їх розрахунку (рис. 1). У країнах Європейського Союзу діють директиви з енергоефективності, а також вимоги ENTSO-E щодо прозорості даних про втрати в магістральних і розподілених мережах. У США регулювання здійснюване переважно на рівні штатів за участю Федеральної комісії з регулювання енергетики (FERC), де акцентують на ринковій звітності utilities і стимулюванні зниження втрат через тарифоутворення. У багатьох країнах Азії особливо гостро стоїть проблема високих комерційних і некомерційних втрат, тому така політика зосереджена на масовому впровадженні систем smart metering (розумний облік) і боротьбі з несанкціонованим споживанням та цифровізації обліку.

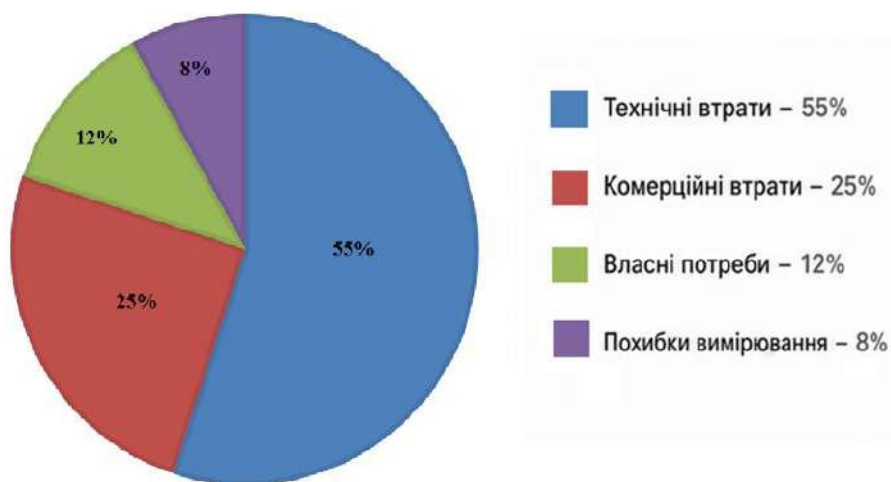


Рис. 1. Типова структура втрат розподілених мереж України [3-5]

У загальному метою розрахунків і комплексного аналізу втрат є розроблення економічно обґрунтованих заходів, спрямованих на їх зниження, підвищення енергоефективності мереж та оптимізацію фінансових результатів енергокомпаній.

Під час експлуатації систем зовнішнього електропостачання для оцінювання ефективності передавання

електричної енергії доцільно використовувати показник звітних втрат ΔW . Він характеризує різницю між обсягом електроенергії, що надходить до досліджуваної ділянки мережі, W_m і кількістю електроенергії W_e , яка передана споживачам і врахована відповідними системами обліку (рис. 2).



Рис. 2. Структура втрат електричної енергії (узагальнена класифікація)

Для залізничного електропостачання межі такого енергетичного балансу можуть бути визначені між точкою приєднання системи зовнішнього електропостачання до енергосистеми та шиною тягової підстанції або іншою визначеною точкою відпускання електроенергії.

Загальна величина звітних втрат не характеризує виключно фізичні процеси в елементах електричної мережі. Вона може містити складові, зумовлені технічними втратами в лініях електропередачі та силових трансформаторах, витратами електроенергії на власні потреби тягових

підстанцій, похибками вимірювальних приладів і вимірювальних трансформаторів, а також іншими особливостями організації обліку електроенергії. Тому для об'єктивного оцінювання енергоефективності зовнішнього електропостачання залізниць загальний показник необхідно розглядати у взаємозв'язку з його окремими складовими.

Залежно від поставленого завдання структуру втрат можна розглядати на узагальненому або деталізованому рівні. Узагальнений підхід дає змогу визначити співвідношення основних складових

енергетичних втрат, тоді як деталізований аналіз – встановити конкретні елементи мережі та режими їхньої роботи, які формують найбільшу частину втрат. Для систем зовнішнього електропостачання залізниць такий підхід є особливо важливим під час оцінювання технічного стану ліній електропередачі, силових трансформаторів та іншого обладнання тягових підстанцій [4, 5, 7].

До основних складових звітних втрат електричної енергії можна віднести технічні втрати, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, складову, пов'язану з похибками вимірювання та обліку, а також інші нетехнічні втрати.

Технічні втрати електричної енергії ΔW_T виникають безпосередньо внаслідок фізичних процесів під час передавання та перетворення електроенергії [3-7]. У системі зовнішнього електропостачання залізниць вони формуються переважно в лініях електропередачі, силових трансформаторах, реакторах, трансформаторах струму та напруги, комутаційному обладнанні та інших елементах електричної мережі. Їхня величина залежить від параметрів обладнання, рівня напруги, величини та характеру навантаження, тривалості роботи і фактичного режиму електропостачання.

Особливістю залізничних систем є значна нерівномірність тягового навантаження, обумовлена графіком руху поїздів і зміною потужності електрорухомого складу. Унаслідок цього струмові навантаження ліній зовнішнього електропостачання та трансформаторів тягових підстанцій можуть істотно змінюватися протягом доби. Відповідно, змінюється і величина навантажувальної складової технічних втрат.

Витрати електричної енергії на власні потреби підстанцій W_{en} пов'язані із забезпеченням нормальної роботи обладнання системи зовнішнього і тягового електропостачання. До них належать витрати на функціонування систем

керування, релейного захисту і автоматики, освітлення, вентиляції, опалення, зв'язку та інших допоміжних пристроїв. Для визначення фактичного обсягу цієї складової на тягових підстанціях використовують відповідні засоби вимірювання.

Втрати, пов'язані з похибками вимірювання, $W_{вим}$ виникають унаслідок неточності роботи приладів обліку, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також через відхилення умов експлуатації від нормованих режимів. Для систем зовнішнього електропостачання залізниць ця складова має суттєве значення, оскільки достовірність вимірювання електроенергії безпосередньо впливає на визначення енергетичного балансу між зовнішньою електричною мережею і тяговими підстанціями.

Комерційні втрати ΔW_k у класичному розумінні пов'язані з невідповідністю між фактичним обсягом споживання та даними його обліку, організаційними недоліками контролю енергоспоживання та іншими нетехнічними чинниками. У випадку зовнішнього електропостачання залізниць їх доцільно розглядати насамперед у контексті правильності організації комерційного обліку, синхронізації показань вимірювальних систем і достовірності визначення обсягів електроенергії на межі балансової належності.

Для систем зовнішнього електропостачання залізниць України розподіл втрат на окремі складові дає змогу перейти від загального визначення їхньої величини до встановлення конкретних причин виникнення. Це створює основу для подальшого аналізу режимів роботи ліній електропередачі, тягових підстанцій і силового обладнання, визначення технічно й економічно обґрунтованих заходів зі зменшення втрат електричної енергії [8-18].

Методи розрахунку втрат електроенергії. Для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії за певний період часу (наприклад місяць, рік

тощо) застосовують різні методи. Вибір конкретного методу залежить від доступності даних про схеми мереж і навантаження їхніх елементів, а також від необхідної точності результатів та оперативності оновлення інформації.

Методи розрахунку втрат (у порядку зменшення точності отримуваних результатів) такі:

1. *Метод оперативних розрахунків* є найбільш точним методом розрахунку втрат. Він базований на використанні актуальних даних телевимірювань і телесигналізації в режимі, близькому до реального часу. Допомогає враховувати фактичні схеми мережі, поточні навантаження та режими роботи обладнання. Застосовуваний у сучасних системах SCADA/EMS і автоматизованих системах управління розподіленими мережами:

$$\Delta W = 3 \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \Delta t_{ij}, \quad (1)$$

де n – кількість елементів мережі;

I_{ij} – струмове навантаження i -го елемента з опором R_i на інтервалі часу t_{ij} ;

Δt_{ij} – інтервал часу між опитуваннями датчиків, що фіксують струмові навантаження елементів;

m – кількість інтервалів часу.

2. *Метод розрахункових діб* використовує характерні добові графіки навантаження (робочий день, вихідний, максимум зимового та літнього періодів). На основі цих графіків розраховують втрати за добу, а потім масштабують на розрахунковий місяць або рік:

$$\Delta W = k_{\text{л}} k_{\phi}^2 \Delta W_{\text{д}} D_{\text{екв}j}, \quad (2)$$

де $k_{\text{л}}$ – коефіцієнт, що враховує вплив втрат в арматурі повітряних ліній електропередачі, приймають рівним 1,02

для ліній напругою 110 кВ і вище, 1,0 – для ліній нижчих класів напруги;

k_{ϕ}^2 – квадрат коефіцієнта форми графіка добових відпусків електроенергії в мережу (графіка з кількістю значень, що відповідає кількості днів у місяці контрольних вимірювань);

$\Delta W_{\text{д}}$ – втрати електроенергії за добу розрахункового місяця із середньодобовим відпусканням електроенергії в мережу;

$D_{\text{екв}j}$ – еквівалентна кількість днів у j -му розрахунковому інтервалі.

Метод забезпечує хорошу точність за наявності якісних графіків навантаження.

3. *Метод середніх навантажень*. Базований на використанні середніх значень активної та реактивної потужності за розрахунковий період. Втрати визначають через середній струм або середню потужність з урахуванням коефіцієнта форми графіка. Метод простіший у реалізації, однак є суттєвий недолік, він менш точний порівняно з попередніми:

$$\Delta W = k_{\text{л}} k_{\kappa} \Delta P_{\text{ср}} T_j k_{\phi}^2, \quad (3)$$

де k_{κ} – коефіцієнт, що враховує відмінність конфігурацій графіків активного та реактивного навантаження різних гілок мережі;

$\Delta P_{\text{ср}}$ – втрати потужності в мережі за середніх за розрахунковий інтервал навантажень;

T_j – тривалість j -го розрахункового інтервалу;

k_{ϕ}^2 – квадрат коефіцієнта форми графіка сумарного навантаження мережі за розрахунковий інтервал.

4. *Метод кількості годин найбільших втрат потужності* є класичним інженерним методом розрахунку, що використовує максимальну потужність втрат і кількість годин найбільших втрат. Допомогає швидко оцінити річні втрати за відомою максимальною потужністю і характеристиками графіка навантаження:

$$\Delta W = k_l k_o \Delta P_{max} T_j \tau_o, \quad (4)$$

де ΔP_{max} – втрати потужності в режимі найбільшого навантаження мережі;

τ_o – відносна кількість годин найбільших втрат потужності, визначена за графіком сумарного навантаження мережі за розрахунковий інтервал.

5. *Метод оцінювання втрат за узагальненою інформацією* про схеми та навантаження мережі. Ґрунтований на встановленні регресійної залежності між втратами електричної енергії та узагальненими параметрами схем і режимів роботи електричних мереж. Регресійні моделі дають змогу прогнозувати втрати електроенергії на основі даних про структуру мережі, її елементи, а також

типові режими роботи без необхідності детального врахування кожного конкретного навантаження або зміни схеми. Це допомагає отримувати достатньо точні оцінки втрат за умов обмеженої або узагальненої інформації про мережу та її характеристики.

Для розрахунків за методами 1–4 використовують дані про схеми мережі та навантаження її елементів, які визначають відповідно до законів електротехніки або на основі вимірювань. Розрахунки зазвичай виконують щомісяця за схемою, актуальною для розрахункового місяця (рис. 3). Якщо схеми мереж залишаються незмінними протягом певного періоду, розрахунок може бути виконаний одразу за кілька місяців із подальшим підсумовуванням результатів.

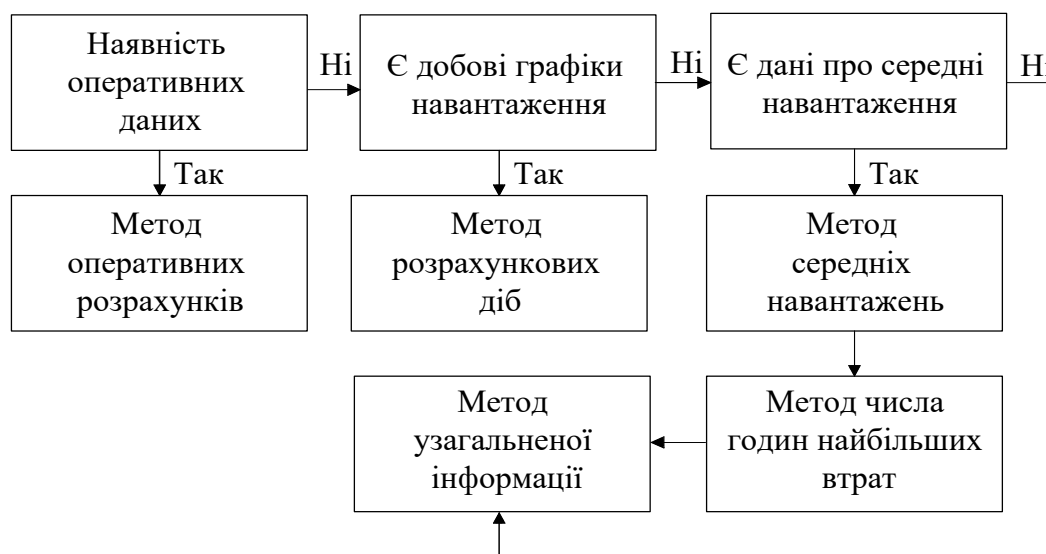


Рис. 3. Вибір методу розрахунку втрат електроенергії

Рівень втрат електроенергії істотно відрізняється залежно від технічного стану мереж, якості обліку, кліматичних умов, щільності навантаження та ефективності організаційних заходів.

Методи розрахунку втрат електричної енергії з урахуванням температурного режиму проводів. Температурна залежність активного опору

проводів повітряних ліній електропередачі є одним із визначальних чинників, що впливають на точність розрахунку втрат електроенергії в розподілених мережах зовнішнього електропостачання. Неврахування цієї залежності призводить до систематичних похибок, величина яких зростає зі збільшенням струмового навантаження та амплітуди коливань

температури навколишнього середовища [8-18].

Лінійна модель температурної залежності активного опору має такий вигляд:

$$R_{\Theta} = R_{20}[1 + \alpha(\Theta_{np} - 20)], \quad (5)$$

де R_{Θ} – активний опір проводу за температури Θ , °C,

R_{20} – активний опір за температури 20 °C, Ом;

α – температурний коефіцієнт активного опору, °C⁻¹.

У вигляді погонного активного опору:

$$r_{0(T_{np})} = r_{0(20)}[1 + \alpha_T(\Theta_{np} - 20)], \quad (6)$$

де $r_{0(20)}$ – погонний активний опір проводу за температури $\Theta_{np} = 20$ °C, Ом/км;

α_T – температурний коефіцієнт активного опору, 1/°C.

Для проводів підвищеної пропускної спроможності, згідно з рекомендаціями International Council on Large Electric Systems «CIGRE Technical Brochure 601» (Міжнародна рада з великих електричних систем високої напруги), використовують квадратичну апроксимацію питомого опору:

$$g = g_{20}\{1 + \alpha(\Theta_{cp} - 20) + \zeta(\Theta_{cp} - 20)^2\}, \quad (7)$$

де Θ_{cp} – середня температура проводу, °C;

ζ – квадратичний температурний коефіцієнт активного опору проводу, 1/°C².

Точність визначення температури струмопровідної частини безпосередньо впливає на достовірність подальших розрахунків втрат. Сучасні методики базовані на розв'язанні рівняння теплового балансу з урахуванням нагріву, теплообміну, сонячної радіації, тиску вітру, вологості повітря.

У нормативно-технічній практиці США основним документом є стандарт

IEEE 738, що регламентує статичні та динамічні моделі теплового режиму. У країнах Європи діють рекомендації CIGRE. В Азії застосовують національні стандарти, адаптовані до умов високих температур і вологості, а також чисельні методи моделювання. В Україні чинна нормативна база [15] орієнтована переважно на використання середньорічних або середньомісячних значень температури повітря.

Методи визначення температури проводу поділяють на прямі та непрямі. Прямі методи ґрунтовані на безпосередньому вимірюванні температури або параметрів, що є однозначно з нею пов'язаними (механічне навантаження, електричний опір тощо). Непрямі методи реалізовані через розв'язання рівняння теплового балансу за відомими значеннями струму та метеорологічних параметрів.

Аналітичні розв'язки рівняння теплового балансу забезпечують достатню точність за відносно невеликих обчислювальних витрат. Чисельні методи (метод скінченних елементів, метод скінченних об'ємів), реалізовані в пакетах ANSYS, ELCUT, COMSOL Multiphysics, дають змогу враховувати геометрію багатожильних проводів і нестационарність теплових процесів.

Статистичний аналіз втрат електроенергії розподілених мереж зовнішнього електропостачання країн світу

На рис. 4 наведено динаміку втрат електричної енергії під час її передавання та розподілу в електричних мережах країн Азії: Індії, Індонезії, Таїланду, Китаю та Японії у 2015–2023 рр., за відкритими даними Світового банку (World Bank Open Data) [4]. Аналізуючи отримані залежності, було виявлено суттєву диференціацію рівнів втрат між досліджуваними країнами, що зумовлено відмінностями у структурі електроенергетичних систем, стані мереж щодо їх старіння, модернізації, протяжності та кількості навантаження.

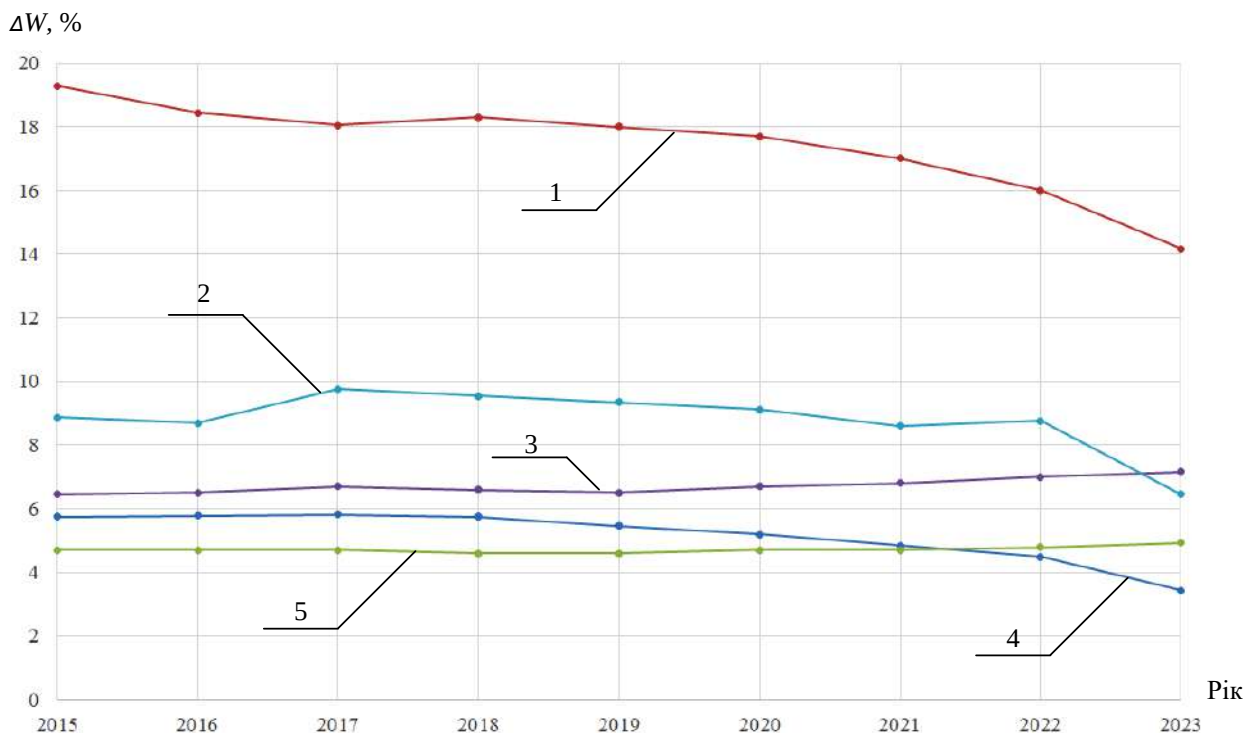


Рис. 4. Графік залежності втрат електроенергії під час передавання та розподілу (% обсягу виробництва) мереж зовнішнього електропостачання основних країн Азії за спожитою потужністю в період 2015–2023 рр.:

1 – Індія; 2 – Індонезія; 3 – Таїланд; 4 – Китай; 5 – Японія

Найбільші значення втрат протягом усього досліджуваного періоду характерні для Індії від 19,2 % у 2015 р. до 14,2 % відповідно у 2023 р. При цьому незначне локальне підвищення у 2018 р. не змінило загального характеру залежності. Така динаміка свідчить про поступове підвищення ефективності функціонування електричних мереж Індії. Водночас їхній рівень залишається суттєво вищим порівняно з іншими країнами, поданими на графіку.

Для Індонезії характерна більш виражена нестабільність показника. У 2015–2016 рр. втрати становили близько 8,6–8,8 %, у 2017 р. спостерігали їх підвищення приблизно до 9,7 %, після чого сформувалася тенденція до поступового зниження. У 2021–2022 рр. рівень втрат становив близько 8,6–8,8 %, а у 2023 р. відбулося найбільш суттєве зниження до 6,4 %.

Таїланд, навпаки, має відносно стабільний рівень втрат із незначною тенденцією до зростання. У 2015 р. показник становив близько 6,4 %, а до 2023 р. збільшився приблизно до 7,1 %. При цьому протягом 2015–2021 рр. зміни були незначними, що свідчить про відносну стабільність технічних характеристик електричної мережі. Поступове зростання втрат у 2021–2023 рр. може свідчити про збільшення навантаження на мережеву інфраструктуру або недостатні темпи її оновлення порівняно з темпами зміни електроспоживання.

Для Китаю спостерігають одну з найбільш виражених позитивних тенденцій. Якщо у 2015 р. втрати становили приблизно 5,8 %, то у 2023 р. вони знизилися до близько 3,4 %. Тенденція характеризує підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії та може бути пов'язана з масштабною модернізацією

електричних мереж, підвищенням рівня автоматизації та впровадженням сучасних технологій керування потоками потужності.

Японія демонструє найстабільнішу залежність серед усіх досліджуваних країн Азії. Протягом 2015–2022 рр. втрати були приблизно на рівні 4,6–4,8 %, а у 2023 р. спостерігали незначне підвищення до 4,9 %. Відсутність істотних коливань свідчить про високий рівень технічної досконалості і стабільність експлуатаційних характеристик електричної мережі.

На рис. 5 наведено динаміку втрат електричної енергії під час її передавання та розподілу в мережах зовнішнього електропостачання України та країн Європи у 2015–2024 рр. (інформація також взята з джерела [4]). Показник характеризує частку електроенергії, яку втрачають на етапах передавання та розподілу, від загального обсягу її виробництва, і використовується як узагальнений індикатор ефективності функціонування електричних мереж.



Рис. 5. Графік залежності втрат електроенергії під час передавання та розподілу (% обсягу виробництва) мереж зовнішнього електропостачання основних країн Європи за спожитою потужністю в період 2015-2024 рр.:

1 – Україна; 2 – Іспанія; 3 – Велика Британія; 4 – Франція; 5 – Італія; 6 – Німеччина

Проаналізувавши рис. 5, можна зазначити, що найвищі значення показника протягом досліджуваного періоду характерні для України, де втрати стабільно знаходяться в межах 10–11 %.

Для Іспанії характерна загальна тенденція до зменшення втрат у першій половині досліджуваного періоду з подальшим відносним вирівнюванням показника в межах 9,74–8,56 %. Для Великої

Британії, навпаки, характерне поступове підвищення втрат у 2020–2024 рр. 7,8–9,6 %, що свідчить про застарілий підхід щодо підвищення ефективності інфраструктури розподілених мереж і неминучу майбутню їх модернізацію.

Франція та Італія демонструють відносно стабільні значення втрат у межах 6–7 % із помірною тенденцією до їх збільшення наприкінці досліджуваного періоду. Для Німеччини характерний

найнижчий початковий рівень втрат 4 % серед розглянутих країн Європи, однак у 2015–2024 рр. спостерігали поступове його підвищення до 5 %, що потребує врахування під час оцінювання довгострокової енергоефективності електричних мереж.

На рис. 6 наведено динаміку втрат електричної енергії під час її передавання та розподілу в мережах зовнішнього електропостачання країн Північної та Південної Америки у 2015–2024 рр. [4].

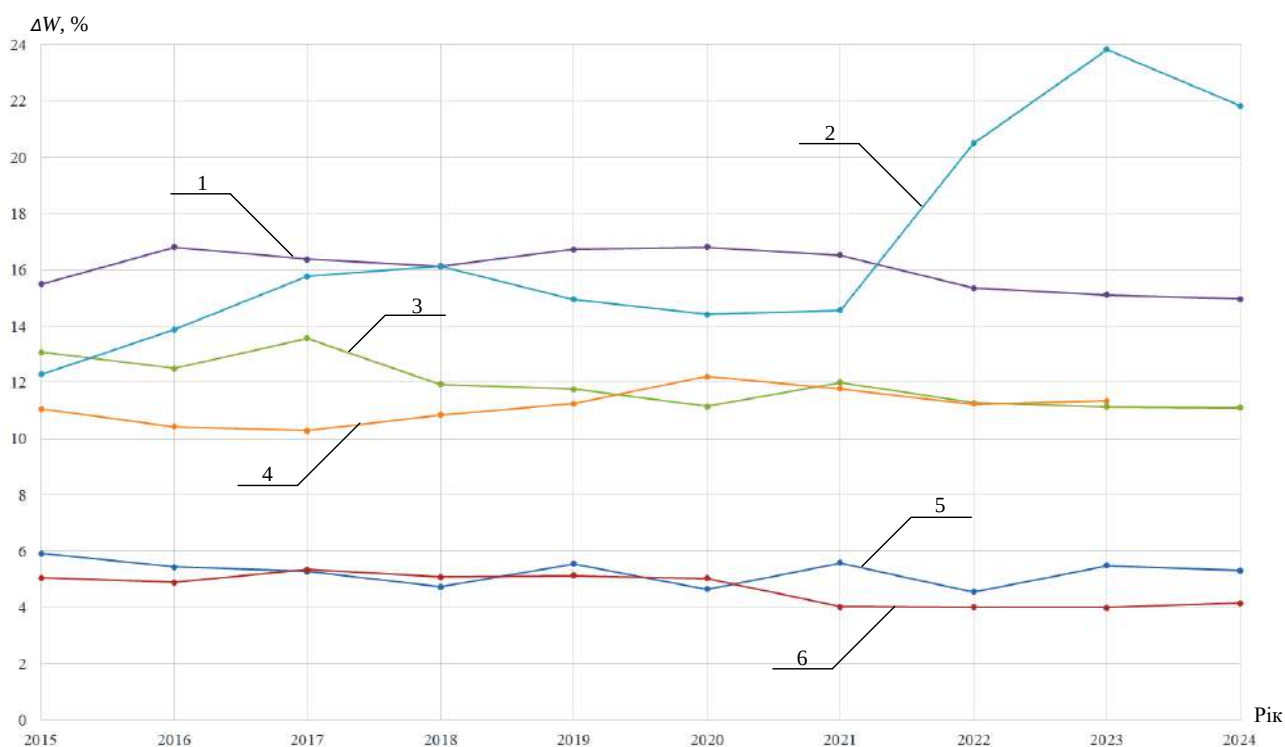


Рис. 6. Графік залежності втрат електроенергії під час передавання та розподілу (% обсягу виробництва) мереж зовнішнього електропостачання основних країн Північної та Південної Америки за спожитою потужністю в період 2015–2024 рр.: 1 – Бразилія; 2 – Аргентина; 3 – Мексика; 4 – Перу; 5 – США; 6 – Канада

Аналіз залежностей дає змогу встановити, що найвищі значення втрат протягом досліджуваного періоду характерні для Бразилії та Аргентини. Для Бразилії показник у 2015–2021 рр. тримався переважно на рівні 15–17 %, після чого спостерігали поступове його зниження до 14,97 % у 2024 р. Отже, для електричної

мережі Бразилії характерна помірна позитивна тенденція до скорочення втрат у другій половині досліджуваного періоду, однак для Аргентини, навпаки, у 2022–2023 рр. відбувається різке їх збільшення – до 20,51 і 23,85 % відповідно, що свідчить про значне погіршення енергоефективності мереж у цей період.

Для Мексики та Перу характерні середні рівні втрат електроенергії – приблизно 10–13 %. Найнижчі значення втрат спостерігають у США та Канаді, де протягом усього досліджуваного періоду показник переважно не перевищує 6 %. Для Канади характерний відносно стабільний рівень втрат із тенденцією до їх зниження у 2021–2023 рр., тоді як у США спостерігають більш виражені міжрічні коливання.

На рис. 7 наведено динаміку втрат електричної енергії під час її передавання та розподілу в мережах зовнішнього електропостачання країн Африки та материка Австралія за період 2015–2024 рр. [4]. Аналіз отриманих залежностей свідчить про значну диференціацію країн як за абсолютним рівнем втрат, так і характером їхньої часової зміни.

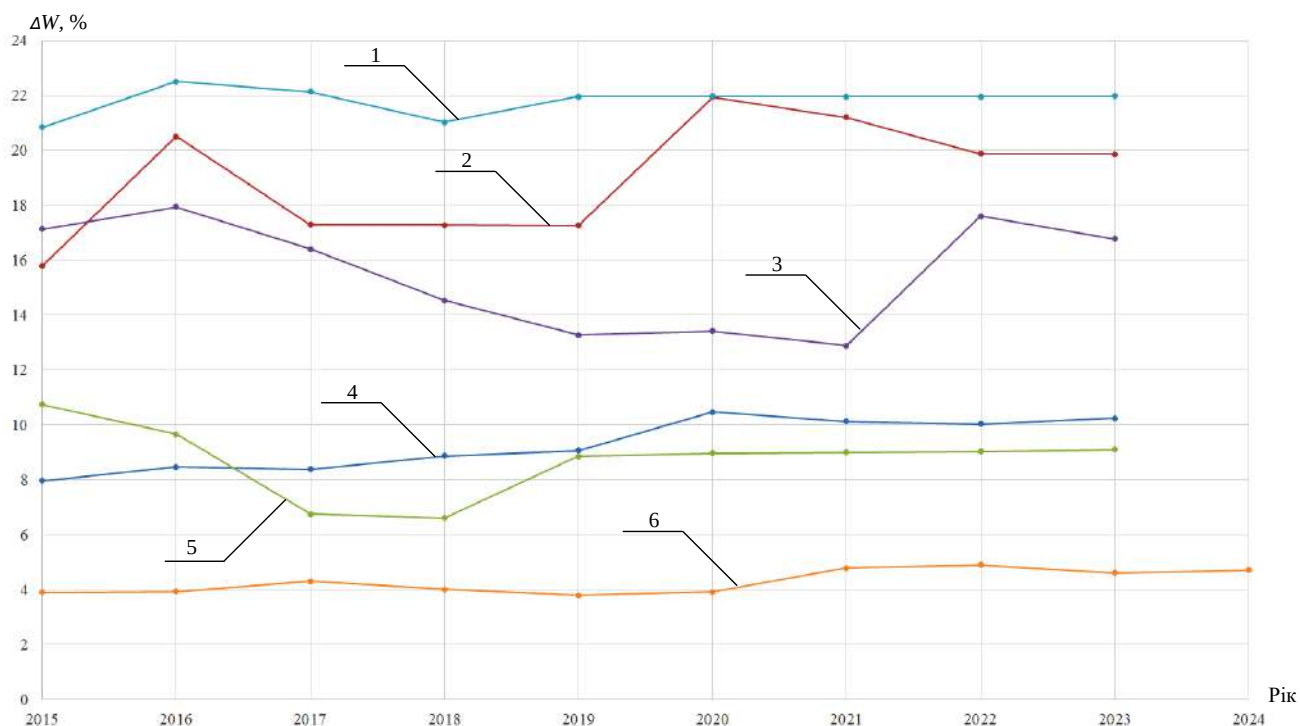


Рис. 7. Графік залежності втрат електроенергії під час передавання та розподілу (% обсягу виробництва) мереж зовнішнього електропостачання основних країн Африки та Австралії за спожитою потужністю в період 2015-2024 рр.:

1 – Камерун; 2 – Єгипет; 3 – Танзанія; 4 – ДРК; 5 – ПАР; 6 – Австралія

Найвищий рівень втрат характерний для Камеруну, де протягом досліджуваного періоду показник переважно знаходиться в межах 21–23 %. Єгипет також має високий рівень втрат, причому динаміка має більш виражений коливальний характер: після зростання у 2016 р. спостерігали зниження, а у 2020 р. показник знову досягає близько 22 % із подальшим поступовим зменшенням.

Для Танзанії характерною є нестабільна динаміка 17,1–13,3 % протягом досліджуваного періоду. Демократична Республіка Конго демонструє більш помірний рівень втрат із поступовим зниженням у 2015–2018 рр. і подальшим стабілізуванням на рівні близько 9 %, що вказує на відносну стабільність функціонування мережевої інфраструктури в останній частині досліджуваного періоду, хоча рівень

втрат залишається вищим порівняно з розвиненими енергетичними системами.

Найнижчі значення серед перелічених країн характерні для Південної Африки та Австралії. Для Південно-Африканської Республіки втрати протягом 2015–2023 рр. становлять близько 4–5 %. Австралія також має низький рівень втрат, однак у 2015–2018 рр. спостерігали їхнє поступове зниження, після чого показник стабілізувався на рівні близько 5 %. Це свідчить про високий рівень розвитку енергетичної інфраструктури та більш стабільні параметри функціонування електричних мереж.

У таблиці наведено результати порівняльного аналізу втрат електричної енергії під час її передавання та розподілу в мережах зовнішнього електропостачання 23 країн за період 2015–2024 рр. Величина втрат подана у відсотках обсягу виробленої електроенергії, що дає змогу коректно порівняти ефективність функціонування електричних мереж незалежно від масштабів енергетичної системи окремої країни та регіону. Для деяких країн з об'єктивних причин дані за 2024 р. відсутні, за відкритими даними World Bank Open Data.

Таблиця

Втрати електроенергії мереж зовнішнього електропостачання під час передавання та розподілу, % обсягу виробництва [6]

Номер	Країна	Рік									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Китай	5,74	5,78	5,81	5,74	5,47	5,2	4,85	4,5	3,43	–
2	Канада	5,052	4,89	5,34	5,088	5,14	5,04	4,02	4,007	4	4,152
3	Австралія	3,904	3,938	4,3	4,025	3,8	3,92	4,79	4,911	4,619	4,711
4	Японія	4,7	4,7	4,7	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,93	–
5	Німеччина	3,95	3,96	4,13	4,163	4,53	4,68	4,48	4,546	5,035	5,116
6	США	5,914	5,433	5,28	4,739	5,56	4,65	5,58	4,56	5,483	5,312
7	Індонезія	8,87	8,7	9,75	9,55	9,35	9,12	8,61	8,76	6,45	–
8	Італія	6,967	6,472	6,31	6,209	6,06	6,19	6,58	6,744	6,893	7,079
9	Франція	6,232	6,639	6,86	6,633	6,67	6,74	7,05	7,438	6,958	6,618
10	Таїланд	6,46	6,5	6,7	6,6	6,5	6,7	6,8	7	7,16	–
11	Іспанія	9,437	9,724	8,64	9,326	9,07	9,73	9,74	8,593	8,557	8,288
12	ДРК	10,74	9,673	6,76	6,612	8,86	8,97	9	9,042	9,098	–
13	Велика Британія	8,463	7,807	7,95	8,019	8,15	8,81	8,8	8,558	9,617	9,854
14	Україна	10,66	10,1	10,8	10,63	10,7	10,4	9,92	9,991	10,17	–
15	ПАР	7,969	8,467	8,4	8,868	9,07	10,5	10,1	10,04	10,25	–
16	Мексика	13,08	12,5	13,6	11,95	11,8	11,2	12	11,28	11,13	11,11

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17	Перу	11,06	10,43	10,3	10,85	11,2	12,2	11,8	11,23	11,34	–
18	Індія	19,28	18,44	18,1	18,3	18	17,7	17	16	14,16	–
19	Бразилія	15,5	16,82	16,4	16,13	16,7	16,8	16,5	15,35	15,11	14,97
20	Танзанія	17,13	17,93	16,4	14,54	13,3	13,4	12,9	17,6	16,78	–
21	Єгипет	15,8	20,5	17,3	17,28	17,3	21,9	21,2	19,87	19,87	–
22	Камерун	20,85	22,5	22,1	21,02	22	22	22	21,97	21,97	–
23	Аргентина	12,29	13,88	15,8	16,13	15	14,4	14,6	20,51	23,85	21,84

Найнижчі рівні втрат протягом більшої частини досліджуваного періоду характерні для Австралії, Німеччини, Канади та Японії. Для цих країн показник переважно знаходиться в межах 4–5 %. Такий рівень можна розглядати як ознаку відносно високої ефективності передавання та розподілу електричної енергії.

Китай має одну з найбільш виражених позитивних тенденцій. Якщо у 2015 р. втрати становили 5,74 %, то у 2023 р. їхній рівень зменшився до 3,43 %. Отже, за дев'ять років відбулося скорочення показника приблизно на 40 % від початкового рівня. Подібна тенденція свідчить про послідовне підвищення ефективності функціонування електричних мереж і є показовою з позиції довгострокового розвитку мережевої інфраструктури.

Для США характерна більш нестабільна динаміка. Показник втрат зменшився з 5,91 % у 2015 р. до 4,56 % у 2022 р., однак у 2023 р. знову підвищився до 5,48 %. Незважаючи на відносно невисокий рівень втрат, їхній часовий ряд має коливання, що не дає змогу однозначно визначити стійку тенденцію до подальшого зниження.

Для країн із середнім рівнем втрат, а їх більшість, характерні значення переважно в діапазоні 6–10 %, що може свідчити про необхідність подальшого підвищення ефективності мережевої інфраструктури.

Україна протягом усього досліджуваного періоду належить до групи

країн із підвищеним рівнем втрат. Значення показника змінюється в межах 9,92–10,8 %, а середній рівень за 2015–2023 рр. становить близько 10,37 %. При цьому мінімальне значення зафіксовано у 2021 р. – 9,92 %, після чого спостерігають незначне повторне збільшення, зумовлене бойовими діями на території країни.

Для країн із високим рівнем втрат – Індії, Бразилії, Танзанії, Єгипту, Камеруну та Аргентини, характерні значно більші значення показника – 14,1–23,85 %. Найбільш позитивну динаміку серед них спостерігають в Індії: втрати зменшилися з 19,28 % у 2015 р. до 14,16 % у 2023 р. А найгірша ситуація склалася в Аргентини, де спостерігають найбільш несприятливу тенденцію — зростання з 12,29 % у 2015 р. до 23,85 % у 2023 р.

Із позицій дослідження зовнішнього електропостачання електрифікованого транспорту отримані результати мають особливе значення. Втрати електроенергії в мережах визначають додаткову потребу у виробництві та передаванні електричної енергії, а отже, безпосередньо впливають на енергетичну ефективність системи електропостачання. Для тягових електричних мереж це особливо актуально через значні та динамічно змінні навантаження, обумовлені режимами руху поїздів, концентрацією тягових підстанцій і нерівномірністю споживання електроенергії.

Порівняльний аналіз таблиці показує, що низький рівень втрат є однією з характерних ознак ефективної роботи електричних мереж, проте сам по собі не може бути достатнім критерієм оцінювання надійності електропостачання. Для комплексного оцінювання мереж зовнішнього електропостачання доцільно додатково враховувати показники аварійності, надійності, завантаження мережевих елементів, якості електроенергії та сезонної нерівномірності навантаження.

Важливо зазначити, що низький рівень втрат сам по собі не характеризує надійність електропостачання, оскільки показник не враховує тривалість перерв, частоту аварій, якість напруги та інші показники надійності електропостачання. World Bank безпосередньо зазначає це обмеження для відповідного міжнародного індикатора.

Аналіз структури та методів розрахунку втрат електроенергії показує, що в умовах України найбільший резерв зниження втрат зосереджений у двох напрямках: зменшення комерційних втрат та оптимізація технічних втрат (реконструкція застарілого обладнання, компенсація реактивної потужності, оптимізація схем і режимів роботи розподілених електричних мереж). Міжнародний досвід підтверджує ефективність комплексного підходу. Країни ЄС і США досягли відносно низьких рівнів втрат завдяки поєднанню сучасного обладнання, цифрових систем управління та жорсткого регулювання. У країнах Азії з високими втратами найбільший ефект

дають програми масової заміни лічильників і боротьби з несанкціонованим споживанням.

Висновки. Системний розрахунок і аналіз втрат за деталізованою структурою з використанням адекватних методів є необхідною умовою для розроблення та реалізації ефективної програми зниження втрат електричної енергії в розподілених мережах зовнішнього електропостачання.

Урахування температурного режиму проводів є обов'язковою умовою підвищення точності розрахунку втрат електроенергії. Для умов України найбільш доцільною є адаптація підходів, регламентованих стандартами IEEE 738 і рекомендаціями CIGRE, у поєднанні з впровадженням систем динамічного рейтингу ліній і застосуванням чисельних методів моделювання.

Із позицій електротранспорту отримані результати аналізу в роботі мають принципове значення, оскільки втрати в мережах зовнішнього електропостачання безпосередньо впливають на загальну енергетичну ефективність систем електропостачання тягових підстанцій. Однак для порівняльного оцінювання систем електропостачання електрифікованого транспорту доцільно враховувати не лише рівень втрат електроенергії, а й тенденцію їх зміни, технічний стан мереж і відповідність мережевої інфраструктури характеру електричних навантажень.

Список використаних джерел

1. CIRED Working Group. (2015). Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks. URL: <https://www.cired.net/wp-content/uploads/2024/12/cired-wg-2015-2-losses-final-report.pdf>
2. Manito, A., et al. (2019). Technical and non-technical losses calculation in distribution grids using a defined equivalent operational impedance. *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol. 13, Iss. 8. P. 1315-1323. DOI: <http://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5334>
3. IEEE Std 738-2023. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. <https://standards.ieee.org/ieee/738/10207/>

4. Семененко, О. І., Супрун, О. Д., Семененко, Ю. О., & Одетов, М. М. (2018). Застосування активних фільтрів-стабілізаторів у розподіленій системі електропостачання. *Електрифікація транспорту*. 15, 61-67. DOI: <https://doi.org/10.15802/etr.v0i15.155678>
5. Семененко, О. І., Супрун, О. Д., Семененко, Ю. О., & Рудник, М. В. (2019). Електротехнічний комплекс з вітро-дизельною установкою гарантованого живлення для тягових підстанцій залізниць. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2 (135). 7-17. DOI: <https://doi.org/10.18664/ikszt.v0i2.164779>
6. Відкриті дані Світового банку, що є цифровим інструментом для аналізу та візуалізації даних з різних аспектів глобального розвитку. URL: <https://databank.worldbank.org/>
7. Shcherbak, Y., Semenenko, Y., Semenenko, O., Karpenko, N., Suprun, O., Plakhtii, O., & Nerubatskyi, V. (2021). Synthesis of the transfer function of the voltage controller in an active filter-stabilizer converter. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. Vol. 2, № 2 (110). 71-77. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.229827>
8. Eldeeb, H. H., Elsayed, A. T., Lashway, C. R., & Mohammed, O. (2019). Hybrid Energy Storage Sizing and Power Splitting Optimization for Plug-In Electric Vehicles, *IEEE Trans. Ind. Appl.* Vol. 55, No. 3. 2252-2262. URL: <https://discovery.fiu.edu/display/pub87448>
9. Wang, K., Hu, H., Chen, J., Zhu, J., Zhong, X., & He, Z. (2019). System-Level Dynamic Energy Consumption Evaluation for High-Speed Railway. *IEEE Trans. Transp. Electrification*. Vol. 5, No. 3. 745-757. DOI: <http://doi.org/10.1109/TTE.2019.2934942>
10. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (2012). *Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів* (Наказ № 91), 145. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0350-12#n11>
11. Three Decades and Counting: A Historical Review and Current Assessment of Electric Utility Energy Efficiency Activity in the States. URL: <http://www.aceee.org/research-report/u123>
12. Міненерговугілля України. (2017). *Правила улаштування електроустановок*. Офіційне видання. 617. URL: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf>
13. IEEE Std 738-2023. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/738/10207/>
14. СОУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016. Стандарт операційної безпеки функціонування Об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Ч. 1. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації магістральних і міждержавних електричних мереж. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=67243
15. СОУ-Н ЕЕ 05.839:2007. Норми часу на ремонт і технічне обслуговування електричних мереж. Т. 10. Пристрої релейного захисту і автоматики типових схем приєднань (ред. 2019 р.). URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=87263
16. Державна адміністрація залізничного транспорту України (2013). *ЦЕ-0038. Інструкція про порядок відбудови пошкодженої контактної мережі електрифікованих залізниць*. (Наказ № 071-Ц/од).
17. American Council for an Energy-Efficient Economy. (2012). *ACEEE State Energy Policy Database*. URL: <http://www.aceee.org/sector/state-policy>
18. Three Decades and Counting: A Historical Review and Current Assessment of Electric Utility Energy Efficiency Activity in the States. (2012). URL: <http://www.aceee.org/research-report/u123>

References

1. CIRED Working Group. (2015). Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks. <https://www.cired.net/wp-content/uploads/2024/12/cired-wg-2015-2-losses-final-report.pdf> [in English].
2. Manito, A., et al. (2019). Technical and non-technical losses calculation in distribution grids using a defined equivalent operational impedance. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13, 8, 1315-1323. <http://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5334> [in English].
3. IEEE Std 738-2023. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. <https://standards.ieee.org/ieee/738/10207/> [in English].
4. Semenenko, O. I., Suprun, O. D., Semenenko, Y. O., Odegov, M. M. (2018). Application of active filter stabilizers in a distributed power supply system. *Electrification of transport*, 15, 61-67. <https://doi.org/10.15802/etr.v0i15.155678> [in Ukrainian].
5. Semenenko, O. I., Suprun, O. D., Semenenko, Y. O., Rudnyk, M. V. (2019). Electrical complex with a wind-diesel installation of guaranteed power supply for railway traction substations. *Information and control systems in railway transport*, 2 (135), 7-17. <https://doi.org/10.18664/ikszt.v0i2.164779> [in Ukrainian].
6. World Bank open data, which is a digital tool for analyzing and visualizing data on various aspects of global development <https://databank.worldbank.org/> [in English].
7. Shcherbak, Y., Semenenko, Y., Semenenko, O., Karpenko, N., Suprun, O., Plakhtii, O., Nerubatskyi, V. (2021). Synthesis of the transfer function of the voltage controller in an active filter-stabilizer converter. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2, 2 (110), 71-77. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.229827> [in English].
8. Eldeeb, H. H., Elsayed, A. T., Lashway, C. R., and Mohammed, O. (2019). Hybrid Energy Storage Sizing and Power Splitting Optimization for Plug-In Electric Vehicles, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 55, 3, 2252-2262. <https://discovery.fiu.edu/display/pub87448> [in English].
9. Wang, K., Hu, H., Chen, J., Zhu, J., Zhong, X., and He, Z. (2019). System-Level Dynamic Energy Consumption Evaluation for High-Speed Railway. *IEEE Trans. Transp. Electr.*, 5, 3, 745-757. <http://doi.org/10.1109/TTE.2019.2934942> [in English].
10. Approved by order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine (2012). *Pravyla tehnicnoi ekspluatazii elektroustanovok spojyvachiv* (Order No. 91), 145. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0350-12#n11> [in Ukrainian].
11. Three Decades and Counting: A Historical Review and Current Assessment of Electric Utility Energy Efficiency Activity in the States. <http://www.aceee.org/research-report/u123> [in English].
12. Minenerhovuhillia Ukrainy (2017). *Pravyla ulashtuvannia elektroustanovok [Rules for the arrangement of electrical installations]*. Official publication. 617. <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf> [in Ukrainian].
13. IEEE Std 738-2023. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. <https://standards.ieee.org/ieee/738/10207/> [in English].
14. SOU MEV EE 40.1-00100227-01:2016. Standart operaziynoi bespeky funkzionuvannya Ob'ednanoi energetychnoi systemy Ukrainy. Pobudova ta ekspluatazia elektrychnyh merej. Tehnichna polityka. Ch. 1. Tehnichna polityka u sferi pobudovy ta ekspluatazii magistralnyh i

mijderjavnyh elektrychnyh merej. https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=67243 [in Ukrainian].

15. SOU-N EE 05.839:2007. Normy chasu na remont i tehniche obslugovuvannya elektrychnyh merej. T. 10. Prystroi releynogo zahystu i avtomatyky typovyh shem pryednan`. https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=87263 [in Ukrainian].

16. Derjavna administratsiya zaliznychnogo transportu Ukrainy. CE-0038. *Instrukziya pro poryadok vidbudovy poschodjenoj kontaktnoi mereji elektryfikovanyh zaliznyts*, (Order No. 071-Z/od) [in Ukrainian].

17. American Council for an Energy-Efficient Economy (2012). *ACEEE State Energy Policy Database*. <http://www.aceee.org/sector/state-policy> [in English].

18. Three Decades and Counting: A Historical Review and Current Assessment of Electric Utility Energy Efficiency Activity in the States. (2012) <http://www.aceee.org/research-report/u123> [in English].

Семененко Юрій Олександрович, кандидат технічних наук, доцент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Український державний університет залізничного транспорту.

ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0001-9422-3528>. E-mail: semenenko_jo@kart.edu.ua. Тел.: (057) 730-10-74.

Любарський Борис Григорович, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричного транспорту та тепловозобудування, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут».

ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0002-2985-7345>. E-mail: lboris1911@ukr.net.

Семененко Олександр Іванович, кандидат технічних наук, доцент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Український державний університет залізничного транспорту.

ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0001-8885-6783>. E-mail: semenoi@i.ua.

Semenenko Yurii, PhD (Tech), Associate Professor, department of Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, Ukrainian State University of Railway Transport.

ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0001-9422-3528>. E-mail: semenenko_jo@kart.edu.ua. Tel.: (057) 730-10-74.

Liubarskyi Borys, Doctor of Technical Science, Full Professor, Head of the Department of Electric Transport and Diesel Locomotive Engineering, National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»; Kharkiv, Ukraine.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2985-7345>. E-mail: lboris1911@ukr.net.

Semenenko Oleksandr, PhD (Tech), Associate Professor, department of Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, Ukrainian State University of Railway Transport.

ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0001-8885-6783>. Tel.: (057) 730-10-74. E-mail: semenoi@i.ua.

Дата надходження статті: 28.07.2026 р.

Дата прийняття статті до друку: 07.09.2026 р.

Дата публікації (оприлюднення) статті: 16.10.2026 р.

Стаття поширюється на умовах ліцензії Creative Commons Attribution License International CC-BY