

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>**ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД НАДАННЯ СИСТЕМАМИ НАКОПИЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПОСЛУГИ БАЛАНСУВАННЯ В ОЕС УКРАЇНИ****Є.В. Парус^{1*}**, канд. техн. наук, **І.В. Блінов^{1**}**, докт. техн. наук, **Д.О. Олефір²**¹ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна² ПрАТ «Укргідроенерго»,
Вишгород, 07300, Українаe-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, d.olefir@uhe.gov.ua

Представлено розрахункову модель оцінювання економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуг Оператору системи передачі з балансування електроенергії в сегменті балансуємого ринку. Модель реалізує імітацію послідовного заряджання та розряджання накопичувачів (тобто послідовним наданням послуг розвантаження та завантаження). Наведено особливості врахування вартості купівлі, встановлення та обслуговування систем накопичення електричної енергії з приведенням як до гарантованого строку експлуатації, так і до гарантованого ресурсу циклів заряджання/розряджання. Показано приклад застосування розрахункової моделі для оцінювання економічного ефекту та строку окупності систем накопичення електричної енергії в разі надання послуг балансування електричної енергії в сегменті балансуємого ринку. Бібл. 15.

Ключові слова: системи накопичення електричної енергії, ринок електричної енергії, балансуєчий ринок.

Вступ. Розвиток електроенергетики України відбувається в умовах функціонування нової моделі ринку електричної енергії відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» [1] та збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України [2, 3]. Важливо, що ВДЕ є нерегульованими джерелами виробництва електричної енергії з різко нерівномірним графіком покриття навантаження. За розрахунками НЕК «Укренерго» в ОЕС України вже фактично не вистачає наявних маневрових потужностей електростанцій, здатних забезпечити функціонування встановленої потужності ВДЕ. Поточна похибка прогнозування відпуску електричної енергії з ВДЕ призводить до додаткових суттєвих витрат на врегулювання небалансів [4], що залежать від ціни на балансуємому ринку, а також обумовлює потреби ОЕС України в обсягах додаткових регулюючих потужностей на ринку допоміжних послуг (РДП) [5]. Розвитку та збільшенню обсягів швидких резервів потужності в енергосистемі досі не надавалося достатньої уваги. З огляду на той факт, що зміна навантаження на енергоблоках ТЕС відбувається зі швидкістю 3...5 МВт/хв, лише агрегати ГЕС та ГАЕС здатні ефективно балансувати швидкозмінний графік навантажень ВДЕ завдяки високій мобільності (зміна потужності на агрегатах ГЕС та ГАЕС ПрАТ «Укргідроенерго» триває від кількох десятків секунд до декількох хвилин).

З огляду на нерегульований та стохастичний характер відпуску електричної енергії сонячними та вітровими електростанціями одним із перспективних напрямків балансування графіку ОЕС України є використання систем накопичення електричної енергії (СНЕ) [6, 7], які мають забезпечувати багаторівневу систему підтримки операційної безпеки режимів енергосистем. До основних способів такої підтримки належать: сезонне регулювання балансу виробництва/споживання електричної енергії в енергосистемах; добове регулювання балансу виробництва/споживання електричної енергії в енергосистемах, а також вирівнювання добових графіків відпуску електроенергії чи електроспоживання в окремих точках комерційного

обліку; вирівнювання графіків відпуску електроенергії чи електроспоживання в окремих точках комерційного обліку в межах розрахункової години; регулювання балансу виробництва/споживання електричної енергії в енергосистемах, а також вирівнювання добових графіків відпуску електроенергії чи електроспоживання в окремих точках комерційного обліку на рівні одиниці реального часу 15 хвилин. До потенційно перспективних напрямків застосування СНЕ також відносять низку задач управління переобтяженнями системоутворювальних електричних перетинів та розподільних електричних мереж (ЕМ).

Сезонне регулювання режимів енергосистем (як і добове) вимагає встановлення СНЕ великої ємності, які значно впливатимуть на режими в періоди профіциту виробництва електричної енергії та потенційно повністю покриватимуть електроспоживання за відсутності генерації з ВДЕ. Так, за викладеними в роботі [8] оцінками, для задоволення потреб у сезонному регулюванні режимів ОЕС України необхідно реалізувати СНЕ сумарною ємністю від 6 до 15 % річного споживання. Тому втілення проєктів сезонного регулювання режимів енергосистем вимагає врахування значного впливу СНЕ на режими в місці встановлення цих систем [9]. Проблеми впровадження СНЕ великої потужності на системних підстанціях ОЕС України розглянуто в роботі [10]. Складніші задачі розв'язуються в частині регулювання режимів розподільних ЕМ [11–13], де оптимізації підлягає як ємність накопичувачів, так і місце їхнього встановлення [14]. Для наведених вище та інших задач проєкти встановлення й експлуатації СНЕ вимагають детальної оптимізації режимів енергосистем чи значної їхньої частини та повинні узгоджуватися з Операторами відповідних ЕМ. Приклад оптимізації ємності та місць встановлення СНЕ у розподільних ЕМ наведений у роботі [15].

Простіше в найближчій перспективі розв'язуються задачі балансування електричної енергії в сегменті балансуючого ринку (БР) та регулювання частоти. Надання Оператору системи передачі (ОСП) таких послуг можливо реалізувати великою кількістю СНЕ на різних підстанціях з ємністю, яка не впливатиме суттєво на режими ОЕС України чи розподільних ЕМ у точці приєднання. Проте для втілення навіть таких проєктів необхідно обґрунтувати їхню економічну доцільність з огляду на високу вартість та обмежений ресурс сучасних накопичувачів електричної енергії.

Мета статті полягає в розробці моделі оцінки економічного ефекту від використання СНЕ для надання ОСП послуг підтримки операційної безпеки режимів ОЕС України передусім у частині балансування електричної енергії в сегменті БР.

Постановка задачі оцінки економічного ефекту від застосування СНЕ в сегменті БР.

Основна мета інвестора в СНЕ – отримання максимальної різниці між вигодою Pr_{Σ} від експлуатації системи накопичення та витратами на закупівлю, монтаж і обслуговування СНЕ $Cost_{\Sigma}$ протягом строку експлуатації накопичувачів:

$$Pr_{\Sigma} - Cost_{\Sigma} \rightarrow \max [\text{€}]. \quad (1)$$

Очевидно, що для приватних інвесторів важливою умовою перспективності економічного проєкту є його беззбитковість, тобто відношення, $Pr_{\Sigma} > Cost_{\Sigma}$ яке відіграє роль основного економічного обмеження при розв'язанні задачі визначення найбільш економічно вигідної для приватного інвестора конфігурації СНЕ.

Безвідносно до покладених на СНЕ задач регулювання режиму ЕМ СНЕ реалізують лише функції накопичення та видачі накопиченої електричної енергії. Для аналізу режимів ОЕС України СНЕ подається додатковим джерелом електричної енергії чи додатковим навантаженням. Тому до критерію оптимізації (1) відноситься номінальна ємність накопичувачів електричної енергії, $W_{\text{ном}}^{(\text{CHE})}$ яка впливає на вартість закупівлі, встановлення та обслуговування цих засобів. $Cost_{\Sigma}(W_{\text{ном}}^{(\text{CHE})})$ У разі розрахунків вигоди від використання СНЕ треба зважати на обмежений ресурс циклів заряджання/розряджання накопичувачів. Так, для сучасних літєвих акумуляторів кількість циклів повного заряду й повного розряду до деградації початкової ємності на 20 % не перевищує 1000. Зазвичай виробники літєвих акумуляторів не рекомендують рівні заряду акумуляторів нижче 10 % та вище 90 %, оскільки саме в цих станах спостерігається підвищена деградація ємності. Урахування зон підвищеної деградації в про-

цесі експлуатації акумуляторних батарей традиційно здійснюється показником глибини розряду акумулятора, $DoD_{\phi}^{(CHE)}$ який визначає відношення робочого діапазону заряджання/розряджання акумулятора $W_{роб}^{(CHE)}$ до його номінальної ємності:

$$DoD_{\phi}^{(CHE)} = \frac{W_{роб}^{(CHE)}}{W_{ном}^{(CHE)}} \rightarrow W_{роб}^{(CHE)} = DoD_{\phi}^{(CHE)} \cdot W_{ном}^{(CHE)}. \quad (2)$$

В умовах активного удосконалення конструкції літійових акумуляторів неможливо сформулювати адекватну статистичну інформацію щодо збільшення ресурсу циклів заряд/розряд зі зменшенням глибини розряду акумуляторів. Тому в оцінках економічної ефективності від використання СНЕ треба орієнтуватися на рекомендовану виробником глибину розряду накопичувачів та гарантовану в цьому режимі роботи кількість циклів заряд/розряд до деградації початкової ємності на 20 %. Вигоду від використання СНЕ в разі надання послуг підтримки операційної безпеки ОЕС України треба розраховувати з огляду на робочий обсяг заряду/розряду. $W_{роб}^{(CHE)}$ Тоді цільова функція (1) з урахуванням (2) набуває вигляду

$$Pr_{\Sigma}(W_{роб}^{(CHE)}) - Cost_{\Sigma}(W_{ном}^{(CHE)}) \rightarrow \max [\text{€}]. \quad (3)$$

Для визначення доступного обсягу відпуску електроенергії від СНЕ треба додатково враховувати споживання власних потреб цієї системи. Так, споживання електроенергії СНЕ призводить до того, що ці засоби в режимі розряду віддають в ЕМ менший обсяг електроенергії, ніж було накопичено. Зазвичай виробники СНЕ регламентують цей чинник коефіцієнтом ефективності, $K_{\text{еф}}^{(CHE)}$ що визначає у відносних одиницях частку накопиченого обсягу електроенергії, яку СНЕ здатна повернути в ЕМ. Тому обмеження доступного до видачі в ЕМ обсягу електроенергії для циклу повного заряду й повного розряду СНЕ визначається умовою

$$W_{розр}^{(CHE)} \leq K_{\text{еф}}^{(CHE)} \cdot W_{зар}^{(CHE)},$$

де $W_{зар}^{(CHE)}$ – обсяг заряду СНЕ; $W_{розр}^{(CHE)}$ – обсяг розряду СНЕ.

Тоді межа комерційної беззбитковості одного циклу заряд/розряд СНЕ оцінюється як

$$W_{розр}^{(CHE)} \cdot C_{\text{прод}}^{(p)} - W_{зар}^{(CHE)} \cdot C_{\text{куп}}^{(p)} = W_{зар}^{(CHE)} \cdot (K_{\text{еф}}^{(CHE)} \cdot C_{\text{прод}}^{(p)} - C_{\text{куп}}^{(p)}) \geq 0, \quad (4)$$

де $C_{\text{куп}}^{(p)}$ – ринкова ціна електричної енергії, накопиченої з ЕМ у режимі заряду СНЕ; $C_{\text{прод}}^{(p)}$ – ринкова ціна електричної енергії, відданої в ЕМ у режимі розряду СНЕ.

У сегменті БР засоби СНЕ реалізують послугу «на розвантаження» зарядженням акумуляторів, а послугу «на завантаження» – розрядженням акумуляторів. Отже, межа економічної доцільності участі СНЕ на БР виглядає як

$$K_{\text{еф}}^{(CHE)} \cdot C_{\text{зав}}^{(CHE)} \geq C_{\text{розв}}^{(CHE)}, \quad (5)$$

де $C_{\text{розв}}^{(CHE)}$, $C_{\text{зав}}^{(CHE)}$ – ціни послуг відповідно розвантаження і завантаження в сегменті БР.

Наведені межі економічної ефективності одного циклу заряду/розряду СНЕ не враховують тарифи послуг ОСП та Оператора системи розподілу (ОСР). У той час, як виробники та споживачі електроенергії сплачують такі тарифи відповідно до обсягів відпущеної в ЕМ та спожитої електричної енергії, для підключених безпосередньо до ЕМ СНЕ необхідно окреме врегулювання питання тарифікації з огляду на особливі функції СНЕ.

Максимальні струми заряду $I_{\text{max(зар)}}^{(CHE)}$ та розряду $I_{\text{max(розр)}}^{(CHE)}$ акумуляторів СНЕ визначають обмеження обсягів відповідно накопиченої та відданої електроенергії за умовами обмеження термічного нагріву акумуляторів в умовах відповідно заряду та розряду. Виробники акумуляторів зазвичай регламентують ці чинники в термінах максимальних потужностей заряду $P_{\text{max(зар)}}^{(CHE)}$ та розряду $P_{\text{max(розр)}}^{(CHE)}$ накопичувачів, приведених до номінальної напруги на виході СНЕ $U_{\text{ном}}^{(CHE)}$. Якщо СНЕ встановлюється на системній підстанції з метою надання ОСП послуг із балансування режиму ЕМ у сегментах БР чи РДП, то для оцінки економічного ефекту від експлуатації СНЕ достатньо використовувати визначені виробником значення потужностей у

процесі визначення доступного обсягу послуг розвантаження $W_{\max(\text{розв})}^{(\text{СНЕ})}$ та завантаження $W_{\max(\text{зав})}^{(\text{СНЕ})}$:

$$\begin{cases} W_{\max(\text{розв})}^{(\text{СНЕ})} \leq P_{\max(\text{зар})}^{(\text{СНЕ})} \cdot \Delta T_{\text{рч}} \\ W_{\max(\text{зав})}^{(\text{СНЕ})} \leq P_{\max(\text{розр})}^{(\text{СНЕ})} \cdot \Delta T_{\text{рч}} \end{cases},$$

де $\Delta T_{\text{рч}}$ – прийнята у сегментах БР і РДП України одиниця реального часу 15 хвилин.

Для розробки законів регулювання СНЕ, так само, як і в умовах використання СНЕ як засобів контролю переобтяжень чи регулювання напруг в ЕМ, треба додатково враховувати вплив СНЕ на режими регульованих мереж. Наприклад, у режимі заряду СНЕ реалізує функцію додаткового навантаження, що призводить до збільшення значень струмів від центру живлення до місця встановлення СНЕ та загального зниження напруг у вузлах ЕМ. У режимі розряду СНЕ реалізує функцію додаткового джерела електричної енергії, що призводить до зменшення значень струмів від центру живлення до місця встановлення СНЕ та загального підвищення напруг у вузлах ЕМ.

Модель режиму ЕМ традиційно подається рівняннями балансу струмів у вузлах та обмеженнями на рівні напруг у цих вузлах і на значення струмів у гілках заступної схеми ЕМ. Результати моделювання режимів ЕМ подаються гранично допустимими значеннями струмів заряду $I_{\max(\text{зар})}^{(\text{ЕМ})}$ та розряду $I_{\max(\text{розр})}^{(\text{ЕМ})}$ на фідері підключення СНЕ за умовами контролю режимів ЕМ. Тоді розраховані для контрольованих періодів доби m обмеження струмів на фідері підключення СНЕ до ЕМ $I_{\max(\text{зар},m)}^{(\text{ЕМ})}$ та $I_{\max(\text{розр},m)}^{(\text{ЕМ})}$ разом із власними обмеженнями на струм заряду $I_{\max(\text{зар})}^{(\text{СНЕ})}$ і розряду $I_{\max(\text{розр})}^{(\text{СНЕ})}$ з урахуванням розрахункових значень напруг у вузлі підключення СНЕ відповідно в режимах заряду $U_{\text{р(зар),m}}^{(\text{ЕМ})}$ і розряду $U_{\text{р(розр),m}}^{(\text{ЕМ})}$ формують систему обмежень роботи СНЕ в окремі періоди доби. Такі обмеження визначають технологічні максимально допустимі значення потужностей заряду і розряду СНЕ в розрахункові періоди часу та подаються як

$$\begin{cases} P_{\max(\text{розр},m)}^{(\text{СНЕ})} \leq \min(I_{\max(\text{розр})}^{(\text{СНЕ})} \cdot U_{\text{р(розр),m}}^{(\text{ЕМ})}, I_{\max(\text{розр},m)}^{(\text{ЕМ})} \cdot U_{\text{р(розр),m}}^{(\text{ЕМ})}) \\ P_{\max(\text{зар},m)}^{(\text{СНЕ})} \leq \min(I_{\max(\text{зар})}^{(\text{СНЕ})} \cdot U_{\text{р(зар),m}}^{(\text{ЕМ})}, I_{\max(\text{зар},m)}^{(\text{ЕМ})} \cdot U_{\text{р(зар),m}}^{(\text{ЕМ})}) \end{cases} \forall m \in \{1..24\}. \quad (6)$$

Обмеження нерівностей (6) накладає технологічні межі на оптимізовані за економічними критеріями в імітаційній моделі обсяги заряду/розряду СНЕ. Наприклад, на балансуєчому ринку послуга балансування електричної енергії надається протягом нормативної одиниці реального часу 15 хвилин, за які обсяги накопичення/відпуску електричної енергії не можуть порушувати визначені в (6) межі потужностей відповідно заряду/розряду.

Крім того, (6) дає змогу визначити мінімальну межу ємності СНЕ, необхідну для реалізації покладених на ці засоби задач, а також верхню межу ємності, яку доцільно встановлювати в заданому вузлі ЕМ. Система обмежень (6) повинна також ураховуватись впродовж розробки законів регулювання режимів СНЕ в ЕМ протягом доби.

Для ОСП та ОСР як власників СНЕ економічний ефект від впровадження цих засобів так само оцінюється цільовою функцією (3). Проте до економічної ефективності СНЕ висуваються менш жорсткі вимоги (4). Дійсно, оператори ЕМ використовуватимуть СНЕ передусім для власних потреб регулювання режимів, і для розв'язання задачі вибору оптимальної ємності та місця встановлення СНЕ орієнтуються на ефект впливу на режим. На противагу цьому приватні інвестори в СНЕ орієнтуються на таке використання цих засобів, за якого максимізується вигода в (3). Така принципово інша постановка задачі для операторів ЕМ в окремих випадках призводитиме навіть до вибору іншого оптимального рішення щодо ємності та місця встановлення СНЕ порівняно з пошуком оптимального рішення для приватного інвестора. Відповідно, якщо для приватного інвестора економічно збиткове чи низькорентабельне рішення принципово не прийнятне, то для операторів ЕМ економічні витрати на встановлення та експлуатацію СНЕ передусім порівнюватимуться з витратами на альтернативні способи й системи регулювання режимів ЕМ за умов дотримання регламентованих

обмежень режимних параметрів. Тому для операторів ЕМ може вважатися допустимим впровадження нерентабельного (але більш ефективного порівняно з альтернативними варіантами) проекту СНЕ. У цьому випадку від'ємний баланс, $Pr_{\Sigma} - Cost_{\Sigma} < 0$ тобто сумарні економічні збитки, $L_{\Sigma} = -(Pr_{\Sigma} - Cost_{\Sigma})$ компенсуватиметься з відповідного тарифу як частина витрат на послуги оператора ЕМ іншим учасникам ринку електричної енергії.

Особливості врахування інвестиційної складової СНЕ. Інвестиційна складова СНЕ враховує витрати 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

$$C_h^{\text{інв}} = \left(1 + \frac{R}{100}\right) \cdot \left(\frac{CI}{K_h} + S_h\right) [\text{€}],$$

де $R, \%$ – рентабельність на капітальні інвестиції, яка встановлюється НКРЕ на основі практики галузі, але не менше облікової ставки НБУ; $100, \%$ – коефіцієнт перерахунку процентів у відносні одиниці; CI – капіталовкладення в СНЕ, K_h – кількість розрахункових періодів протягом заданого строку експлуатації СНЕ, S_h – приведені до розрахункового періоду витрати на обслуговування СНЕ.

У практичних розрахунках для оцінки економічного ефекту від надання послуг балансування обсягів виробництва/споживання електричної енергії в ОЕС України зручно приводити інвестиційну складову до розрахункової години:

$$C_{(\text{год})}^{\text{інв}} = \left(1 + \frac{R}{100}\right) \cdot \left(\frac{CI_{\text{пов}} + S_{\text{пов}}}{8760 \cdot N_{\text{експл}}}\right) [\text{€}], \quad (7)$$

де $CI_{\text{пов}}$ – повна вартість закупівлі та монтажу СНЕ; $S_{\text{пов}}$ – розрахункові витрати на обслуговування СНЕ протягом визначеного виробником нормативного строку експлуатації; $N_{\text{експл}}$ – визначений виробником нормативний строк експлуатації СНЕ в роках; 8760 – кількість годин у році.

Виробники СНЕ регламентують як нормативний строк експлуатації пристроїв, так і гарантовану кількість циклів заряд/розряд акумуляторів СНЕ $K_{\text{з/р}}^{\text{норм}}$ до деградації акумуляторів на 20% від початкової ємності. Тому для розв'язання окремих задач треба приводити інвестиційну складову саме до одного циклу заряд/розряд:

$$C_{(\text{ц})}^{\text{інв}} = \left(1 + \frac{R}{100}\right) \cdot \left(\frac{CI_{\text{пов}} + S_{\text{нц}}}{K_{\text{з/р}}^{\text{норм}}}\right) [\text{€}], \quad (8)$$

де $S_{\text{нц}}$ – витрати з обслуговування протягом періоду, за який вичерпується гарантований ресурс кількості циклів заряд/розряд акумуляторів СНЕ.

Спосіб урахування інвестиційної складової обирається залежно від інтенсивності процесів заряду/розряду СНЕ. Наприклад, у задачах контролю переобтяжень розподільних мереж передбачається інтенсивність використання СНЕ на рівні одного циклу заряд/розряд за добу, і визначена виробником кількість таких циклів вичерпується протягом гарантованого строку експлуатації. У цих випадках інвестиційна складова та подальші розрахунки приводяться до гарантованого строку експлуатації відповідно до виразу (7). На балансуєчому ринку заряд чи розряд СНЕ здійснюється протягом 15 хвилин, і за розрахункову годину реалізується принаймні один цикл заряду/розряду. Не складно визначити, що в цьому випадку гарантований ресурс циклів заряду/розряду СНЕ буде вичерпаний менше ніж за рік. Тому розрахунки приводяться до гарантованої кількості заряду/розряду (8), а кількість таких циклів визначається за результатами імітаційного моделювання. Розгляд складніших випадків (послуги підтримки чи відновлення частоти або вирівнювання моментальних значень потужності ВДЕ) виходять за межі цієї публікації.

Імітаційна модель надання послуги балансування електричної енергії. Для побудови моделі імітації процедур участі СНЕ на БР приведемо технологічні функції СНЕ до

прийнятої в цьому ринковому сегменті термінології. Так, послуга завантаження енергоагрегатів електростанцій визначає збільшення обсягів виробництва електричної енергії в ОЕС України. Таку послугу СНЕ реалізує розрядом накопиченої електричної енергії. Послуга розвантаження енергоагрегатів електростанцій визначає зменшення обсягів виробництва електричної енергії в ОЕС України та реалізується зарядом акумуляторів СНЕ.

Існує два принципи надання послуг балансування режимів ОЕС України:

- симетричне регулювання заряду СНЕ;
- регулювання режиму послідовним повним зарядом та повним розрядом.

Повноцінний опис симетричних послуг регулювання режиму ОЕС України використанням СНЕ виходить за межі цієї публікації. Умовою симетричного регулювання режиму ОЕС України є рівність обсягів «завантаження» і «розвантаження», що для СНЕ означає рівність обсягів заряду та розряду. Але для СНЕ обсяг розряду завжди менший за обсяг заряду. Тобто в умовах нормованої рівності обсягів ресурсів завантаження та розвантаження СНЕ поступово втрачатиме рівень заряду і врешті-решт втратить можливість надання послуги «завантаження», тобто подальшого розряду акумуляторів.

Тому надання СНЕ послуг симетричного регулювання режимів ОЕС України вимагатиме відповідних змін до нормативно-правової бази для врахування регулярних змін стану готовності СНЕ до надання різних видів послуг регулювання режимів ОЕС України.

Альтернативним способом розв'язання проблеми відновлення половинного заряду накопичувачів СНЕ є створення віртуальної електростанції у формі взаємодії СНЕ та маневрових генераторів електростанцій, які відповідними змінами рівня завантаження відновлюватимуть стан готовності накопичувачів до симетричного регулювання. Особливо перспективним вбачається взаємодія СНЕ з генераторами ГЕС з огляду на низьку собівартість відпуску електричної енергії гідроагрегатами та можливості їхньої роботи в маневрових режимах. Залежно від особливостей постановки задачі така віртуальна електростанція моделюється двома способами: СНЕ з функцією відновлення рівня половинного заряду зміною завантаження гідрогенератора та розширення діапазону надання гідрогенератором послуг регулювання частоти використанням СНЕ.

Розглянемо детальніше імітаційну модель регулювання режиму ОЕС України послідовним повним зарядом та повним розрядом СНЕ. Ця модель використовує такі припущення:

1. Цикли повного заряду та повного розряду СНЕ здійснюються в межах робочого діапазону накопичувачів $W_{\text{роб}}^{(\text{СНЕ})}$ згідно з (2). Наведена умова гарантує утримання СНЕ від станів, для яких характерна підвищена деградація акумуляторів, та забезпечує від суттєвого зменшення строку її експлуатації.

2. Вважається, що СНЕ реалізує заряд накопичувачів за граничною ціною розвантаження на БР, $C_{\text{розв}}^{(\text{БР})}$ а розряд СНЕ реалізує за граничною ціною завантаження на БР, $C_{\text{зав}}^{(\text{БР})}$. Таке припущення імітує участь СНЕ в сегменті БР та дає змогу використовувати в розрахунках опубліковану на офіційному сайті ДП НЕК «Укренерго» статистику погодинних результатів торгів на БР. З огляду на (4), вигода від реалізації циклу заряд/розряд СНЕ розраховується як

$$B_{\text{ц}}^{(\text{СНЕ})} = W_{\text{роб}}^{(\text{СНЕ})} \cdot C_{\text{зав}}^{(\text{БР})} \cdot K_{\text{еф}} - W_{\text{роб}}^{(\text{СНЕ})} \cdot C_{\text{розв}}^{(\text{БР})} = W_{\text{роб}}^{(\text{СНЕ})} \cdot (C_{\text{зав}}^{(\text{БР})} \cdot K_{\text{еф}} - C_{\text{розв}}^{(\text{БР})}). \quad (9)$$

3. Вважається, що за розрахункову годину послідовність періодів надання послуг окремо завантаження та окремо розвантаження сприятлива для реалізації принаймні одного циклу заряду/розряду СНЕ. Таке припущення дає змогу здійснювати імітаційне моделювання в термінах розрахункової години для тих годин доби, коли в ОЕС України надаються і послуга розвантаження і послуга завантаження. Години доби, коли в ОЕС України надається лише послуга завантаження чи лише послуга розвантаження, у розрахунках не враховуються. Вважається, що в ці години доби СНЕ не надає послуги балансування електричної енергії в сегменті БР.

4. Приймається, що на початку розрахункової години СНЕ розряджений і здійснює повний цикл заряду/розряду протягом розрахункової години. Таке припущення дає можливість не враховувати різницю цін у сегменті БР для суміжних годин доби.

5. Вважається, що засоби прогнозування цін у сегменті БР дають можливість заздалегідь визначити ті години доби, коли різниця цін послуг завантаження і розвантаження дає змогу отримати вигоду від участі СНЕ на БР. Умова отримання вигоди від надання СНЕ послуг балансування електричної енергії в розрахункову годину доби: $C_{\text{зав}}^{(\text{БР})} \cdot K_{\text{еф}} - C_{\text{розв}}^{(\text{БР})} > 0$. Години доби, в які наведене відношення не справджується, не враховуються в разі імітаційного моделювання.

Наведені припущення дають змогу використовувати в разі імітаційного моделювання участі СНЕ у сегменті БР відповідну надану на офіційному сайті НЕК «Укренерго» статистику результатів торгів за розрахункову годину доби. Така постановка задачі імітаційного моделювання дає змогу в цілому оцінити перспективність надання СНЕ послуг балансування електричної енергії в сегменті БР. Як наслідок дещо спотворюється значення частоти циклів заряду/розряду, а також не враховуються збільшена вигода та операційні збитки, які фактично виникатимуть за участі СНЕ в сегменті БР. Для уточнення цих чинників під час моделювання процесів участі СНЕ в сегменті БР необхідна статистична інформація про результати окремих аукціонів по кожній одиниці реального часу 15 хвилин, яка не надається у відкритому доступі.

Приклад оцінювання економічного ефекту участі СНЕ у БР. Оцінювання економічного ефекту від застосування СНЕ на потреби балансування електричної енергії в сегменті БР здійснюватиметься на прикладі СНЕ Tesla Megarack. Перерахунок вартісних показників з \$ до ₴ здійснено за курсом НБУ 26,3 ₴/\$. Облікова ставка НБУ приймається $R=8.5\%$.

За даними з офіційного сайту виробника, 33 модулі Tesla Megarack забезпечують номінальну ємність 101,6 МВт·год із коефіцієнтом ефективності 0,88. Вартість СНЕ (із встановленням включно, без ПДВ) у такій конфігурації становить 33 454 180 \$ (879 844 934 ₴), а щорічне обслуговування (без ПДВ) – 125 710 \$ (3 306 173 ₴). Гарантований термін бездефектної роботи СНЕ складає 15 років. Виробник гарантує 5000 циклів заряд/розряд в умовах глибини розряду 80 %, перш ніж ємність накопичувача деградує до 80 % від номіналу. Згідно з умовою (2) робочий діапазон ємності СНЕ складатиме 81 МВт·год.

Розрахунки вигоди від надання СНЕ послуг балансування електричної енергії виконувалися за формулою (9) із використанням статистичних даних результатів торгів за розрахункову годину на БР у торговій зоні ОЕС України за вересень 2021 року. За результатами розрахунків кількість циклів заряд/розряд за місяць склала 543, а сумарна вигода за місяць – 593 325 ₴. Середньозважена вигода на 1 цикл заряд/розряд складатиме 1 093 ₴/цикл на кожному МВт·год встановленої ємності.

Очевидно, що гарантований ресурс 5000 циклів заряд/розряд СНЕ буде вичерпаний вже за 9,2 місяця. Тому інвестиційну складову приводимо за виразом (8) до одного циклу заряд/розряд. Додаткове приведення вартості інвестицій до однієї МВт·год робочого діапазону СНЕ дає змогу безпосередньо порівняти цю складову з результатами імітаційного моделювання. Зважаючи на короткий строк вичерпання гарантованого ресурсу циклів заряд/розряд СНЕ, урахуємо витрати на обслуговування лише протягом першого року експлуатації. Тоді складова інвестицій в СНЕ для одного МВт·год робочого діапазону на один цикл заряд/розряд складає 2366 ₴, а значення цільової функції (1) становить $Pr_{(ц)} - C_{(ц)}^{\text{інв}} = 1093 - 2366 = -1273$ ₴.

До вичерпання гарантованого виробником ресурсу циклів заряд/розряд вигода від участі СНЕ у БР покриватиме лише 46 % інвестиційної складової. Отже, повна окупність СНЕ можлива лише за подальшої її експлуатації в умовах деградованої ємності накопичувачів. Не складно порахувати, що в умовах деградації акумуляторів до рівня 70 % від початкової ємності 54 % інвестиційної складової покривається за 8 319 циклів заряд/розряд, тобто за 15,3 місяця. Отже, сумарний строк окупності інвестицій у СНЕ становить 24,5 місяця, тобто 2 роки.

У наведеному прикладі за результатами розрахунків виявлено, що за чинних цін у сегменті БР отримана вигода не покриває витрати на купівлю й встановлення СНЕ. Проте, враховуючи подальшу експлуатацію СНЕ в умовах деградації ємності накопичувачів, отримано

прийнятний строк окупності інвестицій. Тобто використання СНЕ для балансування електричної енергії на БР економічно доцільне, зважаючи на ціни в цьому ринковому сегменті та технічні можливості сучасних накопичувачів. Проте водночас треба зважати на відносно короткий строк експлуатації СНЕ у змодельованому режимі. Для прийняття остаточних рішень треба використовувати ретроспективну інформацію за довші проміжки часу та враховувати низку додаткових чинників.

Висновки. Розроблена розрахункова модель дала змогу здійснити оцінку економічного ефекту від надання СНЕ послуги балансування електричної енергії в сегменті БР України імітацією режимів послідовного заряду й розряду накопичувачів із використанням оприлюдненої на офіційному сайті ДП НЕК «Укренерго» ретроспективної інформації щодо погодинних результатів торгів на БР за вересень 2021 року.

Результати розрахунків засвідчили, що вигода від участі СНЕ на БР за строк оціночного ресурсу циклів заряд/розряд відшкодовує лише 46 % інвестиційної складової. Додаткова оцінка економічного ефекту від роботи СНЕ в умовах деградованої ємності акумуляторів дала змогу оцінити строк окупності інвестицій у СНЕ на рівні двох років.

Отже, з огляду на високу інтенсивність процесів заряджання/розряджання СНЕ в процесі надання ОСП послуг регулювання частоти чи балансування електричної енергії, оцінку економічного ефекту треба здійснювати приведенням характеристик СНЕ до одного циклу заряджання/розряджання для однієї МВт·год ємності робочого діапазону. Водночас для оцінки повного строку окупності треба виконувати розрахунки імітацією участі СНЕ на БР до вичерпання гарантованого ресурсу циклів заряджання/розряджання та в умовах подальшого функціонування СНЕ зі зниженим рівнем ємності накопичувачів.

Фінансується за НДР «Моделі та засоби оцінки підвищення ефективності інтеграції об'єктів низьковуглецевої енергетики в ОЕС України». Цільовий міждисциплінарний проект НАН України «Науково-технічні та економіко-екологічні засади низьковуглецевого розвитку України». Виконується за Розпорядженням Президії від 11.06.2021 № 304. Державний реєстраційний номер роботи 0121U111982. КПКВК 6541030.

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII
2. 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>
3. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку ринку електричної енергії України. (За матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 р.). *Вісник НАН України*. 2021. № 3. С. 20–28. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020>
4. 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>
5. 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.
6. Electrical Energy Storage. White paper. IEC. 2019. P. 79.
7. Bucciarelli M., Paoletti S., Vicino A. Optimal sizing of energy storage systems under uncertain demand and generation. *Applied Energy*. 2018. Vol. 225. Pp. 611–621. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.153>
8. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 46–50. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>
9. Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage. 2019. White paper. IEC. 2019. P. 102.
10. Буткевич О.Ф., Юнеєва Н.Т., Гуреева Т.М., Стецюк П.І. Задача розташування накопичувачів електроенергії в ОЕС України з урахуванням його впливу на потоки потужності контрольованими перетинами. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 46–50. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.046>
11. Dasa Choton K., Bassa O., Kothapallia G., Mahmoudb T.S., Habibia D. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. No 91. Pp. 1205–1230. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>

12. Farrokhifar M. Optimal operation of energy storage devices with RESs to improve efficiency of distribution grids; technical and economical assessment. *Int J Electr Power Energy Syst.* 2016. No 74. Pp. 153–161. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.029>
13. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка.* 2021. № 4. С. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
14. 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 Gener.* 2016. No 10(8). Pp. 1105–13. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0542>
15. Arias J.N.B., Romero R., López J.C., Rider M.J. Optimal Sizing of Stationary Energy Storage Systems Participating in Primary Frequency Regulation Markets. 2018 *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA).* 2018. Pp. 18–21. DOI: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2018.8511649>

ASSESSMENT OF THE ECONOMIC EFFECT OF ENERGY STORAGE SYSTEM PROVIDING THE BALANCING SERVICES IN THE IPS OF UKRAINE

E.V. Parus¹, I.V. Blinov¹, D.O. Olefir²

¹Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

²PJSC "Ukrhydroenergo",
Vyshhorod, 07300, Ukraine

The article presents a simulation model for estimating the economic effect of the energy storage systems providing the balancing electricity to the Transmission System Operator in the balancing market segment. The model simulates the serial charge and discharge of storage (i.e., sequential provision of unloading and loading services). Peculiarities of considering the cost of purchase, installation, and maintenance of energy storage systems with reduction both to the guaranteed service life and the guaranteed resource of charge/discharge cycles are given. An example of the application of the simulation model for estimating the economic effect and payback period of energy storage systems in the provision of electricity balancing services in the balancing market segment is shown. Ref. 15.

Keywords: energy storage system, electricity market, balancing market.

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017. (Ukr)
2. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Baseyev Ye.T., Blinov I.V. Power industry of Ukraine and realities of the global warming. *Tekhnichna elektrodynamika.* 2020. No 3. Pp. 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052> (Ukr)
3. Blinov I. Problems of functioning and development of a new electricity market model in Ukraine. *Visnyk NAN Ukrainy.* 2021. No 3. Pp. 20–28. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020> (Ukr)
4. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus Ye.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. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072> (Ukr)
5. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V. 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)
6. Electrical Energy Storage. White paper. IEC. 2019. P.79.
7. Bucciarelli M., Paoletti S., Vicino A. Optimal sizing of energy storage systems under uncertain demand and generation. *Applied Energy.* 2018. Vol. 225. Pp. 611–621. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.153>
8. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskiy S.V. Technical and economic aspects of decarbonization prospects assessing of the interconnected power system of Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika.* 2021. No 5. Pp. 46–50. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055> (Ukr)
9. Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage. 2019. White paper. IEC. 2019. P. 102.
10. Butkevych O.F., Yunieieva N.T., Hurieieva T.M., Stetsyuk P.I. The Problem of Electric Power Storages' Placement in the IPS of Ukraine taking into account its influence on the power flows transmitted by controlled cutsets. *Tekhnichna elektrodynamika.* 2020. No 4. Pp. 46–50. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.046> (Ukr)

11. Dasa Choton K., Bassa O., Kothapallia G., Mahmoudb T.S., Habibia D. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. No 91. Pp. 1205–1230. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>
12. Farrokhifar M. Optimal operation of energy storage devices with RESs to improve efficiency of distribution grids; technical and economical assessment. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2016. No 74. Pp. 153–161. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.029>
13. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 54. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
14. 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 Gener*. 2016. No 10(8). Pp. 1105–13. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0542>
15. Arias J.N.B., Romero R., López J.C., Rider M.J. Optimal Sizing of Stationary Energy Storage Systems Participating in Primary Frequency Regulation Markets. 2018 *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*. 2018. Pp. 18–21. DOI: <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2018.8511649>

Надійшла: 24.11.2021
Received: 24.11.2021