

**ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

**О.В. Кириленко\***, академік НАН України, **І.В. Блінов\*\***, докт. техн. наук,  
**Є.В. Парус\*\*\***, канд. техн. наук, **І.В. Трач\*\*\*\***, канд. техн. наук  
Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна, e-mail: [ied1@ied.org.ua](mailto:ied1@ied.org.ua)

*Розглянуто варіанти застосування систем накопичення електроенергії (СНЕ) в електричних мережах. Формалізовано загальний підхід до вирішення задач ефективного використання СНЕ в електричних мережах. Запропоновано математичні моделі оцінки їхньої ефективності використання та визначення оптимальної конфігурації, зокрема з метою регулювання режимів електричних мереж. Розглянуто роботу електричної мережі з приєднаною групою з чотирьох СНЕ. За базову модель обрано стандартну тестову IEEE 33-вузлову мережу 12,6 кВ. Запропоновано цільову функцію, що відображає вигоду від встановлення СНЕ та складається з річної вартості купівлі/продажу електричної енергії СНЕ, річної вартості від зменшення активних втрат в електричній мережі за рахунок роботи СНЕ та відповідних інвестиційних витрат. Наведено результати оптимізаційних розрахунків з використанням запропонованої цільової функції та виконано порівняльний аналіз отриманих результатів в частині складових функцій вигоди використання СНЕ за умови усунення відхилень рівнів напруги в окремих вузлах електричної мережі від нормованих значень. Бібл. 33, рис. 2, табл. 2.*

**Ключові слова:** система зберігання електроенергії, ринок електричної енергії, оптимізація, відновлювані джерела енергії, електричні мережі.

**Вступ.** Сьогодні в Україні спостерігається стрімкий розвиток та впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячних та вітрових електричних станцій [1-3]. Разом із позитивними рисами, перш за все такими, як зменшення шкідливих викидів у атмосферу [4, 5] та залучення інвестицій у цей сектор енергетики, зростання частки ВДЕ в загальному балансі об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України створює ризики порушення балансової надійності енергосистеми, оскільки електростанції, що працюють на ВДЕ, мають негарантований, змінний графік генерування електричної енергії (ЕЕ) як впродовж доби, так і значні сезонні коливання обсягів виробництва [6]. Подальше зростання частки ВДЕ в балансі ОЕС України [7] неможливе без збільшення обсягів первинного, вторинного регулювання частоти та потужності, а також резерву заміщення в енергосистемі [8].

Задля регулювання частоти зазвичай використовують гідроелектростанції, обсяг резервів яких в Україні є обмеженим, а також теплові електростанції (ТЕС), які за таких умов мають працювати з запасом потужності для покриття коливань потужності ВДЕ. Збільшення частки ВДЕ та тенденція максимального використання потужності ВДЕ за рахунок збільшення запасу потужності ТЕС негативно впливає на ефективність використання останніх, а також зменшує позитивні тенденції декарбонізації енергетики в зв'язку зі збільшенням викидів CO<sub>2</sub>. Іншим аспектом впливу ВДЕ є те, що для відгалужень зі слабкими зв'язками з джерелом живлення значна ін'єкція потужності від ВДЕ в середині та в кінці таких ліній призводить до погіршення якості ЕЕ, зокрема, значення напруги у вузлах може відхилитися від діапазону номінальних значень напруги, а саме мінімальних та максимальних, зокрема в режимі максимальних навантажень електричних мереж (ЕМ).

Крім того низька точність прогнозування відпуску ЕЕ з ВДЕ [9] призводить до збільшення обсягів небалансів на балансуєчому ринку, збільшує вартість таких небалансів, а це, в свою чергу, до збільшення цін на ЕЕ в оптовій частині ринку та зменшення експортного потенціалу ОЕС України і підвищення ціни у кінцевого споживача [10].

Таким чином, сьогодні актуальною задачею є запровадження нових механізмів, які забезпечуватимуть стабільність роботи ОЕС України за умови подальшого розвитку ВДЕ.

Одним з найбільш перспективних напрямків регулювання режимів ЕМ та графіку відпуску ЕЕ з ВДЕ, що набуває широкого розповсюдження в світі, є впровадження систем накопичення ЕЕ (СНЕ) [11-13]. Крім того впровадження СНЕ [14] дає змогу вирішувати інші задачі, пов'язані із наданням допоміжних послуг з регулювання напруги [15], а також регулювання частоти в електроенергетичній системі, що стають все більш нагальними у зв'язку із впровадженням нового ринку ЕЕ в Україні [16, 17], перспектив його подальшої інтеграції до європейських ринків [18], створення віртуальних електростанцій [19] та функціонування роздрібного ринку ЕЕ [20].

Вочевидь, сьогодні основна перешкода до масштабного впровадження СНЕ в електроенергетичних системах пов'язана з високою вартістю таких систем. Проте останнє десятиріччя спостерігається стійка тенденція до зниження їхньої вартості. Так з 2010 по 2018 рік ціна на СНЕ зменшилася з 2160 до 176 \$ США за 1 кВт\* год. [21], а до 2025 року прогнозується падіння ціни до 94 \$ США на окремі види СНЕ. Вже зараз вважається комерційно вигідним застосування СНЕ задля балансування режимів на системних підстанціях та вирівнювання графіків відпуску ЕЕ з ВДЕ. Подальше зменшення вартості СНЕ призводитиме до розширення кола задач, вирішення яких за допомогою СНЕ стає комерційно вигідним.

Сьогодні пропонуються різні математичні моделі задля розв'язання окремих задач використання СНЕ [11, 12, 14]. Проте відсутність єдиного підходу до розв'язання задачі оцінки впливу СНЕ на режими роботи електроенергетичних систем унеможливує адекватну порівняльну оцінку інвестиційної привабливості різних проектних рішень.

**Метою статті** є формалізація постановки задачі оцінки ефекту від використання СНЕ в ЕМ як в узагальненому вигляді, так і за деталізації рішення конкретних задач контролю режимів ЕМ, а також опис розроблених математичних моделей на основі виконаної формалізації та підтвердження їхньої працездатності з використанням ретроспективних даних.

**Огляд існуючих методів.** Розширення впровадження СНЕ пов'язано з рядом особливостей розвитку ЕМ [22]. Йдеться про збільшення частки ВДЕ з різкими коливаннями обсягів відпуску ЕЕ, зростанням вимог до режимів електроспоживання та стрімким зменшенням вартості СНЕ. Переважна більшість запропонованих рішень орієнтована на оптимізацію режимів ЕМ з використанням СНЕ як засобу уникнення реконструкції системи передачі або розподілу ЕЕ в комплексі з іншими технічними рішеннями, а також забезпечення балансування обсягів виробництва і споживання ЕЕ в умовах обмеженої пропускної спроможності ЕМ [23].

Наприклад, в [24] запропоновано в розподільних ЕМ зі значною часткою ВДЕ використовувати СНЕ задля підтримання напруги в нормованому діапазоні. В дослідженні [25] як цільову функцію запропоновано використовувати втрати активної потужності в ЕМ, а в [26] цільова функція визначає тривалість резервування ЕЕ СНЕ з урахуванням обмеженої величини накопичення ЕЕ в СНЕ. Підвищення надійності електропостачання споживачів покладено в основу методики, запропонованої в [27], де виконується мінімізація недовідпуску ЕЕ (показник ENS). Відомі також дослідження впливу СНЕ на динамічну стійкість енергосистеми [13]. Приклад багатокритеріальної оптимізації функції загальної вартості ЕМ наведено в [28], де показано як СНЕ впливають на зменшення пікових навантажень та покращення параметрів якості ЕЕ. В [29] запропоновано метод визначення оптимальних місць і ємності СНЕ задля забезпечення оптимального розподілу потужностей у фідерах та збільшення пропускної спроможності ЕМ.

Як видно, запропоновані методи спрямовано на вирішення окремих режимних чи техніко-економічних проблем та прив'язуються до існуючих технологічних можливостей СНЕ. Подальше зниження вартості СНЕ та розширення їхніх функціональних можливостей призведе до потреби у створенні нових методів пошуку оптимальних рішень використання СНЕ. При цьому наведені критерії економічної ефективності віднесено до функціонування ЕМ та не відображають рівень інвестиційної привабливості запропонованих рішень.

Авторами запропоновано розв'язувати задачу встановлення СНЕ шляхом введення цільової функції максимізації вигоди від використання СНЕ як засобів регулювання режимів ЕМ. При цьому надані послуги з регулювання визначаються групою обмежень у вигляді рівностей та нерівностей під час опису математичної моделі режиму ЕМ. Такий підхід дає змогу створити оптимізаційні моделі, які легко модифікуються у разі розширення функцій СНЕ шляхом введення нових груп обмежень.

**Модель оцінки економічної ефективності СНЕ.** За цільову функцію в узагальненому вигляді обрано максимізацію вигоди від надання послуг з регулювання режимів ЕМ за рахунок використання СНЕ  $B() \rightarrow \max [\text{€}]$ .

Система обмежень рівностей та нерівностей формується з наступних груп: модель режиму ЕМ, рівень інвестиційних витрат у впровадження СНЕ, технологічні обмеження СНЕ. Розглянемо більш детально принципи формального опису кожної із вказаних складових.

Модель режиму ЕМ традиційно подається у вигляді рівнянь балансу струмів у вузлах, а також обмежень на рівні напруг у цих вузлах і значень струмів у гілках заступної схеми ЕМ. Оскільки основні технічні характеристики СНЕ визначаються обсягами накопиченої ЕЕ, модель режиму ЕМ більш доцільно описувати через потоки ЕЕ, значення яких визначаються активною потужністю. Тоді модель режиму ЕМ з  $N$  вузлами та  $J$  ділянками подаватиметься у вигляді

$$\begin{cases} \sum_{i \in n} P_{i(n)} = 0 \forall n \in N \\ U_n^{(\min)} \leq U_n^{(p)} \leq U_n^{(\max)} \forall n \in N, \\ P_j^{(p)} \leq P_j^{(\max)} \forall j \in J \end{cases} \quad (1)$$

де  $P_{i(n)}$  – потужність, що передається через прилеглі до вузла  $n$  ділянки;  $U_n^{(\min)}$ ,  $U_n^{(\max)}$ ,  $U_n^{(p)}$  – відповідно мінімальне, максимальне та розрахункове значення напруги у вузлі  $n$ ;  $P_j^{(p)}$ ,  $P_j^{(\max)}$  – відповідно розрахункове та максимальне значення потужності на ділянці  $j$ .

Наведена лінійна модель ЕМ дає змогу легко оцінити вплив СНЕ на режим. За потреби така модель може бути розширена залежностями потужності від напруги та реактивними складовими режиму ЕМ, що дозволить більш точно розраховувати режимні параметри, але суттєво збільшить обсяги обчислень.

Інвестиційна складова СНЕ враховує затрати на закупівлю та встановлення СНЕ в ЕМ. У найпростішому випадку встановлення одного накопичувача з відомою ємністю  $W$  у заданій точці ЕМ значення інвестиційної складової на розрахунковий період часу  $h$  визначається як

$$C_h^{\text{інв}} = \frac{CI}{K_h} + S_h, \quad [\text{€}],$$

де  $CI$  – капіталовкладення в СНЕ;  $K_h$  – кількість розрахункових періодів протягом нормативного строку експлуатації СНЕ;  $S_h$  – приведені до розрахункового періоду витрати на обслуговування СНЕ.

За такої постановки задачі інвестиційна складова подається у цільовій функції з від'ємним знаком ( $-C_h$ ) як критерій, збільшення значення якого зменшує інвестиційну привабливість проекту. Наведена найпростіша модель інвестиційної складової дає змогу оцінити доцільність використання ресурсів СНЕ для надання оператору системи передачі послуг з регулювання частоти і активної потужності з урахуванням технологічних обмежень ЕМ. Проте переважна більшість задач використання СНЕ пов'язується з оптимізацією кількості та місць встановлення накопичувачів задля регулювання режимів ЕМ. У цьому випадку для  $m$  перспективних місць встановлення накопичувачів, що є змінною в задачі оптимізації визначається ємність накопичувача  $V_m$ , а інвестиційна складова розраховується як

$$C_h^{\text{інв}} = \sum_m \left( \frac{CI(V_m)}{K_h} + S_h(V_m) \right), \quad [\text{€}],$$

де  $CI(V_m)$ ,  $S_h(V_m)$  – залежності відповідно суми капіталовкладень та витрат на обслуговування від ємності накопичувача у  $m$ -му місці встановлення.

Задля оціночних розрахунків такі залежності подаються у вигляді апроксимованих лінійних характеристик. Це дає змогу використовувати для оптимізації симплекс-метод чи його сучасні похідні. Під час проведення проектування з конкретним переліком накопичувачів такі характеристики подаються дискретним рядом, а для проведення оптимізації застосовуються методи дискретно-лінійного програмування.

До технологічних характеристик накопичувачів, як складових СНЕ, відносяться: ємність СНЕ  $V_{(\text{СНЕ})}^{(\max)}$ , максимальна потужність заряджання  $P_{(\text{зар})}^{\max}$ , максимальна потужність розряджання  $P_{(\text{роз})}^{\max}$ ,

технологічні втрати ЕЕ відповідно в режимах заряджання  $\Delta P_{(зар)}$ , розряджання  $\Delta P_{(роз)}$  та зберігання  $\Delta P_{(збер)}$  ЕЕ.

Слід зауважити, що більшість виробників СНЕ вказують втрати ЕЕ через величину коефіцієнту корисної дії  $K_{еф}$  повного циклу заряд/розряд. Під час проведення оціночних розрахунків ці характеристики задаються апроксимованими лінійними залежностями, а при розробці проектних рішень – числовими рядами. Технологічні характеристики накопичувачів використовуються як складові балансів потужностей та обмеження в моделях послуг з регулювання режимів ЕМ.

Так в кожен момент часу  $t$  потужність заряду  $P_{(зар)t}$  та розряду  $P_{(роз)t}$  ЕЕ обмежені значеннями

$$\begin{cases} P_{(зар)t} \leq P_{(зар)}^{\max} \\ P_{(роз)t} \leq P_{(роз)}^{\max} \end{cases}.$$

Наведена система нерівностей використовується в моделях, що визначають надання послуг з регулювання частоти в ОЕС України. В більшості інших моделей під час оцінки надання послуг з регулювання режимів ЕМ допустимо використовувати припущення щодо рівномірного протягом розрахункової години  $h$  заряду/розряду СНЕ. Під час моделювання циклу заряд/розряд протягом розрахункової доби поточний обсяг накопиченої ЕЕ визначається як різниця між погодинними обсягами заряду  $V_{(зар)h}$  і розряду  $V_{(роз)h}$  від початку розрахункової доби до години  $h$

$$V_h^{(зб)} = \sum_{t=0}^h (V_t^{(зар)} - V_t^{(роз)}).$$

При цьому, виходячи з принципу рівності балансу між зарядом та розрядом в межах оптимізації добового циклу, враховується, що заряд здійснюється у нічні години на початку розрахункової доби та в останню годину доби. В розрахунках припускається, що заряд останньої години доби був здійснений у попередню добу перед розрахунковою добою.

Коефіцієнт корисної дії накопичувача СНЕ за розрахункову годину враховується обмеженням типу рівності:  $V_{(роз)h} = V_{(зар)h} - \Delta P_{(зар)h} - \Delta P_{(роз)h} - \Delta P_{(збер)h}$ .

Для сучасних літєвих накопичувачів в межах добової оптимізації режимів ЕМ допустимо нехтувати втратами під час зберігання ЕЕ і подавати обмеження у вигляді:  $V_{(роз)h} = K_{еф} \cdot V_{(зар)h}$ .

**Моделі послуг СНЕ.** Розглянемо деякі основні види послуг з регулювання режимів ЕМ та особливості формування цільової функції для визначення оптимальної конфігурації СНЕ в цих мережах, де під конфігурацією СНЕ розуміється кількість, ємність та місця встановлення окремих накопичувачів. В основі всіх послуг СНЕ з регулювання режимів ЕМ закладено розділені у часі процеси заряду та розряду накопичувачів. Оскільки в організованих сегментах ринку ЕЕ України таких як ринок «на добу наперед» (РДН) та балансуєчий ринок (БР) [2, 19, 20] здійснюється погодинний облік купівлі/продажу ЕЕ та погодинне нарахування платежів за послуги балансування і допущені небаланси на БР, то базовою формулою для оцінки послуг балансування є сумарний баланс вартості купівлі/продажу погодинних обсягів ЕЕ за добу

$$C_D^{(k/n)} = \sum_{h \in D} (V_{(роз)h} \cdot C_h^{(прод)} - V_{(зар)h} \cdot C_h^{(куп)}), \quad [€],$$

де  $C_h^{(прод)}$ ,  $C_h^{(куп)}$  – ціни відповідно продажу і купівлі ЕЕ у сегменті РДН чи вартість відповідних послуг балансування у сегменті БР на годину постачання  $h$ .

Якщо СНЕ в сегменті БР протягом розрахункової години надає послуги з балансування ЕЕ, то розрахунковим періодом у цьому рівнянні задається визначена Правилами ринку ЕЕ одиниця реального часу 15 хвилин. Значення баланс вартостей купівлі/продажу погодинних обсягів ЕЕ, здійснених під час надання послуги балансування у сегменті БР, за добу використовується як критерій оптимізації цільової функції. У процесі рішення задач вибору оптимальної конфігурації СНЕ (а саме вибору ємності накопичувачів та місць їхнього встановлення) обсяги заряджання і розряджання завжди є змінними у задачі оптимізації. У спрощених оціночних розрахунках та розрахунках з використанням ретроспективних даних можуть використовуватися визначені під час постановки задачі обсяги заряду/розряду накопичувачів.

Задача вибору оптимальної конфігурації СНЕ виключно для купівлі/продажу ЕЕ у сегменті РДН матиме наступну цільову функцію:

$$C_D^{(k/n)} - C_D^{\text{інв}} \rightarrow \max, \quad [\mathcal{E}],$$

де  $C_D^{\text{інв}}$  – приведена до розрахункової доби інвестиційна складова СНЕ,  $C_D^{\text{інв}} = 24 \cdot C_h^{\text{інв}}$ .

Встановлення оптимальної конфігурації СНЕ з метою надання послуг з балансування обсягів виробництва/споживання ЕЕ у сегменті БР проводиться через використання аналогічної цільової функції. У цьому випадку визначення обсягів заряду/розряду як змінних оптимізації дає змогу визначити максимально допустимі для конкретної ЕМ ємності накопичувачів СНЕ

$$V_{(\text{СНЕ})}^{(\max)} = \max(V_{(\text{зар})h} \forall h \in D)$$

та потенційну вигоду від надання такої послуги.

Оптимізація ємності СНЕ для надання послуг у сегменті БР має передбачати наявність резерву «на заряд»  $V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{БР})}$ . Тому, якщо послуга балансування у сегменті БР надається додатково до інших видів послуг, то в розрахунковій схемі ЕМ у перспективних місцях встановлення накопичувачів визначаються окремо ємність для участі на БР та ємність для інших видів послуг балансування режимів та додаткові обмеження рівності:  $V_{(\text{СНЕ})}^{(\max)} = V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{РДН})} + V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{БР})}$ .

Цільова функція у цьому випадку

$$C_D^{(\text{РДН})} + C_D^{(\text{БР})} - C_D^{\text{інв}} \rightarrow \max, \quad [\mathcal{E}],$$

де  $C_D^{(\text{РДН})}$  – вартість купівлі/продажу ЕЕ у сегменті РДН за розрахункову добу  $D$ ;  $C_D^{(\text{БР})}$  – вигода від участі у сегменті БР за розрахункову добу  $D$ .

Рішення такої задачі дає змогу визначити оптимальний розподіл ресурсів СНЕ для різних послуг регулювання режимів ЕМ з урахуванням технологічних обмежень у цій мережі. Якщо передбачена обов'язкова участь окремого СНЕ у сегменті БР із фіксованими обсягами резервування ємності  $K_{(\text{БР})}$ , то до системи обмежень для кожного перспективного місця встановлення накопичувачів додатково встановлюється відношення:  $V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{БР})} = K_{(\text{БР})} \cdot V_{(\text{СНЕ})}^{(\max)}$ . Аналогічно розв'язуються задачі резервування ємності СНЕ для послуг з регулювання частоти в ОЕС України та участі на ринку допоміжних послуг.

Задля оцінки перспектив надання послуги зменшення втрат потужності в модель усталеного режиму ЕМ додатково вводяться розрахунки втрат активної потужності  $\Delta P_j$  для кожної ділянки  $j$ . Вигода від надання цієї послуги оцінюється вартістю зменшених втрат потужності за розрахунковий період. Для розрахункової доби  $D$

$$C_D^{(\Delta P)} = KT_{\Delta P} \cdot \sum_{h \in D} \left( \sum_{j \in J} (\Delta P_{h,j}^{(\text{баз})} - \Delta P_{h,j}^{(\text{СНЕ})}) \cdot C_h^{(\text{РДН})} \right), \quad [\mathcal{E}],$$

де  $KT_{\Delta P}$  – коефіцієнт, яким враховується тарифікація послуги зменшення втрат в ЕМ; за відсутності нормативної бази з надання послуг регулювання режимів ЕМ під час проведення оціночних розрахунків приймаємо  $KT_{\Delta P} = 1$ ;  $\Delta P_{h,j}^{(\text{баз})}$  – втрати потужності на ділянці  $j$  у годину  $h$  для базового режиму без СНЕ;  $\Delta P_{h,j}^{(\text{СНЕ})}$  – втрати потужності на ділянці  $j$  у годину  $h$  для ЕМ з СНЕ;  $C_h^{(\text{РДН})}$  – вартість ЕЕ у сегменті РДН для години постачання  $h$ .

Задля зменшення обсягів обчислень втрати потужності у базовій схемі без СНЕ слід розрахувати окремо, і в задачі оптимізації використовувати вже розраховані величини. За відсутності потреби в резервуванні ємності СНЕ для участі на БР і ринку допоміжних послуг цільова функція  $B$  оптимізації конфігурації СНЕ з надання послуги зменшення втрат активної потужності матиме вигляд

$$B = C_D^{(\text{РДН})} + C_D^{(\Delta P)} - C_D^{\text{інв}} \rightarrow \max, \quad [\mathcal{E}]. \quad (2)$$

Узагальнено цільову функцію оптимізації конфігурації СНЕ для надання всіх описаних вище послуг

$$\begin{cases} C_D^{(\text{РДН})} (V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{РДН})}) + C_D^{(\Delta P)} + C_D^{(\text{БР})} (V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{БР})}) + C_D^{(\text{РДП})} (V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{РДП})}) - C_D^{\text{інв}} (V_{(\text{СНЕ})}^{(\max)}) \rightarrow \max \\ V_{(\text{СНЕ})}^{(\max)} = V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{РДН})} + V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{БР})} + V_{(\text{СНЕ})}^{(\text{РДП})} \end{cases}, \quad [\mathcal{E}],$$

де  $C_D^{(РДН)}(V_{(СНЕ)}^{(РДН)})$  – складова вигоди від купівлі/продажу ЕЕ у сегменті РДН за умови оптимізації обсягів резерву ємності СНЕ (змінної оптимізації)  $V_{(СНЕ)}^{(РДН)}$  для цієї функції;  $C_D^{(\Delta P)}$  – складова вигоди від надання послуги зменшення втрат потужності в ЕМ;  $C_D^{(БР)}(V_{(СНЕ)}^{(БР)})$  – складова вигоди від надання послуги балансування у сегменті БР за умови оптимізації обсягів резерву ємності СНЕ (змінної оптимізації) «на заряд»  $V_{(СНЕ)}^{(БР)}$ ;  $C_D^{(РДП)}(V_{(СНЕ)}^{(РДП)})$  – складова вигоди від надання послуги балансування у сегменті допоміжних послуг за умови оптимізації обсягів резерву ємності СНЕ (змінної оптимізації) «на заряд»  $V_{(СНЕ)}^{(РДП)}$ ;  $C_D^{инв}(V_{(СНЕ)}^{(max)})$  – приведені до розрахункової доби витрати на закупівлю і встановлення СНЕ з повною ємністю  $V_{(СНЕ)}^{(max)}$ .

**Приклад розрахунків.** Розглянемо приклад оцінки економічного ефекту від використання СНЕ у балансуєчій групі для споживачів ЕЕ в межах однієї розподільної ЕМ. В межах балансуєчої групи розв’язуються наступні основні задачі:

– оптимізація витрат на закупівлю ЕЕ у сегменті РДН задля покриття добових графіків навантаження споживачів та заряду накопичувачів СНЕ  $C_D^{(РДН)}$ ;

– визначення оптимальних погодинних графіків заряду/розряду СНЕ протягом доби з урахуванням системи обмежень (1) в частині відхилення рівнів напруг у вузлах від номінальних значень і максимально допустимих значень потужності по ділянкам лінії задля загального зменшення втрат потужності  $C_D^{(\Delta P)}$ ;

– обґрунтування інвестиційних витрат на накопичувачі ЕЕ у складі СНЕ  $C_D^{IHB}$ ; цей показник залежить від сумарної ємності накопичувачів та змінюється у процесі оптимізації.

В розглянутому прикладі вважається, що задачу вибору кількості накопичувачів та оптимальних місць їхнього встановлення вже вирішено. Тому оптимізація здійснюється виключно в частині вибору оптимальної ємності та оптимальних графіків заряду/розряду СНЕ.

Цільова функція  $B$  пошуку оптимального рішення наведених задач співпадає з (2) із приведеними до розрахункової доби  $D$  критеріями оптимізації за умови дотримання технологічних умов за режимними параметрами (1) на кожен годину  $h$  цієї доби

$$B = C_D^{(РДН)} + C_D^{(\Delta P)} - C_D^{инв} \rightarrow \max$$

$$\forall h \in D \begin{cases} \sum_{i \in n} P_{i(n)(h)} = 0 \forall n \in N \\ U_n^{(min)} \leq U_{n(h)}^{(p)} \leq U_n^{(max)} \forall n \in N \\ P_j^{(p)} \leq P_{j(h)}^{(max)} \forall j \in J \end{cases} \quad [2].$$

Змінними цільової функції  $B$  під час рішення поставленої задачі є потужність накопичувачів  $V_{(зар)h,m}$ , встановлених в  $M$  вузлах ЕМ.

Обмеження для змінних подається у формі системи нерівностей

$$\left( V_{(m)}^{(max)} \geq \sum_{t=1}^h (V_{(зар)t,m} - V_{(роз)t,m}) \forall h = 1 \div 24 \right) \forall m \in M.$$

Сумарна ємність накопичувачів у складі СНЕ для розрахунків інвестиційної складової витрат визначається обмеженням типу рівності

$$V_{(СНЕ)}^{(max)} = \sum_{m \in M} V_{(m)}^{(max)}.$$

Розрахунки виконано на прикладі стандартної 33-вузлової ЕМ (рис. 1, а) [30], сумарна активна потужність навантажень складала 3,715 МВт, реактивна потужність 2,3 МВАр, номінальна напруга ЕМ 12,6 кВ. Сумарне навантаження ЕМ для тестової схеми коливається у відношеннях: 0,6 – в режимі мінімальних навантажень; 1,0 – в режимі номінальних навантажень; 1,4 – в режимі пікових навантажень від номінального значення. Погодинні ціни в сегменті РДН, що використані під час розрахунків, наведено на рис. 1, б. Розрахунки усталених режимів ЕМ виконано у пакеті програм

Pandapower, задля максимізації цільової функції використано модифікований метод Хуга-Дживса з обмеженнями [31]. Практичні розрахунки проведено з використанням математичного пакету Octave. Обмеження щодо якості напруги, а саме номінальних значень напруги, враховувались згідно стандарту EN 50160-2014 [32]. Перспективні вузли встановлення блоків СНЕ визначено на основі експертної оцінки: 6, 16, 23 та 30. Коефіцієнт корисної дії СНЕ прийнято на рівні  $K_{ef}=0.88$ . Ціна 1 кВт·год накопичувача прийнята на рівні 120\$ США [33] за курсом грн./\$=27,0, а річна вартість експлуатації СНЕ  $S_n=0$ . Строк окупності інвестицій у встановлення СНЕ становить 12 років. Загальна вартість інвестицій склала 18887,90 тис. грн., річна та добова вартість відповідно 1574,00 тис. грн. та 4,312 тис. грн.

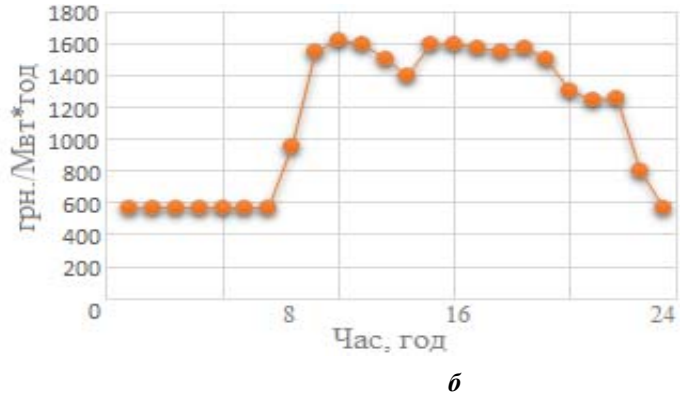
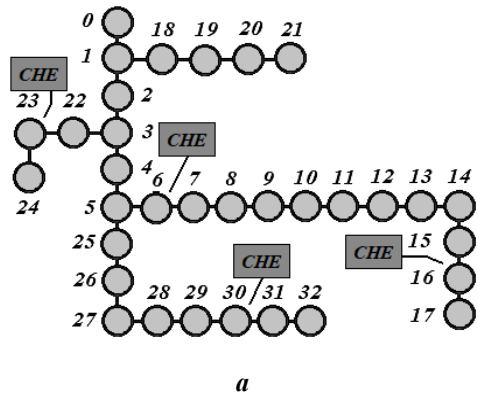


Рис. 1

За результатами оптимізації визначено потужність та обсяги накопичувачів у контрольних вузлах для роботи на протязі 8 годин:  $V_{(CHE)(6)}=158,4 \cdot 8 = 1267,2$  кВт·год;  $V_{(CHE)(16)}=71,3 \cdot 8 = 570,4$  кВт·год;  $V_{(CHE)(23)}=332,7 \cdot 8 = 2661,6$  кВт·год;  $V_{(CHE)(30)}=166,3 \cdot 8 = 9330,4$  кВт·год; сумарна потужність СНЕ склала 728,7кВт; сумарна накопичена енергія за 8 год.  $V_{(CHE)sum}=728,7 \cdot 8 = 5829,6$  кВт·год.

Отриману за результатами оптимізації діаграму активних режимів СНЕ показано на рис. 2.

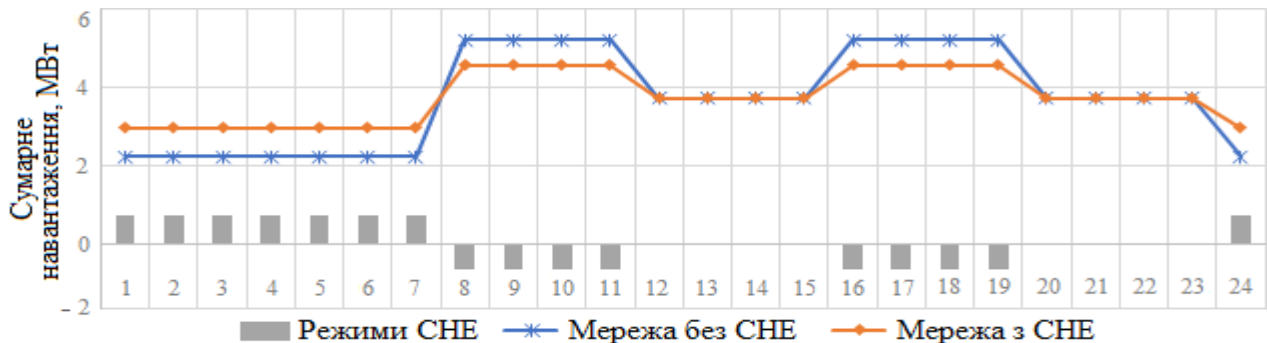


Рис. 2

Порівняння впливу СНЕ на окремі характеристики режиму ЕМ зведено у табл. 1.

Таблиця 1

Характеристика		Години заряду СНЕ	Години без СНЕ	Години розряду СНЕ	Сумарно за добу	
Без СНЕ	Втрати потужності в ЕМ, кВт	111,28	202,0	347,48		
	Втрати ЕЕ в ЕМ, кВт·год.	890,2	1616,0	2779,8	5286,1	
	Відхилення мінімальної напруги, в.о.	$U_{\phi}/U_{ном}$	0,939		<b>0,885</b>	
		№ вузла	17		32	
З СНЕ	Втрати потужності в ЕМ, кВт	0,1518	202,0	276,6		
	Втрати ЕЕ в ЕМ, кВт·год.	1214,4	1616,0	2213,4	5043,8	
	Відхилення мінімальної напруги, в.о.	$U_{\phi}/U_{ном}$	0,930		0,903	
		№ вузла	32		17	

Наведені у табл.1 дані показують, що використання СНЕ призводить до зменшення втрат ЕЕ в ЕМ за розрахункову добу на 242,88 кВт·год.

Результати розрахунку загальної вигоди використання СНЕ представлено у табл.2

Таблиця 2

Схема	Витрати на закупівлю ЕЕ, тис. грн.			Вартість інвестицій, $C_D^{інв}$ , тис. грн	Сума $B_D$ , тис. грн
	На покриття навантаження, $C_D^{(РДН)}$	На покриття втрат, $C_D^{(ΔP)}$	Сумарно $C_D^{(РДН)} + C_D^{(ΔP)}$		
Без СНЕ	109,63	9,18	118,81	0,00	118,81
З СНЕ	106,30	7,50	113,80	4,312	118,11
Вигода, $ΔB$	3,33	1,68	5,01	-4,31	0,70

За результатами розрахунків (табл. 2) вигода від інвестицій в СНЕ склала 16.3% на рік при терміні окупності інвестицій 12 років. Приведена до розрахункової доби вигода  $B_D$  від використання СНЕ складає 255,5 тис. грн. на рік експлуатації СНЕ за вартості інвестицій 1574,245 тис. грн. на рік. Як видно з наведених результатів оптимізації, використання СНЕ дає змогу отримати економічну вигоду та усунути недопустимі відхилення від нормованих значень рівні напруг в окремих вузлах ЕМ. Крім того, забезпечується сумарне за добу зменшення втрат ЕЕ, хоча вигода в цьому випадку є незначною і недостатньою для покриття інвестицій за цим критерієм. Тому оптимізацію втрат ЕЕ в ЕМ слід розглядати як додатковий ефект від використання СНЕ, а не як основу економічної діяльності.

**Висновки.** За результатами досліджень визначено потребу формалізації загальних підходів до вирішення задач ефективного використання СНЕ в електричних мережах України з огляду на різні можливості їхнього застосування. Запропоновано розв'язувати задачу оцінки ефективності СНЕ на основі функції максимізації вигоди від її використання. Розроблено цільову функцію та системи обмежень для розв'язання поставлених задач. Запропоновано уніфікований підхід до розв'язання різних задач використання СНЕ шляхом розширення цільової функції відповідними критеріями. В межах використання запропонованого підходу розроблено математичні моделі оптимізації конфігурації СНЕ з метою оцінки вигоди від встановлення групи СНЕ та утримання режимних параметрів у діапазонах допустимих значень напруги ЕМ. Працездатність розроблених математичних моделей підтверджена шляхом виконання розрахунків на тестовій схемі з використанням ретроспективних даних функціонування ринку «на добу наперед» України. Використання запропонованих формалізованих моделей та їхній подальший розвиток дозволить розв'язувати задачі порівняльної оцінки ефективності різних способів використання СНЕ в електричних мережах.

*Роботу виконано за рахунок коштів бюджетної теми «Науково-технічні засади розвитку та керованості сегменту розосереджених джерел енергії в структурі генеруючих потужностей електроенергетичних систем» (Шифр – «СЕГМЕНТ»), КПКВК 6541030.*

1. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базеев Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С. 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
2. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72–75 DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>
3. Kyrylenko O. V., Strzelecki R., Denysiuk S. P., Derevianko D. G. Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity Grid with DG in Ukraine Based on IEEE Standards. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 6. С. 46–50.
4. Popov O.O., Iatsyshyn A.V., Kovach V.O., Artemchuk V.O., Kameneva I.P., Taraduda D.V., Sobyna V.O., Sokolov D.L., Dement M.O., Yatsyshyn T.M. Risk Assessment for the Population of Kyiv, Ukraine as a Result of Atmospheric Air Pollution. *Journal of Health and Pollution*. 2020. Vol. 10. Issue 25. 200303. DOI: <https://doi.org/10.5696/2156-9614-10.25.200303>
5. Iatsyshyn A., Iatsyshyn A., Artemchuk V., Kameneva I., Kovach V., Popov O. Software tools for tasks of sustainable development of environmental problems: peculiarities of programming and implementation in the specialists preparation. E3S Web of Conferences. The International Conference on *Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters* (ICSF 2020). 2020. Vol. 166. 01001. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016601001>
6. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information Support for the Task of Estimation the Quality of Functioning of the Electricity Distribution Power Grids with Renewable Energy Source. IEEE 7<sup>th</sup> International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS). Kyiv, Ukraine, May 12–14, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
7. Zgurovets O., Kulyk M. Comparative analysis and recommendations for use of frequency regulation technologies in integrated power systems with a large share of wind power plants. In: *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*. 2021. Vol 346. Pp. 81–99. Springer, Cham. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_5)
8. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55–60.



9. Lezhniuk P., Kravchuk S., Netrebskiy V., Komar V., Lesko V. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. IEEE 6<sup>th</sup> International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS). Kyiv, Ukraine, April 17–19, 2019. Pp. 184–187. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764245>
10. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2019. Вип. 54. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>
11. Kulyk M., Zgurovets O. Modeling of Power Systems with Wind, Solar Power Plants and Energy Storage. Part of the Book *Studies in Systems, Decision and Control* (SSDC). 2020. Vol. 298. Pp. 231–245. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_15](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15)
12. Буткевич О.Ф., Юнеєва Н.Т., Гурєєва Т.М. До питання про розміщення накопичувачів енергії в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 6. С. 59–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.06.059>
13. Denysiuk S., Derevianko D. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. IEEE 7th International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS). Kyiv, Ukraine, May 12–14, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS0319.2020.9160212>
14. Electrical Energy Storage. White paper. International Electrotechnical Commission. 2011. P. 78
15. Blinov I., Parus E. Approach of reactive power pricing for ancillary service of voltage control in Ukraine. IEEE International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems*. (IEPS 2014). Kyiv, Ukraine, June 02–06, 2014. Pp. 145–148. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2014.6874167>
16. Blinov I., Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. 2016 2nd International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems* (IEPS 2016). Kyiv, Ukraine, June 07–11, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2016.7521861>
17. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахування системних обмежень на параметри ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 72–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>
18. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81–88.
19. Дерев'яно Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 3. С. 61–69.
20. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. IEEE 6<sup>th</sup> International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS). Kyiv, Ukraine, April 17–19, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>
21. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. BloombergNEF. URL: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> (accessed: 27.12.2020)
22. Deeba S.R., Sharma R., Kumar Saha T., Chakraborty D., Thomas A. Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks. *IET Renewable Power Generation*. 2016. Vol. 10. No 8. Pp. 1149–1160. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0440>
23. Blinov I.V., Zaitsev I.O., Kuchansky V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. Part of the *Studies in Systems, Decision and Control* book series. Springer, Vol. 298. 2020. Pp. 123–136. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8)
24. Zhang Y., Dong Z.Y., Luo F., Zheng Y., Meng K., Wong K.P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renew Power Generation*. 2016. Vol. 10(8). Pp. 1105–1113. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0542>
25. Farrokhifar M. Optimal operation of energy storage devices with RESs to improve efficiency of distribution grids; technical and economical assessment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2016. Vol. 74. Pp. 153–61. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.029>
26. Qin M., Chan K.W., Chung C.Y., Luo X., Wu T. Optimal planning and operation of energy storage systems in radial networks for wind power integration with reserve support. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10. Issue 8. Pp. 2019–2025. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.1039>
27. Azizivahed A., Naderi E., Narimani H., Fathi M., Narimani M.R. A new bi-objective approach to energy management in distribution networks with energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2017. Vol. 9(1). Pp. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSSTE.2017.2714644>
28. Awad A.S.A., El-Fouly T.H.M., Salama M.M.A. Optimal ESS allocation for load management application. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. Vol. 30(1). Pp. 327–336. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2326044>
29. Macedo L.H., Franco J.F., Romero R., Ortega-Vazquez M.A., Rider M.J. Increasing the hosting capacity for renewable energy in distribution networks. *Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, 23–26 April 2017. Pp. 1–5.
30. Baran M., Wu F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing/ *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1989. Vol.4. Issue 2. Pp. 1401–1407.
31. Moser I., Hooke-Jeeves Revisited. IEEE Congress on Conference: *Evolutionary Computation*, (CEC 2009). 2009. DOI: <https://doi.org/10.1109/CEC.2009.4983277>

32. ДСТУ EN 50160 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального користування. Київ, ДП УкрНДНЦ, 2014. 27 с.
33. Kucevica D., Tepe B., Englberger S., Parlikar A., Mühlbauer M. Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework. *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 28. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101077>

## EVALUATION OF EFFICIENCY OF USE OF ENERGY STORAGE SYSTEM IN ELECTRIC NETWORKS

O.V. Kyrylenko, I.V. Blinov, Ye.V. Parus, I.V. Trach

Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine,

Peremohy av, 56, Kyiv, 03057, Ukraine, e-mail: [ied1@ied.org.ua](mailto:ied1@ied.org.ua)

Ways for the use of energy storage systems (ESS) in electrical networks are considered. The formalization of the general approach to solving the problems of efficient use of ESS in electrical networks is performed. The article shows the mathematical models for evaluating the effectiveness of using ESS and determination of the ESS optimal configuration, including regulation modes of electric networks. The operation of the electrical network with an connected group of four ESS is considered. The standard IEEE 33-node 12.6 kV network was used as a base model. A new target function has been proposed. This function is based on the benefit of installing the ESS and consists of the annual cost of buying / selling electricity by ESS, the annual cost of reducing active losses in the electricity grid due to the operation of the ESS and the corresponding investment costs. The results of optimization calculations using the proposed objective function are given. A comparative analysis of the obtained results was performed. The estimation of the components of the function of the benefit of using ESS under the condition of elimination of deviations of voltage levels in separate nodes of the electric network from the normalized values is performed. References 33, figures 2, tables 2.

**Keywords:** energy storage system, electricity market, optimization, renewable energy sources, electricity networks.

1. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Baseyev Y., Blinov I.V. Power industry of Ukraine and realities of the global warming. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. No 3. Pp. 52–61. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.03.052>
2. Ivanov H.A., Blinov, I.V., Parus E.V., Miroshnyk V.O. Components of model for analysis of influence of renewables on the electricity market price in Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. No 4. Pp. 72–75. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.04.072>
3. Kyrylenko O. V., Strzelecki R., Denysiuk S. P., Derevianko D. G. Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity Grid with DG in Ukraine Based on IEEE Standards. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 6. Pp. 46-50.
4. Popov O.O., Iatsyshyn A.V., Kovach V.O., Artemchuk V.O., Kameneva I.P., Taraduda D.V., Sobyna V.O., Sokolov D.L., Dement M.O., Yatsyshyn T.M. Risk Assessment for the Population of Kyiv, Ukraine as a Result of Atmospheric Air Pollution. *Journal of Health and Pollution*. 2020. Vol. 10. Issue 25. 200303. DOI: <https://doi.org/10.5696/2156-9614-10.25.200303>
5. Iatsyshyn A., Iatsyshyn A., Artemchuk V., Kameneva I., Kovach V., Popov O. Software tools for tasks of sustainable development of environmental problems: peculiarities of programming and implementation in the specialists preparation. E3S Web of Conferences. The International Conference on *Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters* (ICSF 2020). 2020. Vol. 166. 01001. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016601001>
6. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information Support for the Task of Estimation the Quality of Functioning of the Electricity Distribution Power Grids with Renewable Energy Source. IEEE 7<sup>th</sup> International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS). Kyiv, Ukraine, May 12–14, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
7. Zgurovets O., Kulyk M. Comparative analysis and recommendations for use of frequency regulation technologies in integrated power systems with a large share of wind power plants. In: *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*. 2021. Vol 346. Pp. 81–99. Springer, Cham. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_5)
8. Kyrylenko O.V., Blinov I., Parus E., Operation evaluation of power plants in the provision of ancillary services of primary and secondary frequency control in the Ukrainian power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 5. Pp. 55 – 60. (Ukr)
9. Lezhniuk P., Kravchuk S., Netrebskiy V., Komar V., Lesko V. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. IEEE 6<sup>th</sup> International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS). Kyiv, Ukraine, April 17–19, 2019. Pp. 184–187. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764245>
10. Blinov I.V., Miroshnyk V.O., Shimanyuk P.V. Short-term interval forecast of the total supply of electricity by producers from renewable energy sources. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2019. Issue 54. Pp. 5-12. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>
11. Kulyk M., Zgurovets O. Modeling of Power Systems with Wind, Solar Power Plants and Energy Storage. Part of the Book *Studies in Systems, Decision and Control* (SSDC). 2020. Vol. 298. Pp. 231–245. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_15](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_15)

12. Butkevich O.F., Yuneeva N.T., Gureeva T.M. On the issue of placement of energy storage in the Ukrainian UES. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2019. No 6. Pp. 59–64. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.06.059>
13. Denysiuk S., Derevianko D. Optimization features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. 2020 IEEE 7th International Conference on *Energy Smart Systems* (ESS 2020). Kyiv, Ukraine, May 12–14 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>
14. Electrical Energy Storage. White paper. International Electrotechnical Commission. 2011. P. 78
15. Blinov I., Parus E. Approach of reactive power pricing for ancillary service of voltage control in Ukraine. IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems. Kyiv, Ukraine, June 02–06, 2014. Pp. 145–148. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2014.6874167>
16. Blinov I., Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. 2016 2nd International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems* (IEPS 2016). Kyiv, Ukraine, June 07–11, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2016.7521861>
17. Blinov I.V., Parus Y.V., Ivanov H.A. Imitation modeling of the balancing electricity market functioning taking into account system constraints on the parameters of the IPS of Ukraine mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 6. Pp. 72–79 (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>
18. Blinov I.V., Parus E.V. Congestion management and minimization of price difference between coupled electricity markets. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No 4. Pp. 81–88. (Ukr)
19. Derevianko D.G., Horenko D.S. Main features of construction and operation of virtual power plants while the development of UES of Ukraine. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2016. No 3. Pp. 61–69. (Ukr).
20. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. IEEE 6<sup>th</sup> International Conference on *Energy Smart Systems*. Kyiv, Ukraine, April 17–19, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>
21. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. BloombergNEF. URL: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> (Accessed: 27.12.2020)
22. Deeba S.R., Sharma R., Kumar Saha T., Chakraborty D., Thomas A.. Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks. *IET Renewable Power Generation*. 2016. Vol. 10. No 8. Pp. 1149–1160. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0440>
23. Blinov I.V., Zaitsev I.O., Kuchanskyy V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. Part of the *Studies in Systems, Decision and Control* book series. Springer, Vol. 298. 2020. Pp. 123–136. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2\\_8](https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8)
24. Zhang Y., Dong Z.Y., Luo F., Zheng Y., Meng K., Wong K.P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. *IET Renew Power Generation*. 2016. Vol. 10(8). Pp. 1105–1113. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0542>
25. Farrokhifar M. Optimal operation of energy storage devices with RESs to improve efficiency of distribution grids; technical and economical assessment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2016. Vol. 74. Pp. 153–61. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.029>
26. Qin M., Chan K.W., Chung C.Y., Luo X., Wu T. Optimal planning and operation of energy storage systems in radial networks for wind power integration with reserve support. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10. Issue 8. Pp. 2019–2025. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.1039>
27. Azizivahed A., Naderi E., Narimani H., Fathi M., Narimani M.R.. A new bi-objective approach to energy management in distribution networks with energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2017. Vol. 9(1). Pp. 56–64. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2714644>
28. Awad A.S.A., El-Fouly T.H.M., Salama M.M.A. Optimal ESS allocation for load management application. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. Vol. 30(1). Pp. 327–336. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2326044>
29. Macedo L.H., Franco J.F., Romero R., Ortega-Vazquez M.A., Rider M.J.. Increasing the hosting capacity for renewable energy in distribution networks. *Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, 23–26 April 2017. Pp. 1–5.
30. Baran M., Wu F.. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing/ *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1989. Vol. 4. Issue 2. Pp. 1401–1407.
31. Moser I., Hooke-Jeeves Revisited. IEEE Congress on Conference: Evolutionary Computation (CEC 2009). 2009. DOI: <https://doi.org/10.1109/CEC.2009.4983277>
32. State Standard of Ukraine EN 50160-2014 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution system. Kyiv. DP UkrNDNC. 2014. 27 p. (Ukr)
33. Kucevica D., Tepe B., Englberger S., Parlikar A., Mühlbauer M. Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework. *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 28. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101077>

Надійшла 11.01.2021  
Остаточний варіант 12.04.2021