

МОДЕЛЬ ОПТИМІЗАЦІЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ МІКРОМЕРЕЖІ З СЕС ТА УСТАНОВКОЮ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

І.В. Блінов^{1*}, докт. техн. наук, Є.В. Парус^{1**}, канд. техн. наук, П.В. Шиманюк^{1***}, докт. філос.,
А.О. Ворушило^{2****}

¹ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: blinovihor@gmail.com; paruseugene@gmail.com; shymanp@ied.org.ua.

² ТОВ «Проксіма рісєрч інтернешнл»,

пр. Миколи Бажана, 10А, Київ, 02000, Україна,

e-mail: anton2320@gmail.com.

Наведено опис моделі оптимізації функцій мікромережі для розв'язання задачі зменшення вартості закупівлі електроенергії власником такої мікромережі на роздрібному ринку електричної енергії. Формалізовано цільову функцію мінімізації вартості закупівлі електричної енергії. Сформульовано підходи до визначення коефіцієнтів штрафних функцій, призначених для відсікання технічно недопустимих режимів мікромережі. Запропоновано математичну модель установки зберігання енергії (УЗЕ), в якій формалізовано функції розрахунку технологічних витрат електроенергії. Наведено систему обмежень для задачі мінімізації вартості закупівлі електричної енергії. Визначено підходи до розв'язання задачі оцінювання ефекту від експлуатації СЕС та УЗЕ в мікромережі з використанням результатів оптимізації. Представлено приклади оптимізації функціонування мікромережі для підприємства з власними СЕС та УЗЕ. Відзначено потребу у додатковому контролі економічної доцільності залучення УЗЕ до регулювання балансів електроенергії на підприємстві. Бібл. 17, рис. 3, табл. 1.

Ключові слова: мікромережа, сонячна електростанція, установка зберігання енергії, оптимізація.

Вступ. На сьогодні у світі зростає інтерес до нових принципів генерації, розподілу та споживання енергії, які передбачають реалізацію концепції Smart Grid [1-3]. Одним із напрямків розвитку Smart Grid є побудова мікромереж [4, 5]. Згідно багаточастинного стандарту IEC TS 62898 [6, 7] мікромережа є групую взаємопов'язаних навантажень і розподіленої генерації із визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівні системи розподілу електричної енергії [8], що діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати в умовах приєднання до систем розподілу або в ізолюваному (острівному) режимі роботи. Часто мікромережі реалізуються з застосуванням установок зберігання енергії [9-12] з метою накопичення її надлишку для подальшого використання задля балансування попиту в межах мікромережі та забезпечення резервного живлення під час відключень. Сьогодні в Україні найбільш очевидно перевагою мікромереж є їхня експлуатація задля забезпечення живлення споживачів в умовах відключень електропостачання, тобто забезпечення роботи мікромереж в ізолюваному режимі. Разом із тим згідно стандарту IEC TS 62898-1 [6] одним з варіантів впровадження мікромереж є зниження витрат на закупівлю електричної енергії для їхніх користувачів шляхом оптимізації роботи обладнання, зокрема і відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), керування навантаженнями [13], що входять до складу мікромережі.

Важливо, що організаційні та операційні питання задля досягнення цих цілей значною мірою залежать від нормативно-правової бази [14, 15], зокрема від статусу мікромережі, наприклад, законодавчих можливостей для власника мікромережі виступати у ролі як виключно споживача, так одночасно споживача та виробника електричної енергії. Для України характерним є випадок, коли власник (або оператор мікромережі) не може відпускати в загальну систему розподілу вироблену електричну енергію з ВДЕ. В цьому випадку графік сумарного навантаження мікромережі в кожній годині доби має відображати споживання електричної енергії з системи розподілу, але не її відпуск, або дорівнювати нулю.

Блінов І.В., Парус Є.В., Шиманюк П.В., Ворушило А.О., 2024

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0001-8010-5301>; ** <https://orcid.org/0000-0001-9087-3902>;

*** <https://orcid.org/0000-0002-7585-7493>; **** <https://orcid.org/0009-0002-3162-3502>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2024



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

Зменшення витрат у цьому випадку можливе за рахунок керування графіком споживання електричної енергії з урахуванням погодинних цін в оптовій частині ринку, платежів за передачу та розподіл електричної енергії, а також додаткових платежів постачальнику на роздрібному ринку. Реалізація цього можлива за рахунок використання систем енергетичного менеджменту мікромережі (СЕМ), які в своїй основі вирішують відповідні оптимізаційні задачі.

В межах публікації розглянуто один з варіантів використання СЕМ для підприємства, що не здійснює відпуск електричної енергії в систему розподілу, має у своєму складі навантаження, сонячну електростанцію (СЕС) та систему зберігання електричної енергії. При цьому математична модель сформована з огляду на подання задачі оптимізації у нормалізованій формі, придатній задля застосування існуючих методів нелінійної оптимізації [16]. Слід зауважити, що в роботі СЕС розглядається як альтернативне нерегульоване джерело електроенергії, тому математичний апарат сформовано таким чином, щоб за вхідні данні використовувалися відповідні прогнозовані графіки відпуску електричної енергії [17].

Економічна вигода від експлуатації СЕС розраховується як ринкова вартість тих обсягів електричної енергії, які заміщуються нерегульованою генерацією СЕС. Експлуатація УЗЕ дає змогу додатково зменшити вартість закупівлі електроенергії за рахунок накопичення електричної енергії у години з її низкою ринковою вартістю чи накопичення профіциту генерації СЕС та відпуску накопиченої електроенергії у години з високою її вартістю. Тоді задля зменшення витрат на закупівлю електроенергії необхідно, враховуючи прогнозований графік електроспоживання підприємства і прогнозований графік генерації СЕС, сформувати оптимальний графік експлуатації УЗЕ. Задача побудови оптимального графіка функціонування УЗЕ відноситься до задач планування графіків електроспоживання та роботи обладнання підприємства. Реалізацію запланованого графіка функціонування УЗЕ покладено на СЕМ. Відповідно математична модель задачі мінімізації вартості закупівлі електричної енергії має імітувати функції управління СЕМ в частинах контролю балансів електричної енергії на підприємстві та управління роботою УЗЕ.

Метою статті є опис розробленої математичної моделі оптимізації функціонування мікромережі із сонячною електричною станцією (задля забезпечення власних потреб електроспоживання), установкою зберігання електроенергії та навантаженням підприємства під управлінням системи енергоменеджменту з метою зменшення витрат на закупівлю електричної енергії на роздрібному ринку.

Ціль задачі оптимізації. Ціль оптимізації функціонування мікромережі полягає у зменшенні витрат на закупівлю електричної енергії власником мікромережі у постачальника на роздрібному ринку. Змінними оптимізації є погодинні обсяги закупівлі електричної енергії у постачальника, а також обсяги накопичення і відпуску електроенергії в УЗЕ

$$\text{Min} \left(\sum_{h=1}^{24} (C_h^{\text{EN}} \cdot V_h^{\text{EN}} + 0 \cdot V_{(r),h}^{\text{ESS}} + 0 \cdot V_{(s),h}^{\text{ESS}} + PF_h^{\text{ESS}} + PF_h^{\text{SPP}}) \right), \quad (1)$$

де V_h^{EN} , C_h^{EN} – погодинні значення відповідно обсягу (змінна оптимізації) та ціни електроенергії, проданої постачальником; $V_{(r),h}^{\text{ESS}}$, $V_{(s),h}^{\text{ESS}}$ – погодинні значення обсягів відповідно відпуску та накопичення електроенергії в УЗЕ (змінні оптимізації); PF_h^{ESS} , PF_h^{SPP} – штрафні функції.

Погодинні значення ціни проданої постачальником електроенергії в (1) визначаються як

$$C_h^{\text{EN}} = C_h^{\text{S}} + T_{\text{TS}} + T_{\text{DS}} \forall h = [1..24],$$

де C_h^{S} – ринкова ціна електричної енергії, отриманої від постачальника у розрахункову годину h ; T_{TS} – тариф на передачу електроенергії; T_{DS} – тариф на розподіл електричної енергії.

Штрафні функції в (1) призначені для відсікання окремих технологічно недопустимих режимів з області розв'язків, а саме:

– технічно недопустимий режим одночасного накопичення та відпуску електричної енергії в УЗЕ;

– технічно недопустимий режим профіциту генерації СЕС, некомпенсований іншими складовими балансу електроенергії на підприємстві.

Відсікання недопустимих режимів з області розв'язків задачі оптимізації балансів електроенергії на підприємстві проблематично реалізувати алгебраїчними рівняннями у системі обмежень. Тому в математичній моделі використовується відсікання недопустимих рішень системою штрафів у цільо-

вій функції. При цьому основне завдання штрафних функцій – зробити апріорі не вигідними рішення, в яких присутні технологічно недопустимі режими.

Штрафи за режимів з одночасним накопиченням і відпуском електричної енергії в УЗЕ розраховуються як

$$PF_h^{ESS} = K_{PF}^{ESS} \cdot V_{(r),h}^{ESS} \cdot V_{(s),h}^{ESS} \forall h = [1..24]. \quad (2)$$

Коефіцієнт штрафу K_{PF}^{ESS} в (2) підбирається емпірично і його значення залежить від відношень між обсягами електроспоживання та ціною електроенергії. Штрафна функція (2) дорівнює нулю для рішень, в яких відсутні одночасно накопичення і відпуск електроенергії від УЗЕ. При цьому коефіцієнт штрафу повинен мати достатньо велике значення, за якого ненульове значення штрафної функції завжди негативно впливатиме на значення (1).

Штрафи профіцит генерації СЕС, некомпенсовані іншими складовими балансу електроенергії на підприємстві, розраховуються за формулою

$$PF_h^{SPP} = K_{PF}^{SPP} \cdot V_{R,h}^{SPP} \cdot C_h^{EN} \forall h = [1..24], \quad (3)$$

де K_{PF}^{SPP} – коефіцієнт штрафу за некомпенсований профіцит СЕС; $V_{R,h}^{SPP}$ – погодинний обсяг обмеження генерації СЕС (додаткова змінна оптимізації).

Коефіцієнт штрафу за некомпенсований профіцит СЕС підбирається емпірично. Значення цього коефіцієнта залежить від відношень між встановленою потужністю СЕС та обсягами електроспоживання підприємства. При цьому значення ціни електроенергії, отриманої від постачальника, в (3) компенсує вплив коливання погодинної вартості електроенергії та дає можливість підібрати єдине значення коефіцієнта штрафу для поточної архітектури СЕМ. Загалом значення коефіцієнта штрафу за некомпенсований профіцит СЕС має бути достатньо малим, щоб не впливати на пошук оптимальних рішень у ті години доби, коли відсутній профіцит генерації СЕС.

Підбір розмірностей достатньо великого значення K_{PF}^{ESS} та достатньо малого значення K_{PF}^{SPP} має узгоджуватися з обчислювальною точністю розрахунків. Наприклад, у розрахунках з використанням 8-байтових дійсних чисел слід дотримуватися відношення

$$\dim \frac{K_{PF}^{ESS}}{K_{PF}^{SPP}} \ll 10^{17}.$$

Використання штрафних функцій вносить нелінійність у цільову функцію (1). Тому для розв'язання задачі зменшення витрат на закупівлю електричної енергії у електропостачальника необхідно використовувати методи нелінійної оптимізації.

Модель режимів УЗЕ. Структурно математичний апарат функціонування УЗЕ формалізовано

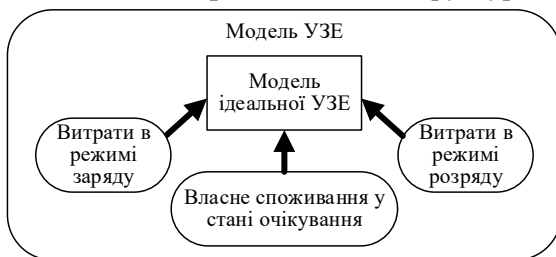


Рис. 1

як модель ідеального УЗЕ, на яку накладено складові витрат електроенергії в різних режимах роботи накопичувача (рис.1). Під моделлю ідеального УЗЕ в межах даної роботи розуміється формальне подання функцій накопичувача електричної енергії без технологічних витрат електричної енергії. Модель ідеального УЗЕ визначає функції, характерні для трьох базових режимів: очікування, заряду та зряду.

1. У стані очікування (за відсутності потоків заряду чи розряду) УЗЕ зберігає заряд незмінним

$$W_h^{ESS} = W_{h-1}^{ESS} : V_{(r),h}^{ESS} = 0 \vee V_{(s),h}^{ESS} = 0 \forall h = [2..24],$$

де W_{h-1}^{ESS} , W_h^{ESS} – обсяги накопиченого заряду в УЗЕ відповідно у попередню $h-1$ та поточну h розрахункові години; $V_{(r),h}^{ESS}$, $V_{(s),h}^{ESS}$ – значення обсягів відповідно відпуску та накопичення електроенергії в УЗЕ для години h .

2. В режимі заряду обсяг накопичення електроенергії в УЗЕ збільшується

$$W_h^{ESS} = W_{h-1}^{ESS} + V_{(s),h}^{ESS} \forall h = [2..24].$$

3. В режимі розряду обсяг накопичення електроенергії в УЗЕ зменшується

$$W_h^{ESS} = W_{h-1}^{ESS} - V_{(r),h}^{ESS} \forall h = [2..24].$$

Тоді для кожної години k обсяг накопиченої в УЗЕ електроенергії

$$W_k^{\text{ESS}} = W_{\text{beg}}^{\text{ESS}} + \sum_{h=1}^k (V_{(s),h}^{\text{ESS}} - V_{(r),h}^{\text{ESS}}) \forall k = [1..24], \quad (4)$$

де $W_{\text{beg}}^{\text{ESS}}$ – рівень заповнення УЗЕ електричною енергією на початку розрахункової доби.

Математичне відображення базових функцій ідеального УЗЕ доповнюється функціями технологічних витрат електроенергії. Так само визначаються функції витрат електроенергії у стані очікування, в режимі заряду і у режимі розряду. Крім того, в залежності від особливостей конструкції УЗЕ складові технологічних витрат групуються за ознакою впливу на рівень заряду УЗЕ:

– процеси, які впливають на рівень заряду УЗЕ (наприклад, саморозряд накопичувача), відображаються функціями витрат у рівняння (4);

– процеси, які не впливають на рівень заряду УЗЕ (наприклад, електроспоживання системи управління УЗЕ), відображаються функціями витрат у рівняннях балансів електроенергії;

– незмінні у будь-яких режимах роботи УЗЕ технологічні витрати електроенергії можуть бути виокремлені як складова електроспоживання підприємства.

Втрати електроенергії у стані очікування. Втрати електроенергії для УЗЕ у стані очікування розраховуються з приведенням до деякого фіксованого періоду часу, наприклад, до розрахункової години. У загальному випадку втрати електроенергії для УЗЕ у стані очікування залежать від обсягу накопиченої в УЗЕ електричної енергії. Лінійна функція витрат електроенергії як залежність від обсягу накопиченої електричної енергії

$$\Delta V_{(ws)}^{\text{ESS}} (W_h^{\text{ESS}}) = A_{(ws)}^{\text{ESS}} \cdot W_h^{\text{ESS}} + B_{(ws)}^{\text{ESS}} \left[\begin{array}{l} A_{(ws)}^{\text{ESS}} = \frac{\Delta V_{(ws)\text{max}}^{\text{ESS}} - \Delta V_{(ws)\text{min}}^{\text{ESS}}}{W_{\text{max}}^{\text{ESS}}} \forall h = [1..24], \\ B_{(ws)}^{\text{ESS}} = \Delta V_{(ws)\text{min}}^{\text{ESS}} \end{array} \right. \quad (5)$$

де $\Delta V_{(ws)\text{min}}^{\text{ESS}}$, $\Delta V_{(ws)\text{max}}^{\text{ESS}}$ – погодинні витрати електричної енергії за рівнями відповідно мінімального та максимального заповнення УЗЕ.

Потреба у врахуванні витрат електроенергії для УЗЕ у стані очікування як залежності від обсягу накопиченої електричної енергії виникає для УЗЕ з відносно великими значеннями саморозряду, наприклад, для свинцевих акумуляторів. Для літєвих акумуляторів значення саморозряду протягом розрахункової доби вкрай малі і допустимо прийняти незмінне значення витрат електроенергії для УЗЕ у стані очікування

$$\Delta V_{(ws)}^{\text{ESS}} (W_h^{\text{ESS}}) = \Delta V_{(ws)\text{min}}^{\text{ESS}} \rightarrow \text{const} \forall h = [1..24]. \quad (6)$$

Втрати електроенергії у режимі заряду УЗЕ. Втрати електроенергії у режимі заряду УЗЕ розраховуються з приведенням до значення струму чи обсягу електроенергії за фіксований період часу, наприклад, за розрахункову годину. В межах даної публікації під втратами електроенергії у режимі заряду УЗЕ розуміється та частина технологічних витрат, яка виникає за ненульових струмів заряджання УЗЕ. Втрати електроенергії в режимі заряджання УЗЕ відображають передусім втрати електроенергії в інверторі та у кабельних лініях. Тому функція втрат електроенергії у режимі заряду УЗЕ матиме переважно квадратичну залежність від струмів заряджання. Проте, в роботі для спрощення розглядається лінійна характеристика.

Лінійна залежність втрат електроенергії від потужності заряду УЗЕ має вигляд

$$\Delta V_{(cs)}^{\text{ESS}} = \frac{\Delta V_{(cs)\text{max}}^{\text{ESS}}}{V_{(s)\text{max}}^{\text{ESS}}} \cdot V_{(s),h}^{\text{ESS}} = K_{(cs)}^{\text{ESS}} \cdot V_{(s),h}^{\text{ESS}} \forall h = [1..24], \quad (7)$$

де $V_{(s)\text{max}}^{\text{ESS}}$ – максимальний погодинний обсяг заряду УЗЕ; $\Delta V_{(cs)\text{max}}^{\text{ESS}}$ – втрати електроенергії в режимі максимального заряду УЗЕ.

Відношення $K_{(cs)}^{\text{ESS}}$ визначає долю втрат електроенергії в обсягах потоку заряджання УЗЕ. Втрати електроенергії в інверторі та у кабельних лініях приймаємо 10% – 12% на цикл заряду/розряду УЗЕ.

Втрати електроенергії у режимі розряду УЗЕ. Аналогічно режиму заряду втрати електроенергії у режимі розряду УЗЕ розраховуються з приведенням до значення струму чи обсягу електроенергії за фіксований період часу, наприклад, за розрахункову годину. Лінійна залежність втрат електроенергії у режимі розряду УЗЕ від потужності розряджання враховується функцією

$$\Delta V_{(cr)}^{ESS} = \frac{\Delta V_{(cr)max}^{ESS}}{V_{(r)max}^{ESS}} \cdot V_{(r),h}^{ESS} = K_{(cr)}^{ESS} \cdot V_{(r),h}^{ESS} \forall h = [1..24], \quad (8)$$

де $V_{(r)max}^{ESS}$ – максимальний погодинний обсяг розряду УЗЕ; $\Delta V_{(rs)max}^{ESS}$ – втрати електроенергії в режимі максимального розряду УЗЕ; $K_{(cr)}^{ESS}$ – доля втрат електроенергії в обсягах потоку розряджання УЗЕ, яка за статистичними даними може оцінюватися як $K_{(cr)}^{ESS} \approx 0,06$.

Функція обсягу накопиченої в УЗЕ електроенергії. У системі обмежень рівностей та нерівностей стани УЗЕ подаються незалежними змінними значень погодинних обсягів заряджання і розряджання, а також обсягом накопиченої в УЗЕ електроенергії. Втрати електроенергії в режимах заряджання і розряджання УЗЕ впливають на відношення між обсягами накопиченої та відпущеної електроенергії і тому повинні враховуватися у функції розрахунку обсягів накопиченої електроенергії (4).

Тому функція розрахунку обсягів накопиченої в УЗЕ електроенергії для години h

$$W_h^{ESS} = W_{beg}^{ESS} + \sum_{k=1}^h (V_{(s),k}^{ESS} - V_{(r),k}^{ESS} - \Delta V_{(ws),k}^{ESS} - \Delta V_{(cs),k}^{ESS} - \Delta V_{(cr),k}^{ESS}) \forall h = [1..24].$$

Нехай технологічні витрати електроенергії УЗЕ у стані очікування не залежать від обсягів накопиченої електроенергії і розраховуються по (6). Тоді, враховуючи (6) – (8), маємо остаточно

$$W_h^{ESS} = W_{beg}^{ESS} + (1 - K_{(cs)}^{ESS}) \sum_{k=1}^h V_{(s),k}^{ESS} - (1 + K_{(cr)}^{ESS}) \sum_{k=1}^h V_{(r),k}^{ESS} - h \cdot \Delta V_{(ws)min}^{ESS} \forall h = [1..24]. \quad (9)$$

Функція (9) має сепарабельне подання незалежних змінних $V_{(s),k}^{ESS}$ та $V_{(r),k}^{ESS}$ і може достатньо просто бути формалізована до нормального подання, прийняттого для розрахунків існуючими методами та засобами нелінійної оптимізації.

Система обмежень задачі оптимізації. До системи обмежень цільової функції (1) належать: рівняння погодинних балансів електроенергії в мікромережі, обмеження для контролю рівня заповнення УЗЕ, обмеження на погодинні обсяги заряджання і розряджання УЗЕ.

Рівняння погодинних балансів електроенергії в мікромережі мають наступний вигляд:

$$V_h^{EN} + V_h^{SPP} - V_{R,h}^{SPP} + V_{(r),h}^{ESS} - V_{(s),h}^{ESS} - V_h^{con} - V_{(wso)}^{ESS} = 0 \forall h = [1..24],$$

де V_h^{con} – обсяг електроспоживання підприємства у годину h ; $V_{(wso)}^{ESS}$ – обсяг електроспоживання системи управління УЗЕ у годину h .

Обмеження для контролю рівня заповнення УЗЕ протягом розрахункової доби мають вигляд

$$W_{min}^{ESS} \leq W_h^{ESS} \leq W_{max}^{ESS} \forall h = [1..24],$$

де W_{min}^{ESS} , W_{max}^{ESS} – відповідно мінімальний та максимальний обсяги накопичення електроенергії в УЗЕ.

Слід зазначити, що в (9) використовується значення початкового обсягу накопиченої в УЗЕ електроенергії W_{beg}^{ESS} . Але за результатами оптимізації зазвичай формується добовий графік функціонування УЗЕ з мінімально допустимим обсягом накопичення електроенергії в УЗЕ. У разі потреби зафіксувати на бажаному рівні обсяг накопиченої в УЗЕ електроенергії в кінці розрахункової доби на основі (9) формується додаткове рівняння добового балансу

$$W_{beg}^{ESS} + (1 - K_{(cs)}^{ESS}) \sum_{h=1}^{24} V_{(s),h}^{ESS} - (1 + K_{(cr)}^{ESS}) \sum_{h=1}^{24} V_{(r),h}^{ESS} - 24 \cdot \Delta V_{(ws)min}^{ESS} = W_{end}^{ESS},$$

де W_{end}^{ESS} – рівень заповнення УЗЕ електричною енергією на кінець розрахункової доби.

Додатково для змінних оптимізації означаються межі допустимих значень для кожної години розрахункової доби

$$\left[0 \leq V_h^{EN} \leq V_{max}^{EN} \right] \wedge \left[0 \leq V_{(r),h}^{ESS} \leq V_{(r),max}^{ESS} \right] \wedge \left[0 \leq V_{(s),h}^{ESS} \leq V_{(s),max}^{ESS} \right] \wedge \left[0 \leq V_{R,h}^{SPP} \right] \forall h = [1..24].$$

Аналіз результатів моделювання. Ефективність оптимізації функціонування мікромережі, що розглядається, може бути оцінена шляхом визначення вигоди спільної роботи від СЕС та УЗЕ під управлінням СЕМ у порівнянні із витратами на закупівлю електроенергії власником мікромережі на роздрібному ринку.

За такої постановки задачі пошук оптимального рішення щодо технічних характеристик СЕС і УЗЕ, а також відповідних графіків функціонування УЗЕ, здійснюється шляхом розв'язання задачі оптимізації

$$\text{Max} \left(\text{Prof}_f^{\text{MG}} - \text{Cost}_f^{\text{MG}} - \text{Cost}_{\text{const}}^{\text{MG}} \right) = \text{Max} \left(\Delta \text{FB}_f^{\text{MG}} - \text{Cost}_{\text{const}}^{\text{MG}} \right), \quad (10)$$

де $\text{Cost}_{\text{const}}^{\text{MG}}$ – постійна складова витрат; $\text{Cost}_f^{\text{MG}}$ – витрати, пов'язані із реалізацією функцій мікромережі; $\text{Prof}_f^{\text{MG}}$ – вигода, набута підприємством внаслідок зменшення витрат за закупівлю електричної енергії; $\Delta \text{FB}_f^{\text{MG}}$ – чиста вигода від експлуатації мікромережі.

Запропонована в роботі модель передбачає оптимізацію експлуатації вже існуючої СЕС та добового графіка функціонування УЗЕ на основі інформації про погодинні ціни у сегменті РДН, а також прогнозу погодинних обсягів відпуску електричної енергії від СЕС і прогнозу погодинних обсягів електроспоживання підприємства. Фактично без використання УЗЕ функції СЕМ зводяться до обмеження профіцитної частини обсягів генерації СЕС вище поточного обсягу електроспоживання підприємства з метою недопущення появи потоків електроенергії у мережу системи розподілу. Вигода від експлуатації СЕС розраховується з використанням значення вартості електроенергії, яку не закуплено у постачальника електричної енергії завдяки генерації СЕС. Добові витрати на забезпечення функцій мікромережі пов'язуються із споживанням власних потреб СЕМ та СЕС. Тоді функція вигоди від експлуатації мікромережі за розрахункову добу визначається як

$$\Delta \text{FB}_D^{\text{MG}} = \text{Prof}_D^{\text{MG}} - \text{Cost}_D^{\text{MG}} = \sum_{h=1}^{24} C_h^{\text{EN}} \cdot \left(V_h^{\text{SPP}} - V_{\text{o.n.},h}^{\text{SPP}} - V_{\text{o.n.},h}^{\text{MG}} \right),$$

де C_h^{EN} – ціна закупівлі підприємством електроенергії для години h ; V_h^{SPP} – обсяг відпущеної від СЕС електроенергії для години h ; $V_{\text{o.n.},h}^{\text{SPP}}$, $V_{\text{o.n.},h}^{\text{MG}}$ – обсяги споживання власних потреб відповідно СЕС та СЕМ для години h .

Впровадження УЗЕ у структуру СЕМ підприємства дає можливість додатково зменшити витрати на закупівлю електроенергії у постачальника за певного рівня цін на ринку. Збільшення вигоди за допомогою УЗЕ досягається за рахунок накопичення електричної енергії у години мінімальних ринкових цін та у години профіциту генерації СЕС із відпуском накопиченої електроенергії в години максимальних ринкових цін. Функції СЕМ при цьому розширюються управлінням режимами функціонування УЗЕ. Оптимальний графік функціонування УЗЕ протягом розрахункової доби визначається за результатами оптимізації (1), а значення вигоди (зменшення витрат на закупівлю електроенергії за рахунок експлуатації УЗЕ) враховується в (10).

Оптимізація по (10) із застосуванням описаної у роботі моделі виконується на етапі проектування для вибору оптимальних характеристик мікромережі. При цьому змінюються вимоги щодо вхідних даних для розрахунків. У процесі експлуатації мікромережі запропонована математична модель розв'язує задачу формування оптимального добового графіка погодинних обсягів закупівлі електроенергії у постачальника та формування оптимального графіка режимів функціонування УЗЕ. Задля розв'язання поставленої задачі використовуються вхідні дані, отримані за результатами прогнозування, а саме: прогнозовані на добу погодинні ціни закупівлі електроенергії у постачальника, прогнозований на добу графік погодинних обсягів електроспоживання на підприємстві, а також добовий прогноз погодинних обсягів відпуску електричної енергії від СЕС.

В задачах проектування необхідно додатково враховувати сезонні коливання значень ринкових цін та обсягів електроенергії. Тому розрахунки слід виконувати для розрахункового року (чи для окремих характерних днів з подальшою екстраполяцією результатів до розрахункового року). При цьому для розрахунків доцільно використовувати ретроспективну інформацію, що дає можливість безпосередньо порівняти економічний ефект (зменшені витрати на закупівлю електроенергії) від експлуатації мікромережі загалом та окремих її складових із витратами на закупівлю електроенергії на підприємстві без мікромережі чи окремих її складових.

Наведемо приклади розрахунків окремих складових ефекту від функціонування мікромережі на основі ретроспективної інформації за 21 червня та 22 грудня 2023 року.

У прикладі розрахунків обрано характеристики УЗЕ з літєвими акумуляторами номінальною ємністю 40 кВт·год та вартістю 1 000 000 ₪. Рекомендована виробником глибина розряду $DoD=90\%$. Робоча ємність УЗЕ становить 36 кВт·год. Максимальний погодинний обсяг заряджання УЗЕ стано-

виль 15 кВт·год, а розрядження – 30 кВт·год. Технологічні витрати електроенергії на живлення системи управління УЗЕ становлять 0,025 кВт·год. Технологічні витрати електроенергії на живлення системи управління УЗЕ через інвертор не враховувалися. Коефіцієнти втрат електроенергії в обсягах потоків відповідно заряджання і розряджання УЗЕ: $K_{(es)}^{ESS} = K_{(cr)}^{ESS} = 0,06$. Початковий обсяг заряду УЗЕ (на початок розрахункової доби) означено як $W_{beg}^{ESS} = 0$. Обсяг заряду УЗЕ на кінець розрахункової доби не фіксувався. На підприємстві також встановлено 2 СЕС по 40 кВт із вартістю 1 977 600 грн. Графіки генерації СЕС апроксимовано за ретроспективними даними Гарантованого покупця.

Оптимізацію виконано засобами *Frontline's Standard Excel Solver (Generalized Reduced Gradient algorithm)*. Результати розв'язання задачі мінімізації вартості закупівлі електроенергії наведено на рис. 2. Зокрема, для ретроспективних даних за 22 грудня 2023 року погодинні баланси електроенергії наведено на рис. 2, а, а графіки функціонування УЗЕ – на рис. 2, в. Для ретроспективних даних за 21 червня 2023 року погодинні баланси електроенергії відображено на рис. 2, б, а графіки функціонування УЗЕ – на рис. 2, з.

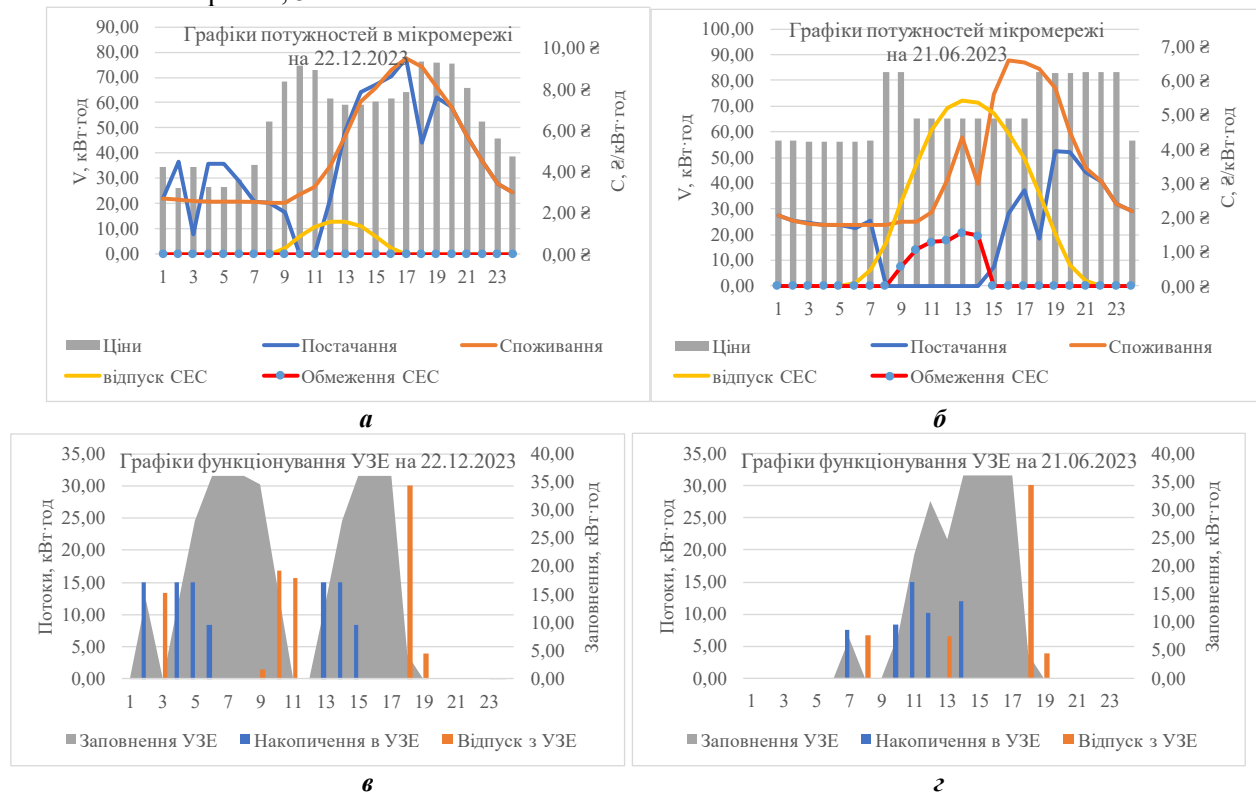


Рис. 2

На 21 червня (рис. 2, б) з 10:00 до 14:00 у локальній мережі підприємства спостерігався профіцит генерації СЕС, коли погодинні обсяги відпуску електроенергії СЕС були більшими за погодинні обсяги електроспоживання підприємства. Сумарний обсяг профіциту генерації СЕС за цей період часу склав 111,8 кВт·год, і ємності УЗЕ виявилось недостатньо задля компенсації такого обсягу профіциту. Тому за результатами оптимізації визначено потребу обмеження генерації СЕС з 10:00 до 14:00 сумарним обсягом 63,8 кВт·год. Тобто, оптимальний графік функціонування мікромережі передбачає у цій ситуації заповнення всієї робочої ємності УЗЕ 36 кВт·год (рис. 2, з), а також враховує технологічні витрати електроенергії в УЗЕ сумарним обсягом 3,1 кВт·год. Результати оцінки вигоди від функціонування СЕС і УЗЕ у складі мікромережі зведено у таблицю.

Доба	Зменшення вартості закупівлі електроенергії		
	СЕС (за добу)	УЗЕ (на 1 цикл)	СЕС та УЗЕ (за добу)
22.12.2023	518,20 ₴ (7,72%)	185,13₴	739,82 ₴ (11,03%)
21.06.2023	2 506,83₴ (46,17%)	165,23₴	2 725,81₴ (50,20%)

Розрахунки показників рентабельності та окупності мікромережі виходять за межі цієї публікації, тому для оцінювання отриманих результатів наведемо лише порівняння отримуваної вигоди з інвестиційною складовою витрат в СЕС та УЗЕ.

Так для СЕС із представленими у прикладі характеристиками та строком експлуатації 12 років окупність інвестиційної складової забезпечується вигодою від зменшення вартості закупівлі електроенергії не менше 451,51€ щодоби. Як видно із наведених у таблиці результатів, необхідне для окупності інвестиційної складової СЕС значення вигоди забезпечується навіть у сезон зимового мінімуму генерації електроенергії. Для УЗЕ із представленими у прикладі характеристиками окупність інвестиційної складової забезпечується вигодою не менше 166,67€ на один цикл заряд/розряд. Як видно із наведених у таблиці результатів оптимізації, отримувана внаслідок зменшення вартості закупівлі електроенергії вигода за 21.06.2023 не компенсує інвестиційну складову УЗЕ.

Для УЗЕ із представленими у прикладі характеристиками різниця у ринкових цінах для накопиченої та відпущеної електроенергії має складати не менше 3,24€. Тому представлена математична модель потребує додаткового обмеження: здійснювати цикл накопичення/відпуску електроенергії лише для тих годин доби, коли різниця у вартості відпущеної та накопиченої електроенергії забезпечує покриття витрат на функціонування УЗЕ. У протилежному випадку УЗЕ доцільно використовувати для розв'язання інших задач, наприклад, для утримування резерву електроенергії на живлення критично важливого навантаження у періоди роботи електричної мережі підприємства в ізольованому режимі. Обмеження щодо використання УЗЕ лише за умови отримання вигоди не менше мінімального заданого значення має вигляд

$$\sum_{h=1}^{24} V_{(r),h}^{ESS} \cdot (C_h^{EN} - \Delta C_{min1c}^{ESS}) - \sum_{h=1}^{24} V_{(r),h}^{ESS} \cdot C_h^{EN} \geq 0,$$

де ΔC_{min1c}^{ESS} – приведена до 1 кВт·год мінімально допустима різниця вартостей відпущеної та накопиченої електроенергії за один цикл «заряд/розряд», яка розраховується за формулою

$$\Delta C_{min1c}^{ESS} = \frac{B_{min,1c}^{ESS}}{W_{nom}^{ESS} \cdot DoD},$$

де $B_{min,1c}^{ESS}$ – мінімальна сума вигоди, яку слід отримати в результаті реалізації одного циклу «заряд/розряд» УЗЕ; W_{nom}^{ESS} – номінальна ємність УЗЕ; DoD – глибина розряду для циклу «заряд/розряд» УЗЕ.

Приклад залучення УЗЕ до розв'язання задачі зменшення витрат на закупівлю електроенергії з обмеженням на мінімально необхідну суму отримуваної вигоди наведений на рис. 3.

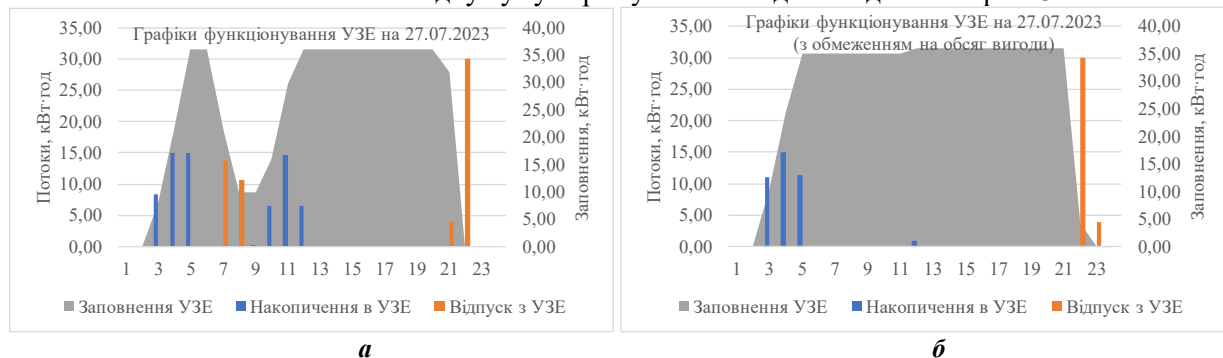


Рис. 3

В розрахунках використана ретроспективна інформація за 27 липня 2023 року, коли різниця погодинних ринкових цін була достатньою для обґрунтування використання УЗЕ в задачі зменшення вартості закупівлі електроенергії. Для розрахункової доби накопичення електроенергії в УЗЕ відбувається в умовах максимальної генерації електроенергії від СЕС та денного зменшення ринкової вартості електроенергії. Відпуск електроенергії від УЗЕ відбувається в години вечірнього піку електроспоживання та максимуму вартості електроенергії, коли обсяги генерації СЕС падають до нуля. За результатами розв'язання задачі мінімізації витрат на закупівлю електроенергії з обмеженням на обсяг вигоди не менше 166,67€ за один цикл заряд/розряд сумарний відпуск електричної енергії від УЗЕ за добу зменшився з 58,59 кВт·год (рис. 3, а) до 33,96 кВт·год (рис. 3, б), що забезпечило задане значення вигоди.

Висновки. Запропонована в даній роботі модель оптимізації функціонування мікромережі у складі навантаження підприємства, СЕС та УЗЕ дає змогу забезпечити формування графіків функціонування УЗЕ для налаштування СЕМ мікромережі за умов її приєднання до системи

розподілу задля зменшення витрат на закупівлю електроенергії на роздрібному ринку. В моделі враховуються: технологічні витрати електроенергії, пов'язані з різними режимами роботи УЗЕ в різні проміжки розрахункової доби, наявні обмеження СЕС, графік погодинних цін закупівлі електричної енергії на роздрібному ринку у постачальника електричної енергії та графік електроспоживання підприємства. За умов використання ретроспективних даних для моделювання режимів мікромережі із СЕС та УЗЕ, розроблена модель може використовуватися як основа для побудови моделей вибору оптимальних характеристик обладнання мікромережі в задачах проектування.

Роботу виконано в межах виконання наукової роботи «Моделі та засоби запобігання погіршення якості електропостачання промислових споживачів (Монітор-4)» (КПКВК 6541030).

- 1 Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.С. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47–48.
- 2 IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
- 3 Denysiuk S., Derevianko D. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2020), Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. Pp. 211–214. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>.
- 4 Cagnano A., De Tuglie E., Mancarella P. Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation. *Appl. Energy*. 2020. Vol. 258. 114039. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>.
- 5 Imani M.H., Ghadi J., Ghavidel S., Li L. Demand response modeling in microgrid operation: A review and application for incentive-based and time-based programs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 94. Pp. 486–499.
- 6 IEC TR 62898-1. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. IEC. 2023. 86 p.
- 7 IEC TR 62898-4 Microgrids – Part 4: Use cases. IEC. 2023. 70 p.
- 8 Про затвердження кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. №310.
- 9 Akinyele D., Olabode E., Amole A. Review of fuel cell technologies and applications for sustainable microgrid systems. *Inventions*. 2020. No 5. 42. DOI: <https://doi.org/10.3390/inventions5030042>.
- 10 Блінов І.В., Трач І.В., Парус Є.В., Дерев'яно Д.Г., Хоменко В.М. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах шляхом використання відновлювальних джерел енергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>.
- 11 Rebollal D., Carpintero-Rentería M., Santos-Martín D., Chinchilla M. Microgrid and distributed energy resources standards and guidelines review: Grid connection and operation technical requirements. *Energies*. 2021. Vol. 14(3). 523. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14030523>.
- 12 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>.
- 13 Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. IEEE 2nd KhPI Week on *Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 13-17 September 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
- 14 Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. №312.
- 15 Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 311.
- 16 Martins Joaquim R.R. A., Ning Andrew. *Engineering Design Optimization*. Cambridge University Press, 2021.
- 17 Loskutov S., Miroshnyk V., Blinov I. Comparison of widely-used models for multifactoral short-term photovoltaic generation forecast. IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2022), Kyiv, Ukraine, 12-14 October 2022. Pp. 123–126. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969270>.

OPTIMIZATION MODEL OF MICROGRID FUNCTIONING WITH SOLAR POWER PLANT AND ENERGY STORAGE SYSTEM

I.V. Blinov¹, Ye.V. Parus¹, P.V. Shymaniuk¹, A.O. Vorushylo²

¹ Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine,

e-mail: blinovihor@gmail.com; paruseugene@gmail.com; shymanp@ied.org.ua.

² LLC «Proxima Research International»,

Mykola Bazhana Ave., 10A, Kyiv, 02000, Ukraine, e-mail: anton2320@gmail.com.

The article provides a description of the microgrid function optimization model for solving the problem of reducing the cost of electricity purchases by the owner of such a microgrid on the retail electricity market. The objective function of minimizing the cost of electricity purchase has been formalized. Approaches to determining the coefficients of penalty functions designed to cut off technically unacceptable modes of the microgrid have been determined. A mathematical model of an energy storage system (ESS) is proposed, in which the functions of calculating the technological costs of electricity are formalized. A system of constraints for the problem of minimization of the cost of electricity purchase is given. Approaches to solving the problem of evaluating the effect of SPP and ESS operation in microgrids using optimization results are determined. Examples of microgrid operation optimization for an enterprise with its own SPP and ESS are presented. The need for additional control of the economic expediency of involving ESS in the regulation of electricity balances at the enterprise was noted. References 17, figures 3, table 1.

Keywords: Microgrid, solar power plant, energy storage system, optimization.

1. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Tankevych S.Ye. Smart grid and organization of information exchange in electric power systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2012. No 3. Pp. 47–48. (Ukr)
2. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
3. Denysiuk S., Derevianko D. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2020), Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. Pp. 211–214. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>.
4. Cagnano A., De Tuglie E., Mancarella P. Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation. *Appl. Energy*. 2020. Vol. 258. 114039. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>.
5. Imani M.H., Ghadi J., Ghavidel S., Li L. Demand response modeling in microgrid operation: A review and application for incentive-based and time-based programs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 94. Pp. 486–499.
6. IEC TR 62898-1. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. IEC. 2023. 86 p.
7. IEC TR 62898-4 Microgrids – Part 4: Use cases. IEC. 2023. 70 p.
8. On Approval of Distribution Network Code: NEURC Resolution 14.03.2018 No 310. (Ukr)
9. Akinyele D., Olabode E., Amole A. Review of fuel cell technologies and applications for sustainable microgrid systems. *Inventions*. 2020. No 5. 42. DOI: <https://doi.org/10.3390/inventions5030042>.
10. Blinov I.V., Trach I.V., Parus Ye.V., Derevianko D.G., Khomenko V.M. Voltage regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 1. Pp.60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>. (Ukr)
11. Rebolal D., Carpintero-Rentería M., Santos-Martín D., Chinchilla M. Microgrid and distributed energy resources standards and guidelines review: Grid connection and operation technical requirements. *Energies*. 2021. Vol. 14(3). 523. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14030523>.
12. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>. (Ukr)
13. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. IEEE 2nd KhPI Week on *Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 13-17 September 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
14. On Approval of Retail Market Rules: NEURC Resolution 14. 03.2018 No 312. (Ukr)
15. On Approval of the Commercial Electricity Metering Code: NEURC Resolution 14.03.2018 No 311. (Ukr)
16. Martins Joaquim R.R. A., Ning Andrew. *Engineering Design Optimization*. Cambridge University Press, 2021.
17. Loskutov S., Miroshnyk V., Blinov I. Comparison of widely-used models for multifactorial short-term photovoltaic generation forecast. IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2022), Kyiv, Ukraine, 12-14 October 2022. Pp. 123–126. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969270>.

Надійшла 03.05.2024

Остаточний варіант 16.05.2024