

ОПТИМІЗАЦІЯ ІНТЕГРУВАННЯ ЕЛЕКТРОХІМІЧНИХ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ

¹Вінницький національний технічний університет

Досліджено процес розміщення електрохімічних накопичувачів енергії (ЕНЕ) у первинних мережах операторів систем розподілу (ОСР). Вони застосовуються для зменшення пікових навантажень електромереж і, як наслідок, зменшення витрат на закупівлю електроенергії на енергетичному ринку, зменшення втрат електроенергії та підвищення якості напруги. Показано, що оптимізація місць приєднання ЕНЕ, їхньої ємності та максимальної потужності заряду/розряду пов'язана з алгоритмічними складнощами. Через комплексність показника ефективності необхідно застосовувати комплексні критерії оптимальності та враховувати активні обмеження. До того ж інвестиційний клімат в Україні, тенденції розвитку розподільних мереж та ринкові механізми спричиняють невизначеність в ухваленні рішень. В роботі запропоновано формалізовану постановку задачі оптимізації інтегрування ЕНЕ у розподільні мережі, а також розроблено метод її розв'язання. Отримані рішення підвищують ефективність планування інвестицій у розвиток систем накопичення енергії, зокрема, враховуючи технічні обмеження з боку ОСР, що сприяє їхній ефективній взаємодії з операторами систем накопичення (ОСН). Для спрощення постановки задачі застосовано її декомпозицію, а для її розв'язання — метод «ідеального струморозподілу» (за втратами електроенергії). За результатами дослідження показано, що цю оптимізаційну задачу можна звести до простішої задачі — розрахунку струморозподілу у заступній схемі електромереж з активними опорами. Економічні чинники враховані шляхом введення до заступної схеми фіктивних опорів. Такий оптимізаційний алгоритм характеризується меншою кількістю обчислень та високою надійністю отримання розв'язку, близького до екстремального. Врахування тенденцій ціноутворення, споживання та вироблення електроенергії протягом тривалих періодів сприяє формуванню обґрунтованих проектних рішень з інтегрування ЕНЕ до розподільних мереж.

Ключові слова: електрохімічний накопичувач енергії, розподільна електрична мережа, оптимізація, втрати, якість електроенергії

1. Вступ

Раціональне використання первинних енергоресурсів стало ключовим фактором сталого економічного зростання через збільшення навантаження на довкілля [1]. Одним з рішень є впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що забезпечать задоволення зростаючих потреб в електроенергії зі скороченням викидів CO₂. Проте будівництво електростанцій на сонячній, вітровій та гідроенергії суттєво змінила режими роботи розподільних електромереж (РЕМ) [2]. Тому оператори систем розподілу (ОСР) зіштовхнулися з новими технічними проблемами, зокрема через добову та річну нестабільність генерування сонячних та вітрових електростанцій [3].

Останнім часом спостерігається тенденція розвитку ВДЕ малої потужності у вторинних розподільних мережах напругою 20-10(6)-0,4 кВ та активних споживачів. Разом з очевидними перевагами це стало одною з причин недотримання якості напруги [4], [5]. Враховуючи, що з покращенням інвестиційного клімату кількість малих ВДЕ у розподільних мережах лише зростатиме, ОСР будуть змушені реконструювати мережі, зокрема з переведенням на вищі класи напруги [4]. Та ці заходи не усувають першопричин проблеми. Негативний вплив різко-змінного навантаження зни-

жує енергоефективність наявних електромереж, а заходи з реконструкції не окупаються. Поза тим, зростання потужності ВДЕ та кількості активних споживачів електроенергії у розподільних мережах супроводжуватиметься зростанням нестабільності потоків енергії, а отже негативно впливатиме на роботу ОСП та енергетичного ринку [5], [6].

Проте є інший шлях вирішення проблеми — впровадження інноваційних системних сервісів на основі сучасної силової електроніки, зокрема накопичувачів електроенергії, які можуть локально впливати на енергоефективність мереж та якість електроенергії [4], [7]. Застосування накопичувачів, зокрема електрохімічних, спрощує підтримання енергобалансу у критичні періоди доби та зменшує необхідні резерви генерування для забезпечення операційної безпеки енергосистеми завдяки зниженню пікового навантаження [8]. У підсумку знижується дисперсія цін електроенергії на внутрішньодобовому ринку. Більше того, знижуються втрати електроенергії на її передачу та розподіл, а необхідність технічного переоснащення розподільних мереж відсувається до того часу, коли вона буде зумовлена зростанням потоків електроенергії, а не збільшенням пікових навантажень.

Приєднання електрохімічних накопичувачів енергії (ЕНЕ) до розподільних мереж пов'язане з низкою технічних проблем. Зокрема проблем оптимізації їхньої потужності, схем приєднання та узгодження графіків роботи з графіками електроспоживання. Тож дослідження у напрямку оптимізації інтегрування систем накопичення енергії (СНЕ) до розподільних мереж залишаються актуальними.

2. Аналіз літературних джерел

Досвід експлуатації РЕМ показує [7], що альтернативою їхньому структурному посиленню є впровадження СНЕ. У [8] наведено перелік допоміжних послуг, які можуть надавати власники СНЕ, або оператори систем накопичення (ОСН), запропоновано комплексні рішення щодо реалізації послуг та досліджено фінансові механізми стимулювання їхнього розвитку. Зазначається, що задачі оптимізації розміщення та керування режимами СНЕ, зокрема розподілених, потребують застосування спеціальних методів моделювання. У [9] наведено аналіз економічних факторів, що перешкоджають інтегруванню СНЕ. У роботі [10] та інших показано, що саме електрохімічні СНЕ є перспективним промисловим рішенням завдяки гнучкості та швидкодії.

Методи оптимізації схем приєднання, конструктивного виконання та номінальних параметрів акумуляторних СНЕ досліджено в [11], [12]. Зокрема в [11] досліджено основні тенденції та технічні рішення щодо впровадження розподілених систем накопичення. У переліку питань, які не знайшли вирішення, зазначається проблема визначення тарифів на конкретні види послуг для ОСН, які б сприяли подальшому розвитку систем накопичення. Зауважено на важливості розроблення методів і підходів для комплексної оптимізації потужності та схем приєднання розподілених СНЕ, які могли б надавати певний перелік допоміжних послуг низці суб'єктів енергоринку. Причиною відсутності комплексного рішення вважається складність формування моделі для узгодженого оцінювання ефекту для кількох суб'єктів.

У [12] подано результати дослідження економічних чинників та технічних обмежень інтегрування СНЕ. Деталізовано критерії оптимальності, а також групи методів оптимізації для розв'язання окремих задач комплексної проблеми. Показано, що для оптимізації впровадження СНЕ малої ємності достатньо суто економічних критеріїв. Проте для інтегрування промислових накопичувачів до РЕМ необхідно враховувати й технічні фактори. Зазначено популярність евристичних алгоритмів оптимізації. Проте через їхню низьку ефективність для задач нелінійної оптимізації, є необхідність розвитку математичного апарату для оптимізації техніко-економічного ефекту від інтегрування накопичувачів до мереж ОСР. Зокрема зауважено на необхідності врахування екологічних факторів у показниках ефективності.

Таким чином, у постановці задачі оптимізації інтегрування СНЕ до розподільних мереж варто враховувати фактори, що визначають ефективність розподілу та якість електроенергії, а також економічний ефект для ОСН. Для промислових СНЕ можна виділити перелік змінних оптимального рішення щодо приєднання їх до розподільних мереж, зокрема це енергетична ємність (МВт·год), номінальна потужність (МВт), або максимальна потужність в режимі розряду/розряду, а також вузол приєднання до мережі.

Враховуючи складність комплексної проблеми інтегрування СНЕ оптимізація зазвичай виконується за енергоємністю, номінальною потужністю розряду та вузлом приєднання до мережі [11]–[13]. Потужність та енергоємність СНЕ розглядаються як незалежні технічні параметри, які попе-

редньо оцінюються, враховуючи інвестиційні можливості ОСН. Хоча ці параметри є дискретними, вони визначаються як неперервні змінні для спрощення пошуку розв'язку з подальшим алгоритмічним заокругленням.

У [13] досліджено методи оптимізації енергоємності та схеми приєднання ЕНЕ. Зокрема аналізувалися евристичні методи, методи оптимізованого пошуку варіантів, методи математичного програмування, аналітичні методи. Встановлено, що для проблеми комплексної оптимізації розміщення накопичувачів у РЕМ наразі немає ефективного вирішення.

Аналіз результатів досліджень показав, що інтегрування та експлуатація СНЕ в розподільних мережах супроводжується невирішеними питаннями. Для пошуку ефективних рішень необхідно застосовувати комплексні критерії оптимальності, у яких враховано певні економічні, технічні та екологічні чинники. В процесі розв'язання задач у такій постановці виникають проблеми із застосуванням відомих алгоритмів пошуку оптимальних рішень. Для отримання синергетичного ефекту необхідно враховувати не лише інвестиційні можливості ОСН та доступний перелік допоміжних послуг, але й технічні обмеження розподільних мереж.

Зважаючи на це, метою дослідження є підвищення ефективності функціонування систем накопичення енергії у мережах ОСР, завдяки розробленню методу та алгоритму оптимізації їхньої енергоємності та схеми приєднання за комплексним техніко-економічним критерієм, що поєднає дохід від надання допоміжних послуг оператором системи накопичення та енергоефективність розподільних мереж. Алгоритм пошуку оптимального рішення побудовано на основі методу «ідеального» струморозподілу [14].

3. Результати дослідження щодо розміщення накопичувачів енергії у розподільних мережах

Постановка задачі оптимізації

Задачу оптимізації приєднання розподіленої системи накопичення енергії до підстанцій РЕМ можна подати так. Для заданого переліку потенційних місць приєднання необхідно визначити оптимальні ємності СНЕ, які б забезпечили максимальну рентабельність капіталовкладень завдяки прибутку від реалізації допоміжних послуг, зокрема зменшення внутрішньодобової нестабільності графіків надходження електроенергії. Обмеження накладаються на профіль напруги на шинах підстанцій, завантаження силових трансформаторів та ліній електропередачі. Перелік підстанцій РЕМ для встановлення накопичувачів визначається з урахуванням технічних умов. Оптимальна ємність кожного ЕНЕ має бути визначена з урахування коефіцієнта корисної дії.

Для спрощення формулювання задачі, використано такі припущення. Режими окремих установок СНЕ вважалися сталими протягом $\Delta t = 30$ хв. Залежність рентабельності капіталовкладень вважалася неперервною функцією енергоємності та номінальної потужності розряду накопичувача. Швидкість заряду задавалася максимальним приростом ємності $\Delta \bar{E}_i$ на проміжку Δt . Це дало змогу подати постановку задачі оптимізації у такому вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} R(\mathbf{X}) = \frac{\Pi_p(\mathbf{X}) + A_p(\mathbf{X})}{K(\mathbf{X})} \rightarrow \max; \mathbf{X} = \{P_i, E_i, L_i, i \in [1 \dots n_H]\}; L_i \in \mathbf{L}, \\ E_{i(t)} = E_{i(0)} - \sum_{t \in \mathbf{T}} \left(\eta P_{Hi(t)|t \in \mathbf{T}_D}^+ - P_{Hi(t)|t \in \mathbf{T}_C}^- \right), \\ D_t = \sum_{i=1}^{n_H} P_{Hi(t)}^+ - \sum_{i=1}^{n_C} P_{Ci(t)} - \Delta P(\mathbf{X}_t); D_t \leq D_{\max}, t \in \mathbf{T}_D, \\ C_t = \sum_{i=1}^{n_H} P_{Hi(t)}^- + \sum_{i=1}^{n_C} P_{Ci(t)} + \Delta P(\mathbf{X}_t); C_t \leq C_{\max}, t \in \mathbf{T}_C, \\ E_{i(t)} \leq E_i, t \in \mathbf{T}; \mathbf{T} = \mathbf{T}_C \cup \mathbf{T}_D, \\ |E_{i(t)} - E_{i(t-1)}| \leq \Delta \bar{E}_i(E_{i(t)}), t \in \mathbf{T}, \\ P_{Hi(t)}^+ + P_{Hi(t)}^- \leq P_i, i \in [1 \dots n_H], t \in \mathbf{T}, \\ U_{i_min} \leq U_{i(t)} \leq U_{i_max}, i \in [1 \dots n_n], I_{i(t)} \leq I_{i_max}, i \in [1 \dots n_b], t \in \mathbf{T}, \end{array} \right. \quad (1)$$

де $\Pi_p(\mathbf{X})$ — річний прибуток; $K(\mathbf{X})$, $A_p(\mathbf{X})$ — капіталовкладення та амортизаційні відрахування, пов'язані з впровадженням СНЕ; \mathbf{X} — множина підстанцій для приєднання, а також оптимізованих параметрів ЕНЕ (номінальна потужність P_i , ємність E_i та ідентифікатор шин L_i для приєднання i -го накопичувача); n_c , n_n , n_n , n_b — відповідно кількість вузлів для потенційного приєднання ЕНЕ, вузлів споживання, вузлів з обмеженою напругою та віток з контрольованим струмом; \mathbf{L} — множина потенційних шин для приєднання накопичувачів розмірністю n_n ; $E_{i(0)}$, $E_{i(t)}$ — енергія, накопичена i -м пристроєм на початок доби та на момент часу t ; $\Delta \bar{E}_i$ — гранична швидкість заряду накопичувача протягом Δt ; η — коефіцієнт корисної дії ЕНЕ; $P_{H_i(t)}^+$, $P_{H_i(t)}^-$, $P_{C_i(t)}$ — потужність розряду й заряду накопичувача та потужність i -го вузла споживання протягом Δt ; $\Delta P(\mathbf{X}_t)$ — втрати потужності у РЕМ протягом Δt ; \mathbf{T}_D , \mathbf{T}_C — множини періодів Δt , протягом яких накопичувалася та віддавалася електроенергія; D_t , C_t , D_{\max} , C_{\max} — поточні та граничні небаланси, які виникають у РЕМ протягом розряду та заряду ЕНЕ відповідно; U_{i_max} , I_{i_max} — тривало-допустимі значення напруг та струмів у контрольованих вузлах і вітках РЕМ відповідно.

Якщо припустити, що режими роботи СНЕ не впливають на втрати електроенергії у РЕМ, рівні напруги та струми в лініях, то задача (1) істотно спрощується

$$\left\{ \begin{array}{l} R(\mathbf{X}) = \frac{\Pi_p(\mathbf{X}) + A_p(\mathbf{X})}{K(\mathbf{X})} \rightarrow \max, \mathbf{X} = \{P_\Sigma, E_\Sigma\}, \\ E_{\Sigma(t)} = E_{\Sigma(0)} - \sum_{t \in \mathbf{T}} \left(\eta P_{H_\Sigma(t)}^+ |_{t \in \mathbf{T}_D} - P_{H_\Sigma(t)}^- |_{t \in \mathbf{T}_C} \right), \\ D_t = P_{H_\Sigma(t)}^+ - \sum_{i=1}^{n_c} P_{C_i(t)} (1 + \Delta P_*); D_t \leq D_{\max}, t \in \mathbf{T}_D, \\ C_t = P_{H_\Sigma(t)}^- + \sum_{i=1}^{n_c} P_{C_i(t)} (1 + \Delta P_*); C_t \leq C_{\max}, t \in \mathbf{T}_C, \\ |E_{\Sigma(t)} - E_{\Sigma(t-1)}| \leq \Delta \bar{E}_\Sigma, t \in \mathbf{T}, \mathbf{T} = \mathbf{T}_C \cup \mathbf{T}_D, \\ E_{\Sigma(t)} \leq E_\Sigma, P_{H_\Sigma(t)}^+ + P_{H_\Sigma(t)}^- \leq P_\Sigma, t \in \mathbf{T}, \end{array} \right. \quad (2)$$

де P_Σ , E_Σ — сумарна потужність та ємність накопичувачів СНЕ; $P_{H_\Sigma(t)}^+$, $P_{H_\Sigma(t)}^-$ — сумарні потужності розряду та заряду накопичувачів СНЕ відповідно; ΔP_* — нормативне значення втрат потужності у відносних одиницях.

У такому формулюванні задача актуальна для ОСН з метою оцінювання обсягів інвестицій, що забезпечать необхідну швидкість повернення капіталовкладень. Для врахування динаміки енергосистеми під час оптимізаційних розрахунків прийнятним є використання типових графіків сумарного електроспоживання РЕМ та цін на внутрішньодобовому ринку електроенергії. Математичний апарат для оптимізації нелінійних неперервних функцій є добре розробленим [15], а отже розв'язання задачі (2) не викликає складності.

Та основним недоліком (2) є практичне ігнорування технічних обмежень з боку розподільних мереж. Реалізація такого рішення може спричинити погіршення енергоефективності ОСР та зниження якості електропостачання споживачів у періоди інтенсивного функціонування СНЕ, а отже необхідність додаткових капіталовкладень у реконструкцію РЕМ. З огляду на це оптимізація параметрів системи накопичення на основі (2) формує лише область оптимальності рішень \mathbf{X} , які забезпечують інвестиційну привабливість для оператора системи накопичення.

Формування технічних рішень щодо інтегрування окремих електроустановок СНЕ має враховувати обмеження з боку ОСР та ефективність експлуатації наявних мереж. Взятши за цільову функцію залежність рентабельності витрат на приєднання СНЕ від їхньої ємності та місця приєднання задачу оптимізації можна подати так:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 R'(\mathbf{X}) = \frac{\Pi'_p(\mathbf{X}) + A'_p(\mathbf{X})}{K'(\mathbf{X})} \rightarrow \max, \mathbf{X}_t = \{E_i, L_i, i \in [1 \dots n_n]\}, L_i \in \mathbf{L}, \\
 E_{i(t)} = E_{i(t-1)} - \left(\eta P_{Hi(t)}^+ |_{t \in T_D} - P_{Hi(t)}^- |_{t \in T_C} \right), \\
 |E_{i(t)} - E_{i(t-1)}| \leq \Delta \bar{E}_i(E_{i(t)}), t \in \mathbf{T}, \\
 E_{i(t)} \leq E_i, P_{Hi(t)}^+ + P_{Hi(t)}^- \leq P_i, \\
 \sum_{i=1}^{n_n} E_{i(t)} \leq E_\Sigma, \sum_{i=1}^{n_n} P_{i(t)} \leq P_\Sigma, i \in [1 \dots n_n], \\
 U_{i_min} \leq U_{i(t)} \leq U_{i_max}, i \in [1 \dots n_n], t \in \mathbf{T}, \\
 I_{i(t)} \leq I_{i_max}, i \in [1 \dots n_n], t \in \mathbf{T},
 \end{array} \right. \quad (3)$$

де $\Pi'_p(\mathbf{X})$ — прибуток ОСР від зниження втрат електроенергії; $K'(\mathbf{X})$, $A'_p(\mathbf{X})$ — капіталовкладення та відповідні амортизаційні відрахування, пов'язані з приєднанням СНЕ до електромереж. Рішення, отримані згідно з (3), дають можливість врахувати обмеження ОСР та підвищити їхню зацікавленість у видачі технічних умов на приєднання таких електроустановок.

Розв'язання задачі

Як зазначалося вище, для спрощення розв'язання задачі (1) доцільно застосувати декомпозицію [15]. Спочатку на основі (2) визначити сукупну ємність СНЕ з огляду на економічні інтереси ОСН. А далі, використовуючи (3) та оптимізуючи розподіл накопичувачів СНЕ між дозволеними підстанціями для кожного періоду Δt уточнити місця їхнього приєднання, кількість електроустановок для кожного майданчика, їхні оптимальні ємності та потужності для надання заданого переліку допоміжних послуг. На цьому етапі джерелом доходу ОСР вважається зменшення втрат електроенергії в електромережах.

Для розв'язання таких задач високу ефективність демонструє метод «ідеального» струморозподілу [14], на основі принципу Гамільтона. Для заданого періоду часу оптимальні потужності джерел та споживачів електроенергії (зокрема й накопичувачів енергії), що відповідають мінімуму втрат електроенергії, можна визначати моделюючи «ідеальний» режим електромережі. Для його відтворення використовують специфічні заступні схеми мереж (R -схеми), що містять лише дисипативні елементи [14]. Економічні витрати, пов'язані з приєднанням та експлуатацією нового обладнання, враховуються у R -схемі додатковими дисипативними елементами, вартість втрат енергії в яких еквівалентна відповідним витратам. Опори цих елементів визначаються економічними чинниками, поточними значеннями оптимізованих змінних \mathbf{X} та параметрами режиму РЕМ [14].

На відміну від аналітичних методів оптимізації, такий підхід суттєво зменшує кількість обчислень, а розв'язок наближається до глобального мінімуму втрат енергії, або іншої цільової функції поданої у вигляді еквівалентних втрат [15]. Скорочення витрат часу на оптимізацію параметрів СНЕ для окремого проміжку Δt дає змогу формувати базу оптимальних рішень для тривалих розрахункових періодів, а отже ухвалювати обґрунтованіші рішення щодо розміщення, ємності та графіків функціонування окремих накопичувачів.

Враховуючи зазначене, для розв'язання задачі (3) використано метод «ідеального» струморозподілу. Заступна схема для його імітації показана на рис. 1.

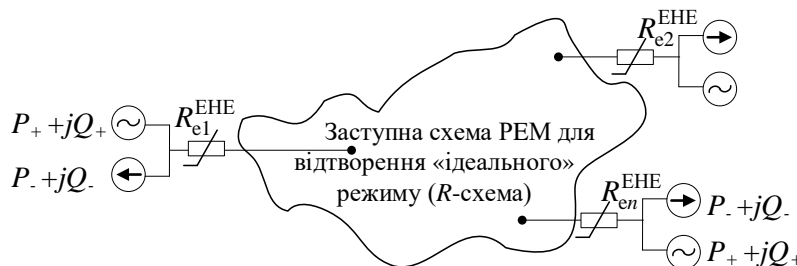


Рис. 1. Заступна схема електромережі для розрахунку «ідеального» струморозподілу за рентабельністю приєднання накопичувачів енергії

Фіктивні опори R_e забезпечують врахування економічних чинників, зокрема капіталовкладень на приєднання накопичувачів до розподільних мереж, експлуатацію основного обладнання тощо.

Формула для розрахунку та коригування економічного опору R_e отримана з виразу для визначення рентабельності капіталовкладень в приєднання СНЕ (3) після наступної послідовності перетворень [15]. Оскільки для приєднання електрообладнання до РЕМ застосовують переважно типові рішення, то сумарні капіталовкладення K для приєднання заданої сукупності накопичувачів можна взяти умовно сталими. Після чого задача пошуку максимуму рентабельності може бути зведена до задачі мінімізації відносних експлуатаційних видатків:

$$B_* = \sum_t \left(\Delta P_{(t)} \Delta t (1 - \alpha_{\pi}) \frac{C_{(t)}}{K} + \left(\alpha_e + \alpha_{\Delta W} \sum_{i=1}^{n_H} P_{i(t)} \Delta t \frac{C_{(t)}}{K} + \alpha_p \right) (1 - \alpha_{\pi}) + \alpha_{кр} + \alpha_p \right). \quad (4)$$

де $\Delta P_{(t)}$ — втрати потужності в РЕМ після приєднання накопичувача з урахуванням заданого графіка його роботи; $C_{(t)}$ — ціна на внутрішньодобовому ринку електроенергії протягом t -го періоду; K , α_e , α_p — відповідно капіталовкладення на приєднання ЕНЕ, відносні витрати на їх експлуатацію та амортизаційні відрахування; $\alpha_{\Delta W}$ — питомі втрати енергії в накопичувачі; α_{π} — податок на прибуток; $\alpha_{кр}$ — витрати на кредити.

Використовуючи відносну вартість втрат електроенергії $C_{(t)}/K$ експлуатаційні видатки (4) перетворено в еквівалентні втрати електроенергії

$$\Delta W_{екв} = \sum_t \left(\Delta P_{(t)} \Delta t + \alpha_{\Delta W} \sum_{i=1}^{n_H} P_{i(t)} \Delta t + \frac{K}{C_{(t)}} \left((\alpha_e + \alpha_p) + \frac{\alpha_{кр} + \alpha_p}{(1 - \alpha_{\pi})} \right) \right). \quad (5)$$

Далі еквівалентні втрати (5) перераховано в «економічні» опори для заданого моменту часу t з урахуванням поточної потужності ЕНЕ P_i та модуля напруги на шинах приєднання U_i

$$R_{e_i} = \frac{U_i^2}{P_i} \sum_t \left(\alpha_{\Delta W} + \frac{K}{C_{(t)} P_{i(t)} \Delta t} \left((\alpha_e + \alpha_p) + \frac{\alpha_{кр} + \alpha_p}{(1 - \alpha_{\pi})} \right) \right). \quad (6)$$

Оскільки «економічний» опір (6) залежить від потужності ЕНЕ $P_{i(t)}$, цін на електроенергію $C_{(t)}$ та параметрів режиму РЕМ U_i , то він буде змінюватися під час пошуку рішення. Тож заступну схему для імітації «ідеального» струморозподілу необхідно коригувати від ітерації до ітерації.

Алгоритм оптимізації потужності та місць приєднання СНЕ

Для кожного часового інтервалу Δt розраховується усталений режим РЕМ з урахуванням виміряних, або типових графіків навантаження та генерування. Визначаються струми навантаження та генерування у вузлах РЕМ та формується лінеаризована модель цього режиму. Для імітації «ідеального» струморозподілу розподільні мережі подаються у вигляді R -схеми. До вузлів R -схеми, що відповідають шинам підстанцій з технічною можливістю приєднання ЕНЕ, додаються відповідні «економічні» опори (6). Вузли R -схеми, що розміщені за «економічними» опорами, вважаються балансувальними за активною потужністю.

За результатами розв'язання системи лінійних рівнянь усталеного режиму РЕМ у формі балансу струмів визначається струморозподіл, що відповідає мінімуму втрат потужності в заступній R -схемі. Завдяки економічним опорам, розрахований струморозподіл буде відповідати мінімуму еквівалентних втрат енергії (5), а отже — максимуму рентабельності приєднання ЕНЕ (3). Далі розрахункові струми у вітках заступної схеми з економічними опором ЕНЕ перераховують у потужності й отримують оптимальні потужності заряду/розряду ЕНЕ для t -го періоду часу.

Після цього, на основі повної моделі РЕМ перевіряють обмеження за напругами у вузлах та за струмовими навантаженнями основного обладнання. Якщо обмеження не виконуються, то коригуються параметри регульовальних пристроїв на підстанціях. І лише якщо регульовального ефекту недостатньо розрахункові потужності ЕНЕ змінюються під дією обмежень. Ітераційне уточнення результатів оптимізації продовжується доки прирости «економічних» опорів для всіх ЕНЕ не виявляться меншими за задану точність ε . Після цього переходять до наступного ступеня добового

графіка навантаження енергосистеми.

Отримані дані використовують для вибору вузлів приєднання ЕНЕ з переліку доступних підстанцій, а також для визначення графіків їхнього заряду/розряду. Ці графіки дають змогу визначити кількість накопичувачів у СНЕ та їхні конструктивні параметри, зокрема оптимальні ємності, що відповідають розв'язку задачі (1).

Обчислювальні експерименти

Задача оптимального інтегрування накопичувачів енергії до розподільної мережі (1) розв'язана за поданим вище алгоритмом. Для визначення оптимальної ємності СНЕ, відповідно до (2) застосовано градієнтний метод. За графіками надходження електроенергії (рис. 2а) та графіками цін на внутрішньодобовому ринку електроенергії (рис. 2б) визначено оптимальні потужності заряду/розряду СНЕ ємністю від 4 до 40 МВт год.

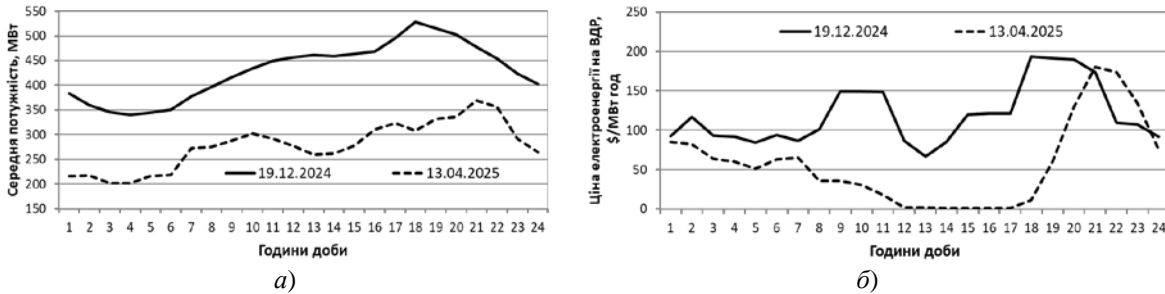


Рис. 2. Приклади графіків: а — надходження електроенергії до РЕМ; б — зміни цін електроенергії на внутрішньодобовому ринку

Приклад оптимальних графіків заряду/розряду системи накопичення ємністю 40 МВт год подано на рис. 3а (для 19.12.24 р.) та на рис. 3б (13.04.25 р.). З рис. 3 випливає, що максимальний дохід можна отримати, якщо узгодити графіки заряду/розряду СНЕ з добовим циклом зміни ціни на електроенергію. З огляду на це, необхідно виконувати два цикли заряду/розряду за добу (рис. 3).

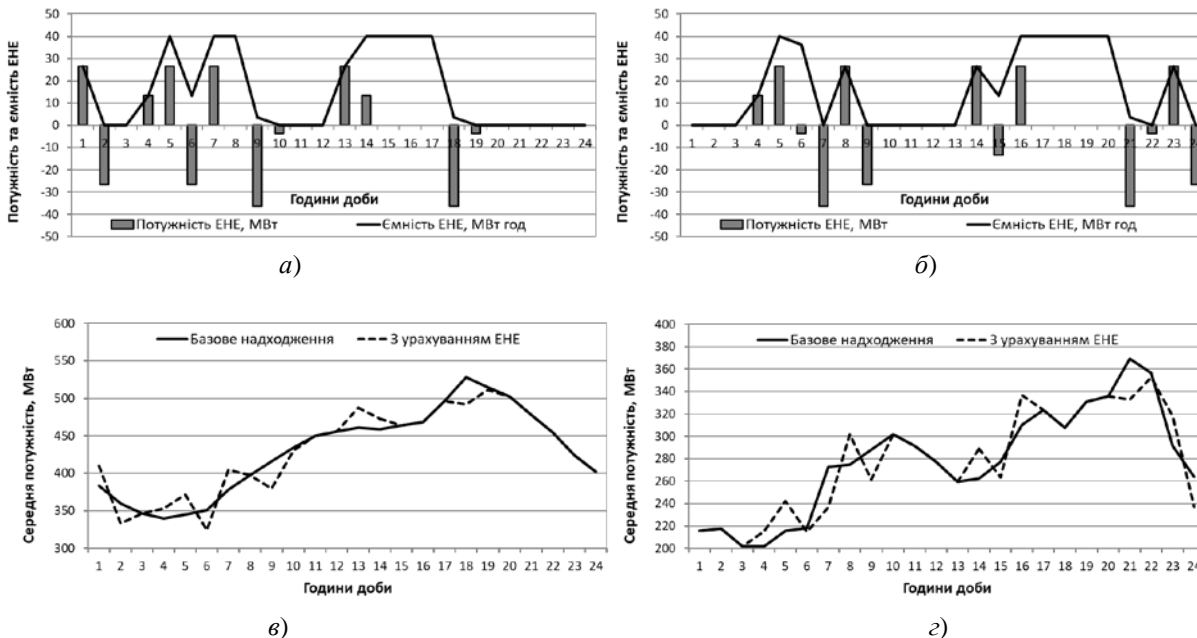


Рис. 3. Результати коригування надходження електроенергії до РЕМ системою накопичення енергії ємністю 40 МВт год: а, б — динаміка параметрів СНЕ станом на 19.12.24 р. та 13.04.25 р. відповідно; в, г — коригування графіка надходження електроенергії станом на 19.12.24 р. та 13.04.25 р.

Аналогічні графіки заряду/розряду СНЕ отримано для характерних періодів 2024—2025 років. За результатами розрахунків оцінено очікуваний дохід для ОСН від інтегрування систем накопичення різних ємностей. Економічний ефект оцінювався для календарного року (табл. 1), а також окремо для осінньо-зимового (з жовтня по березень) та весняно-літнього періодів (з квітня по ве-

ресень) (табл. 2), адже вони характеризуються суттєво відмінною динамікою цін на електроенергію (рис. 2б). Результати оптимізаційних розрахунків демонструють стабільну рентабельність капіталовкладень незалежно від ємності СНЕ (табл. 1). Сезонні коливання цін на електроенергію мають певний вплив. Підвищення прайскепів в осінньо-зимовий період збільшило загальний рівень цін і, як наслідок, очікувано зріс дохід від впровадження СНЕ (табл. 2) та підвищилася рентабельність. Протягом весняно-літнього періоду зростання виробництва енергії ВДЕ і, як наслідок, збільшення витрат на резервування енергосистеми, викликало волатильність цін. І хоча рівень цін переважно нижчий, рівень доходів від впровадження СНЕ практично не відрізняється від осінньо-зимового періоду.

Аналіз економічного ефекту для різних варіантів ємності СНЕ продемонстрував прийнятні та близькі значення терміну окупності капіталовкладень. Тож прийняття кінцевого рішення залежить від інвестиційної спроможності оператора системи накопичення. Далі для кожного з варіантів ємності СНЕ визначено оптимальну схему приєднання накопичувачів до підстанцій РЕМ. Для реалізації використовувалися накопичувачі контейнерного типу з номінальною ємністю 3.8 МВт год. Для визначення місць приєднання та оптимальної кількості накопичувачів застосовано метод «ідеального» струморозподілу. Результати подано у табл. 3. З табл. 3 випливає, що завдяки врахуванню економічних чинників у «економічних» опорах заступної схеми, розміщення ЕНЕ визначається не лише фактором чутливості втрат потужності у мережах, але й економічними витратами. З урахуванням цього накопичувачі алгоритмічно «об'єднуються» навколо окремих підстанцій, зменшуючи витрати на їхнє приєднання та подальшу експлуатацію. З табл. 3 випливає, що ці підстанції мають значний резерв за пропускну здатністю, що забезпечується потужними силовими трансформаторами та запасом за потужністю навантаження.

Таблиця 1

**Результати розрахунку річного економічного ефекту від інтегрування СНЕ до розподільних мереж
Акціонерного товариства «Вінницяобленерго»**

Показник	Одиниця вимірювання	Ємності накопичувачів, МВт год						
		4	8	12	16	24	32	40
Зменшення вартості електроенергії	%	0,11	0,23	0,34	0,46	0,69	0,91	1,14
Дохід від зменш. вартості електроенергії	тис. \$/рік	169,8	339,7	509,5	679,3	1019,0	1358,6	1698,3
Капіталовкладення в ЕНЕ	тис. \$	1018,1	2036,1	3054,2	4072,3	6108,4	8144,5	10180,7
Витрати на обслуговування ЕНЕ та приєднання	тис. \$/рік	81,4	162,9	244,3	325,8	488,7	651,6	814,5
Балансовий прибуток	тис. \$/рік	88,4	176,8	265,1	353,5	530,3	707,0	883,8
Відрахування на амортизацію	тис. \$/рік	101,8	203,6	305,4	407,2	610,8	814,5	1018,1
Чистий грошовий потік	тис. \$/рік	190,2	380,4	570,6	760,7	1141,1	1521,5	1901,9
Рентабельність	в.о.	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Термін окупності	рік	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35

Таблиця 2

**Результати оцінювання впливу динаміки цін внутрішньодобового ринку на рентабельність впровадження
СНЕ в розподільних мережах 110/35 кВ Акціонерного товариства «Вінницяобленерго»**

Показник	Одиниця вимірювання	Ємності накопичувачів, МВт год						
		4	8	12	16	24	32	40
Динаміка цін весняно-літнього періоду (квітень–вересень)								
Зменшення вартості електроенергії	%	0,19	0,38	0,57	0,76	1,14	1,53	1,91
Дохід від зменшення вартості електроенергії	тис. \$/рік	82	163	245	326	490	653	816
Чистий грошовий потік	тис. \$/рік	91,8	183,6	275,4	367,2	550,9	734,4	918,1
Рентабельність	в.о.	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Термін окупності	рік	5,55	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54	5,54
Динаміка цін осінньо-зимового періоду (жовтень–березень)								
Зменшення вартості електроенергії	%	0,06	0,13	0,19	0,26	0,39	0,52	0,65
Дохід від зменшення вартості електроенергії	тис. \$/рік	88	176	265	353	529	706	882
Чистий грошовий потік	тис. \$/рік	98,4	196,8	295,2	393,5	590,3	787,1	983,8
Рентабельність	в.о.	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Термін окупності	рік	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17

З результатів розрахунку (табл. 4) випливає, що завдяки ефективному розміщенню ЕНЕ досягнуто стійке збільшення рентабельності капіталовкладень завдяки додатковому доходу від зменшення втрат електроенергії у розподільних мережах 110/35 кВ.

Таблиця 3

Результати оптимізації розміщення ЕНЕ у розподільних мережах Акціонерного товариства «Вінницяобленерго»

Назва вузла розподільної мережі	Потужність трансформатора, МВА	Активне навантаження, МВт	Чутливість втрат потужності, МВт/МВт	Ємність накопичувачів, МВт год						
				4	8	12	16	24	32	40
2СШ-ПС 35 кВ Центральна	16	9,98	0,040	4	8	8	8	8	8	8
1СШ-ПС 110 кВ Південна	25	13,76	0,025	—	—	—	—	8	12	12
2СШ-ПС 110 кВ Південна	25	12,19	0,023	—	—	—	—	—	4	12
ПС 110 кВ Чечельник	16	5,16	0,048	—	—	4	4	4	4	4
ПС 110 кВ Ямпіль	10	5,22	0,044	—	—	—	4	4	4	4
Очікуване зниження втрат електроенергії, МВт год/рік				262	518	770	1020	1503	1965	2409

Таблиця 4

Результати оцінювання рентабельності впровадження СНЕ в розподільних мережах 110/35 кВ Акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з урахуванням зменшення втрат електроенергії

Показник	Одиниця вимірювання	Ємності накопичувачів, МВт год						
		4	8	12	16	24	32	40
Зменшення вартості електроенергії	%	0,14	0,28	0,41	0,55	0,82	1,10	1,36
Дохід від зменшення вартості електроенергії	тис. \$/рік	169,6	339,3	508,8	678,0	1016,5	1355,4	1694,2
Дохід від зменшення вартості втрат	тис. \$/рік	35,6	70,5	104,7	138,7	204,4	267,3	327,6
Сукупний дохід	тис. \$/рік	205,2	409,8	613,6	816,7	1220,9	1622,6	2021,8
Капіталовкладення в ЕНЕ	тис. \$	1018,1	2036,1	3054,2	4072,3	6108,4	8144,5	10180,7
Видатки на обслуговування ЕНЕ та приєднання	тис. \$/рік	81,4	162,9	244,3	325,8	488,7	651,6	814,5
Балансовий прибуток	тис. \$/рік	123,8	246,9	369,2	490,9	732,3	971,1	1207,4
Відрахування на амортизацію	тис. \$/рік	101,8	203,6	305,4	407,2	610,8	814,5	1018,1
Чистий грошовий потік	тис. \$/рік	225,6	450,5	674,7	898,1	1343,1	1785,5	2225,4
Рентабельність	в.о.	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Термін окупності	рік	4,51	4,52	4,53	4,53	4,55	4,56	4,57

Обговорення результатів дослідження

Розбудова систем накопичення енергії у сучасних умовах сприяє вирішенню низки проблем забезпечення операційної безпеки енергосистеми, зокрема знижує необхідний експлуатаційний резерв потужності разом з граничними цінами на внутрішньодобовому ринку електроенергії. Інтегрування СНЕ до розподільних мереж також може мати позитивний ефект зменшення втрат електроенергії та підвищення якості електропостачання. Та для цього необхідно комплексно підходити до задачі оптимізації конструктивних параметрів та розміщення установок СНЕ. Через складність задачі (3) зазвичай застосовують її декомпозицію. Потужності та ємності накопичувачів оптимізують за економічними чинниками окремо від режимів розподільних електромереж. Разом з тим приділяють значну увагу врахуванню динаміки цін на енергоринку як визначальному фактору для окупності капіталовкладень. Такий підхід може спричинити складності з подальшим розробленням проектних рішень, або необхідність обмеження режимів СНЕ у обтяжених режимах розподільних мереж.

Тож у роботі запропоновано комплексний підхід, що дає змогу узгодити інтереси операторів систем накопичення та операторів систем розподілу. За результатами дослідження запропоновано метод оптимізації потужності, ємності та схем приєднання установок СНЕ, який має певні переваги. Оскільки задача комплексної оптимізації інтегрування СНЕ (1) виявилася достатньо складною, запропоновано її декомпозицію. Сумарну ємність СНЕ пропонується визначати без урахування технічних обмежень з боку ОСР, враховуючи динаміку цін електроенергії та наявний обсяг інвестицій. Для ідентифікації режимів та місць встановлення окремих установок СНЕ запропоновано використовувати комплексний критерій оптимальності (3) та метод оптимізації на основі імітації

«ідеальних» режимів розподільних мереж за деякими еквівалентними втратами електроенергії, в яких враховуються також і економічні чинники. Технічні рішення поєднуються через оптимізовані змінні: ємність СНЕ, що є оптимізованою змінною у задачі (2) використовується як одне з обмежень у задачі (3) на стадії визначення місця приєднання окремих накопичувачів.

Для демонстрації ефективності запропонованого методу виконано низку практичних розрахунків. Результати оцінювання економічного ефекту демонструють перспективність інтегрування СНЕ до розподільних мереж, що підтверджується очікуваною окупністю капіталовкладень у межах п'яти років. Встановлено, що швидкість повернення капіталовкладень несуттєво залежить від проектної ємності СНЕ доки вона не наближається до обсягів споживання електроенергії у розподільних мережах (табл. 1, 4).

Режими заряду та розряду установок СНЕ значною мірою впливають на режими роботи розподільних мереж, зокрема на струмові навантаження ліній електропередачі, рівні напруги у вузлах, втрати електроенергії. Тож врахування обмежень ОСР під час оптимізації схем приєднання накопичувачів є обов'язковою умовою формування ефективних проектних рішень. Такий підхід до вибору схеми приєднання СНЕ заданої ємності може сприяти зниженню втрат електроенергії, що співмірне із запровадженням енергоощадних заходів у розподільних мережах (табл. 4). Тож у описаному алгоритмі, уточнення оптимізованих змінних супроводжується контролем обмежень на параметри режиму РЕМ, що забезпечує підтримання належної енергоефективності ОСР та якості електропостачання споживачів.

Висновки

1. Під час формування інвестиційної програми ОСН проектну ємність системи накопичення та швидкість повернення капіталовкладень визначають, відповідно до потенційного доходу від реалізації допоміжних послуг, зокрема стабілізації графіків надходження електроенергії, зменшення штрафних санкцій для виробників електроенергії з відновлюваних джерел тощо. Зростання ємності СНЕ, а разом з нею й потужності заряду, може спричинити додаткові обмеження для функціонування розподільних мереж. Врахування впливу накопичувачів на режими розподільних електромереж пов'язане з певними складнощами. Тож, запропоновано її декомпозицію на задачі, актуальні для операторів систем накопичення та розподілу.

2. Оптимізація інтегрування СНЕ до мереж оператора системи розподілу має починатися з визначення узагальнених параметрів системи накопичення, зважаючи на наявні механізми економічного стимулювання та обсяги інвестицій ОСН. Після цього оптимізується приєднання окремих установок СНЕ з урахуванням обмежень з боку оператора системи розподілу. Попередньо визначена ємність СНЕ використовується як верхня межа ємності приєднаних накопичувачів. Для зменшення ризику погіршення енергоефективності розподільних мереж та якості електропостачання споживачів, ця задача розв'язується за методом «ідеального» струморозподілу з урахуванням режимних обмежень.

3. Для розподільних мереж енергопостачальної компанії «Вінницяобленерго» визначено оптимальні схеми приєднання установок СНЕ з різною сумарною ємністю. Показано, що без урахування впливу режимів роботи накопичувачів електроенергії на втрати у розподільних мережах швидкість повернення капіталовкладень становить близько п'яти років. Врахування додаткового прибутку енергопостачальної компанії від зниження втрат сприяє додатковому зменшенню терміну окупності, проте модель набуває чутливості до схем приєднання та ємності СНЕ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] B.G. Kálmán, L. Vasa, and S. Malatyinszki, "Sustainable economic goals based on determinants of resource productivity in 408 the Netherlands and Hungary," *Environmental Economics*, no. 16 (1), pp. 114-128, 2025. [https://doi.org/10.21511/ee.16\(1\).2025.09](https://doi.org/10.21511/ee.16(1).2025.09).
- [2] K. Clement, E. Haesen, and J. Driesen, "Stochastic analysis of the impact of plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid," in *Proc. CIREN 20th Int. Conf. Exhib. Electric. Distribution*, Part 2, 2009, pp. 1-4. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5371206>.
- [3] J. Delgado, R. Faria, P. Moura, and A. T. de Almeida, "Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese electrical grid," *Transp. Res. Part D Transport Environ.*, vol. 62, pp. 372-385, Jul. 2018. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920916306095>.
- [4] Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, і С. П. Денисюк, «Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення.» *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 44-50. 2015. <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/61922>.
- [5] D. Streimikiene, "Renewable energy technologies in households: Challenges and low carbon energy transition justice," *426 Economics and Sociology*, no. 15 (3), pp. 108-120, 2022. <https://doi.org/10.14254/2071-789X.2022/15-3/6>.
- [6] J. Tang, D. Cai, C. Yuan, Y. Qiu, X. Deng, and Y. Huang, "Optimal configuration of battery energy storage systems us-

ing for 431 rooftop residential photovoltaic to improve voltage profile of distributed network,” *J. Eng.* 2019, 432, pp. 728-732. 2019. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8386> .

[7] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, “Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, pp. 1205-1230, Aug. 2018. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301606> .

[8] M. Stecca, L. R. Elizondo, T. B. Soeiro, P. Bauer and P. Palensky, “A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks,” in *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 46-65, 2020. <https://doi.org/10.1109/OJIES.2020.2981832> . Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9040552> .

[9] G. Castagneto Gissey, P. E. Dodds, and J. Radcliffe, “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation,” *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 781-790, Feb. 2018. [Electronic resource]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731331X> .

[10] E. Telaretti, and L. Dusonchet, “Stationary battery technologies in the U.S.: Development Trends and prospects,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 380-392, Aug. 2017. [Electronic resource]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116307882> .

[11] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, “Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 109-125, 2018. [Electronic resource]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301436> .

[12] H. Saboori, R. Hemmati, S. M. S. Ghiasi, and S. Dehghan, “Energy storage planning in electric power distribution networks. A state-of-the-art review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79 (C), pp. 1108-1121, 2017. [Electronic resource]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117308080> .

[13] K. Das Choton, Octavian Bass, Ganesh Kothapalli, Thair S. Mahmoud, and Daryoush Habibi, “Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1205-1230, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068> .

[14] П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський, і В. В. Тептя, *Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці*. моногр. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014, 212 с. ISBN 978-966-641-576-2.

[15] V. Kulyk, O. Burykin, and V. Pirnyak, “Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes,” *Technology audit and production reserves*, vol. 40, no. 2/1, pp. 59-65, 2018.

Рекомендована кафедрою електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 4.06.2025

Кулик Володимир Володимирович — д-р техн. наук, доцент, професор кафедри електричних станцій та систем, e-mail: kulyk.v.v@vntu.edu.ua ;

Тептя Віра Володимирівна — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій та систем, e-mail: teptyavira@gmail.com .

Вінницький національний технічний університет, Вінниця

V. V. Kulyk¹

V. V. Teptia¹

Optimization of the Integration of Electrochemical Energy Storage to Improve the Energy Efficiency of Distribution Networks

Vinnitsia National Technical University

The paper investigates the process of placing electrochemical energy storage (EES) in the primary networks of distribution system operators (DSOs). They are used to reduce peak loads on power grids and, as a result, reduce costs for purchasing electricity on the energy market, decrease electricity losses and improve voltage quality. It is shown that the optimization of EE connection points, their capacity and maximum charge/discharge power is associated with algorithmic difficulties. Due to the complexity of the efficiency indicator, it is necessary to apply complex optimality criteria and take into account active constraints. In addition, the investment climate in Ukraine, trends in the development of distribution networks and market mechanisms cause uncertainty in decision-making. The paper proposes a formalized formulation of the problem of optimizing the integration of EEs into distribution networks, and also develops a method for solving it. The obtained solutions increase the efficiency of planning investments in the development of energy storage systems, in particular, taking into account technical limitations on the part of DSOs, which contributes to their effective interaction with storage system operators (SSOs). To simplify the problem formulation, its decomposition was used, and to solve it, the method of ideal current distribution (by electricity losses). The results of the study show that this optimization problem can be reduced to a simpler problem — calculating current distribution in an equivalent circuit of electrical networks with active resistances. Economic factors are taken into account by introducing fictitious resistances into the equivalent circuit. Such an optimization algorithm is characterized by a smaller number of calculations and high reliability of obtaining a solution close to the extreme. Taking into account trends in pricing, consumption and generation of electricity over long periods contributes to the formation of justified design decisions for the integration of ENE into distribution networks.

Keywords: electrochemical energy storage, distribution electrical network, optimization, losses, quality of electricity.

Kulyk Volodymyr V. — Dr. Sc. (Eng.), Associate Professor, Professor of the Chair of Electrical Power Plants and Systems, e-mail: teptyavira@gmail.com ;

Teptia Vira V. — Cand. Sc. (Eng.), Associate Professor, Associate Professor of the Chair of Electrical Power Plants and Systems, e-mail: teptyavira@gmail.com