

ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СПІЛЬНОТИ

Ю.А. Веремійчук*, канд. техн. наук, В.П. Опришко**, канд. техн. наук,
І.В. Притискач***, канд. техн. наук, О.С. Ярмолук****, канд. техн. наук

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: y.veremiichuk@kpi.ua, opryshko@iill.kpi.ua, prytyskach.ivan@gmail.com, yarmolyuk.lena@gmail.com

Ціллю роботи є розробка методики розподілу навантаження між суб'єктами енергетичної спільноти відновлюваних джерел енергії малої потужності на основі модифікованого алгоритму розподілу ресурсів. Запропоновано механізм ефективного врахування багатокритеріальності, недовостатності й обмеженості початкової інформації, можливості гнучкого завдання та зміни пріоритетності цільових функцій і обмежень, зокрема, шляхом застосування лінгвістичних характеристик. Проведено апробацію запропонованої методики з використанням статистичних даних роботи відновлюваних джерел енергії, які забезпечують споживачів електроенергією на певній території та досліджено оптимальний режим їхньої роботи. Основна увага приділяється формуванню інструмента для забезпечення оптимальної роботи мережі з джерелами малої потужності. Використано критерії оптимізації технічного, економічного й екологічного спрямувань, що дають змогу отримати оптимальні режими роботи для суб'єктів енергетичної спільноти відновлюваних джерел енергії малої потужності. Бібл. 8, рис. 11, табл. 2.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, джерела малої потужності, багатокритеріальне прийняття рішень, енергетична спільнота, ВДЕ-спільнота, оптимізація.

Вступ. Останнім часом стрімкі темпи зростання попиту на електричну енергію та дефіциту традиційних енергетичних ресурсів, перспективний стрімкий розвиток і впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) малої потужності та впровадження установок зберігання енергії (УЗЕ) вимагають формування нового сегмента в енергетичній галузі, який швидко розвивається в усьому світі – енергетичної спільноти (ЕнС). Водночас необхідно, щоб потужності й ємності складових ЕнС було обрано оптимальним чином, що дасть можливість із максимальною ефективністю задіяти альтернативні та місцеві енергетичні ресурси [1–3]. Питання полягає у визначенні граничного обсягу потужності джерел енергії, який не створить проблеми для злагодженої роботи вже сформованої системи електропостачання. Постає задача визначення оптимального режиму роботи ЕнС, яка використовує різні суб'єкти ВДЕ малої потужності, забезпечуючи споживачів електричною енергією та взаємодіючи з енергосистемою у довільний момент часу t доби.

Під час вирішення задачі оптимізації режимів роботи в різних підходах можна використати як класичні (формальні) методи оптимізації, так і евристичні (неформальні). Окрім того, беручи до уваги багатофункціональний характер цієї задачі, пропонується використати багатокритеріальний підхід [4–6].

Використання різних стратегій оптимізації може впливати на вартість електроенергії в мережі, надійність і безпеку постачання, експлуатаційні характеристики та режими роботи, водночас необхідно враховувати екологічну складову. Результати аналізу проведених досліджень підкреслюють складність проблеми та вказують на те, що розумного компромісу суперечливих операційних цілей можна досягти, якщо виконати комбіновану процедуру оптимізації, щоб знайти найбільш економічне й екологічно безпечне рішення без порушення будь-яких технічних обмежень. До того ж потрібно враховувати законодавчі особливості країни або місцевості, де можуть бути сформовані ЕнС.

Формування цільових функцій і обмежень задачі, методика її розв'язання. На початковому етапі розв'язання задачі необхідно визначити й обґрунтувати перелік цільових функцій, що дають змогу забезпечити оптимальний розподіл навантаження між окремими

джерелами генерування. Визначені функції працюють на окремо виділене навантаження та відповідно їхнє найбільш раціональне використання в конкретний момент часу t . Водночас у процесі прийняття рішення насамперед ураховуються економічні аспекти роботи ЕнС і мережі, технічні характеристики обладнання, що використовується у ЕнС, екологічні наслідки його застосування (за потреби). Цільові функції, що будуть характеризувати оптимальну роботу ЕнС і мережі, представлено в лінгвістичній формі. Очевидно, що в конкретних умовах перелік цільових функцій може бути розширений. Ідея полягає в тому, щоб сформулювати цільові функції, які б характеризували різні суб'єкти ринку електроенергії, постачальників, операторів.

У такому разі структура кожної цільової функції буде мати такий вигляд:

$$F_{jt}(\mathbf{P}) = \sum_{i=1}^n a_{ji} P_{it},$$

де $j = 1, \dots, m$ – загальна кількість цільових функцій; n – кількість генеруючих джерел (факторів); t – конкретний період часу. В окремих цільових функціях коефіцієнт a_{ji} , наприклад, буде приймати питомих значення експлуатаційних витрат, значення числа годин використання максимуму $T_{\max i}$, рівень шкідливих викидів у атмосферу тощо.

У процесі розв'язання задачі окремі з наведених цільових функцій будуть потребувати мінімізації, а інші – максимізації. У цьому випадку задача в математичному плані може бути сформована таким чином:

$$F_{jt}(\mathbf{P}) \rightarrow \text{extr}_{\mathbf{P} \in L}, \quad j = 1, \dots, m, \quad \mathbf{P} = \{P_1, \dots, P_i, \dots, P_n\},$$

де m – кількість цільових функцій; за умови, що $L = \{\mathbf{P} \in R^n\}$, $L \subseteq \Omega$, де Ω – область рішень, оптимальних за Парето [7].

Як обмеження розглядаються:

1) технічні можливості окремих генеруючих джерел у складі ЕнС і мережі:

$$P_{it}^{\min} \leq P_{it} \leq P_{it}^{\max},$$

де P_{it} – відповідна доля електричного навантаження, яка надається i -м джерелом ЕнС і мережі, у кожний період часу t ; $P_{it}^{\min}$, $P_{it}^{\max}$ – відповідні обмеження за потужністю для кожного джерела ЕнС і мережі, яке розглядається в кожний період часу t ;

2) умова обов'язкового виконання балансу генерація-споживання за потреби з урахуванням потенціалу УЗЕ і втрат потужності для ділянок мережі, яка розглядається:

$$\sum_{i=1}^n P_{it} = A_t,$$

де A_t – сумарне навантаження ділянки мережі в кожний період часу t за відсутності потенціалу УЗЕ і нехтування втратами потужності для ділянки мережі, яка розглядається.

3) умова середньодобового обмеження енергії, яка визначається, наприклад, обсягом газу.

У роботі для вирішення питання оптимального розподілу навантаження між окремими складовими ЕнС застосовується модифікований алгоритм розподілу ресурсів. Досвід практичного застосування процедур багатокритеріального прийняття рішень під час розгляду достатньо широкого кола задач переконливо продемонстрував обґрунтованість і ефективність застосування для цих цільових функцій методу, запропонованого Р. Беллманом і Л. Заде, який засновано на апараті теорії нечітких множин. Це ефективний (з погляду обчислювання), так само як і вимогливий (з погляду отримання рішень із області Парето) метод аналізу багатокритеріальних моделей [7, 8]. Отримане в результаті рішення є оптимальним. Це рішення належить як області допустимих рішень, так і компромісів, що дає змогу його розглядати як кінцеве.

Відповідно до цього підходу кожна цільова (оціночна) функція $F_j(\mathbf{P})$, $j = 1, \dots, m$ замінюється нечіткою цільовою функцією або нечіткою множиною виду:

$$A_k = [\mathbf{P}, \mu_{A_k}(\mathbf{P})], \quad \mathbf{P} \in L, \quad k=1, \dots, m,$$

де $\mu_{A_k}(\mathbf{P})$ являє собою функцію належності нечіткої функції A_k [7, 8]; L – область компромісів.

Нечітке рішення задачі D формується так [7, 8]: $D = \bigcap_{k=1}^m A_k$. У результаті отримаємо функцію належності:

$$\mu_D(\mathbf{P}) = \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(\mathbf{P}), \quad \mathbf{P} \in L.$$

Це рішення можна інтерпретувати як нечітко сформульовану інструкцію [7, 8], що має максимальний ступінь належності до нечіткого рішення, тобто альтернатива визначається за умови:

$$\max_{\mathbf{P} \in L} \mu_D(\mathbf{P}) = \max_{\mathbf{P} \in L} \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(\mathbf{P}) - \text{максимізує альтернатива.}$$

Таким чином, точка, якій відповідає максимальне значення функції належності, приймається як остаточне рішення при реалізації процесу оптимізації:

$$\mathbf{P}^0 = \arg \max_{\mathbf{P} \in L} \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(\mathbf{P}).$$

Принциповим питанням під час розв'язання задачі прийняття рішення на підставі представленого підходу є формування функції належності $\mu_{A_k}(\mathbf{P})$. Вона має адекватно відображати характер відповідних оціночних (цілових) функцій. Зокрема пропонується, що функції належності формуються так:

– для цілових функцій, що підлягають максимізації (функція належності має приймати значення, рівне одиниці за максимального значення оціночної функції)

$$\mu_{A_k}(\mathbf{P}) = \left[\frac{F_j(\mathbf{P}) - \min_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P})}{\max_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P}) - \min_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P})} \right]^{\lambda_j},$$

– для цілових функцій, що підлягають мінімізації (функція належності мала великі значення за менших значень оціночних функцій і в точці мінімуму досягала своєї максимальної величини, рівної одиниці)

$$\mu_{A_k}(\mathbf{P}) = \left[\frac{\max_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P}) - F_j(\mathbf{P})}{\max_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P}) - \min_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P})} \right]^{\lambda_j},$$

де λ_j – показник, що відображає ступінь важливості k -ї оціночної функції та найчастіше визначається експериментальним шляхом.

Проведення розрахунків. Під час проведення експериментальних розрахунків було розглянуто енергетичну спільноту з різними відновлюваними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів енергією на певній території. На рис. 1 показано добовий графік відпуску електричної енергії споживачам. Потенційними джерелами генерації визначено: п'ять сонячних електростанцій, п'ять мікрогідроелектростанцій і три біогазові електростанції. У структурі ЕнС наявні керовані та некеровані відновлювані джерела енергії, потенціал останніх має бути задіяний у кожний момент часу повністю та першочергово. Також ураховано можливість споживання електричної енергії з мережі. Для визначення оптимального режиму роботи використовувалися чотири критерії: собівартість електроенергії, згенерованої ВДЕ; інвестиції/капітальні витрати; ступінь керованості станцією; вплив на довкілля. Як обмеження, наприклад для періоду часу $t = 18$ год, задавалися попередньо можливі: сумарне

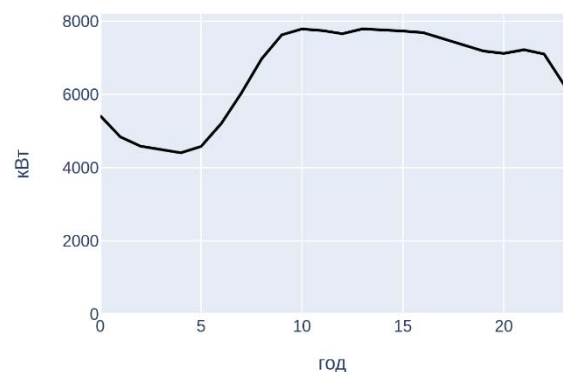


Рис. 1

навантаження $\sum_{i=1}^{13} P_{it} = A_t = 6124,179$ кВт і граничні значення потужності окремих генеруючих установок (табл. 1).

Таблиця 1

$P^{\min}$, кВт		$P^{\max}$, кВт	$P^{\min}$, кВт		$P^{\max}$, кВт
0	$\leq P_{1t} \leq$	2380,000	0	$\leq P_{8t} \leq$	21,002
0	$\leq P_{2t} \leq$	180,013	0	$\leq P_{9t} \leq$	630,000
0	$\leq P_{3t} \leq$	111,008	0	$\leq P_{10t} \leq$	56,446
0	$\leq P_{4t} \leq$	28,502	0	$\leq P_{11t} \leq$	2410
0	$\leq P_{5t} \leq$	36,417	0	$\leq P_{12t} \leq$	7,890
0	$\leq P_{6t} \leq$	103,180	0	$\leq P_{13t} \leq$	9,711
0	$\leq P_{7t} \leq$	150,011			

Для розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею сформовано чотири цільові функції:

1) насамперед задіяти генеруючі джерела (фактори) з мінімальним питомим значенням собівартості за 1 кВт·год згенерованої енергії;

2) віддати перевагу джерелам енергії з максимальним питомим значенням капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності. Необхідно передусім задіювати ті джерела енергії, у які було «вкладено» більші витрати – для швидшого повернення інвестиційних коштів; (У разі використання зазначених двох цільових функцій серед найбільш вартісних обираються електростанції з мінімальним питомим значенням собівартості).

3) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним (легким) ступенем керованості (маневреності) станції, які залучаються до роботи в такому порядку: сонячні електростанції, мікрогідроелектростанції, біогазові електростанції;

4) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним впливом на довкілля (займані корисні площі, затоплення земель тощо).

Запропоновані цільові функції в математичному представленні мають такий вигляд:

1. $F_1(\mathbf{P}) = a_{1,1}P_1 + a_{1,2}P_2 + \dots + a_{1,14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{1,1}, a_{1,2}, \dots, a_{1,14}$ відповідають питомому (на 1 кВт·год) значенню собівартості згенерованої енергії, характерному для окремих генеруючих установок;

2. $F_2(\mathbf{P}) = a_{2,1}P_1 + a_{2,2}P_2 + \dots + a_{2,14}P_{14} \rightarrow \max$, де $a_{2,1}, a_{2,2}, \dots, a_{2,14}$ відповідають питомому значенню капітальних витрат, характерному для окремих генеруючих установок;

3. $F_3(\mathbf{P}) = a_{3,1}P_1 + a_{3,2}P_2 + \dots + a_{3,14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{3,1}, a_{3,2}, \dots, a_{3,14}$ відповідають значенню ступеня керованості, характерному для окремих генеруючих установок;

4. $F_4(\mathbf{P}) = a_{4,1}P_1 + a_{4,2}P_2 + \dots + a_{4,14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{4,1}, a_{4,2}, \dots, a_{4,14}$ відповідають значенню впливу на довкілля для окремих генеруючих установок.

Результати розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею отримано для режиму, який мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України (рис. 2–6).

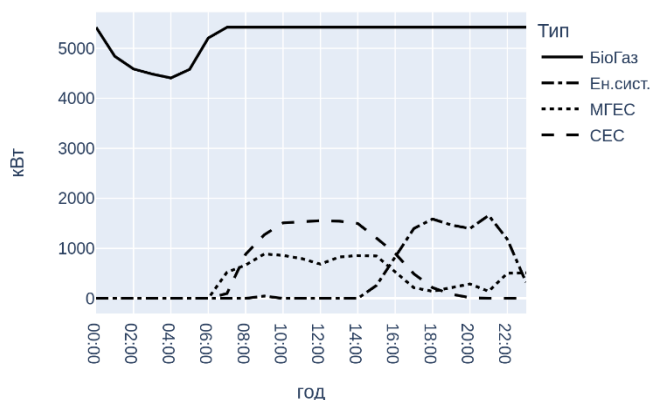


Рис. 2

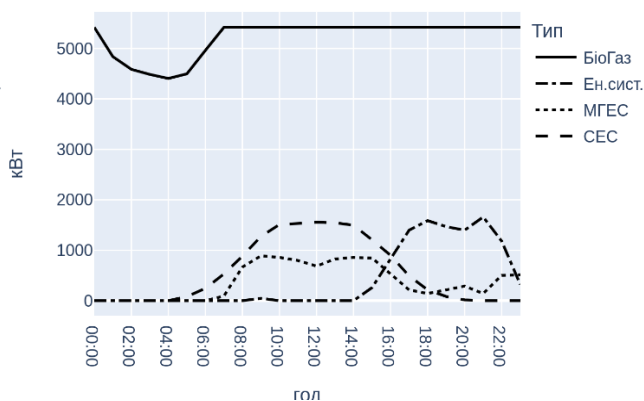


Рис. 3

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації питомого значення собівартості за 1 кВт·год згенерованої енергії $F_1(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 2. Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм максимізації питомого значення капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності $F_2(\mathbf{P}) \rightarrow \max$ показано на рис. 3.

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації ступеня керованості (маневреності) станцій $F_3(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 4. Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації мінімального впливу на довкілля (займані корисні площі, затоплення земель тощо) $F_4(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 5.

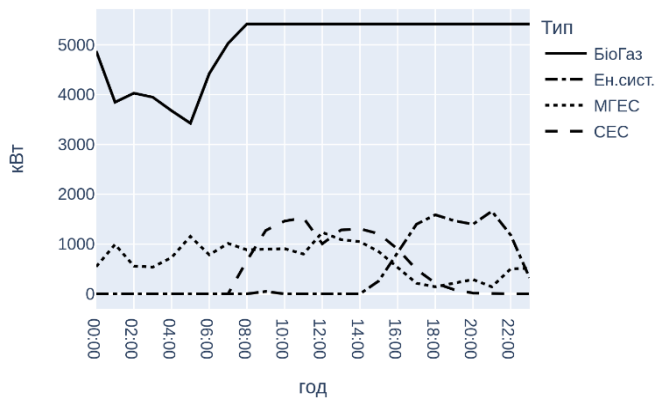


Рис. 4

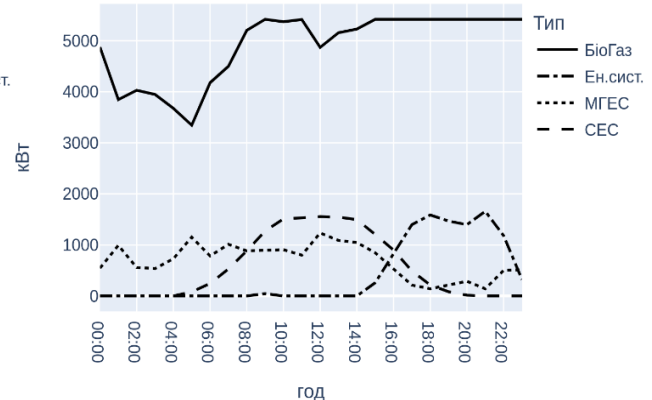


Рис. 5

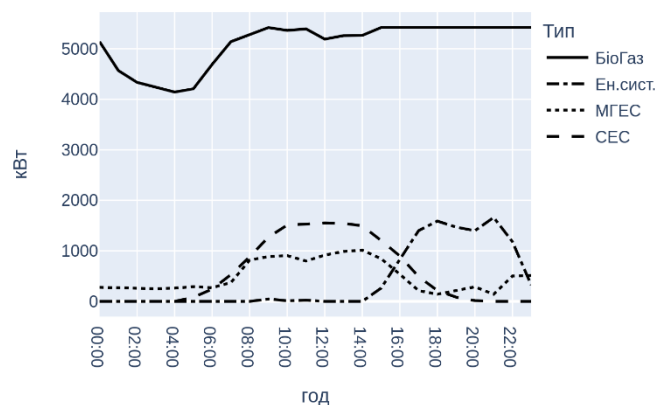


Рис. 6

Оптимізацію роботи ЕнС з урахуванням багатокритеріальності показано на рис. 6.

Також під час проведення розрахунків було встановлено середньодобові обмеження для двох типів джерел генерації, а саме для мікрогідроелектростанцій (МГЕС) і біогазових станцій (Біогаз), що відповідають режимам роботи та технічним можливостям функціонуванням генерації в даний місяць (табл. 2).

Результати розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею із середньодобовими обмеженнями отримано для режиму, який також мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України (рис. 7–11).

Таблиця 2

Компоненти ЕнС	кВт·год/добу	Компоненти ЕнС	кВт·год/добу
БіогазC1	39 984	МГЕС2	7 999
БіогазC2	10 584	МГЕС3	4 376
БіогазC3	40 488	МГЕС4	612
МГЕС1	2 823	МГЕС5	753

Реалізація методу розподілу навантаження між компонентами ЕнС підтверджує ідею, що для задоволення потреб споживачів електричною енергією найперше за відсутності обмежень мають застосовуватися сонячні та мікрогідроелектростанції (у разі наявності такої можливості). А для покриття решти навантаження – керовані джерела енергії й електромережа.

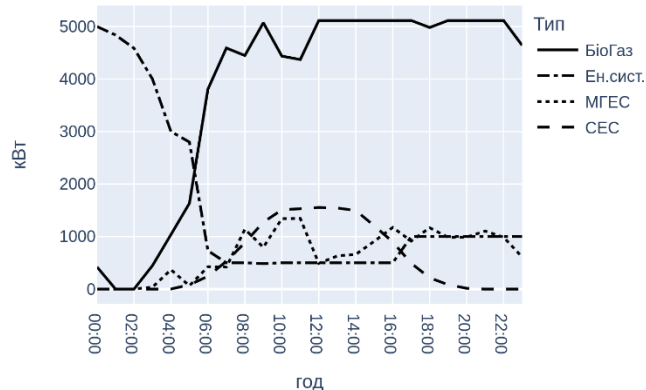


Рис. 7

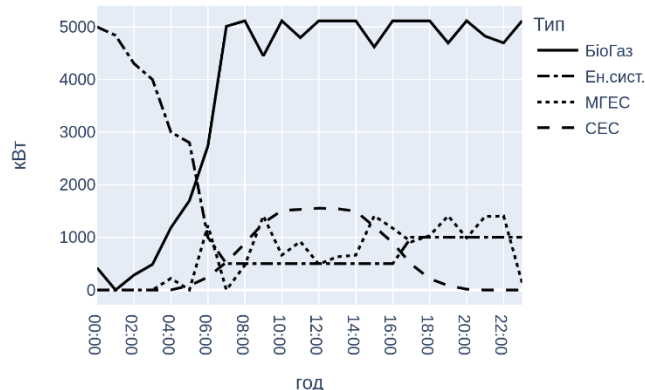


Рис. 8

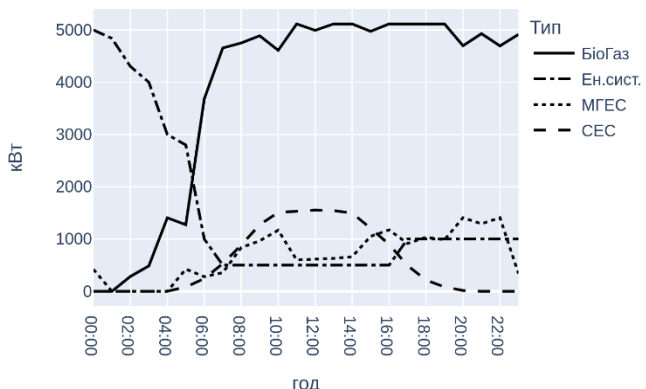


Рис. 9



Рис. 10

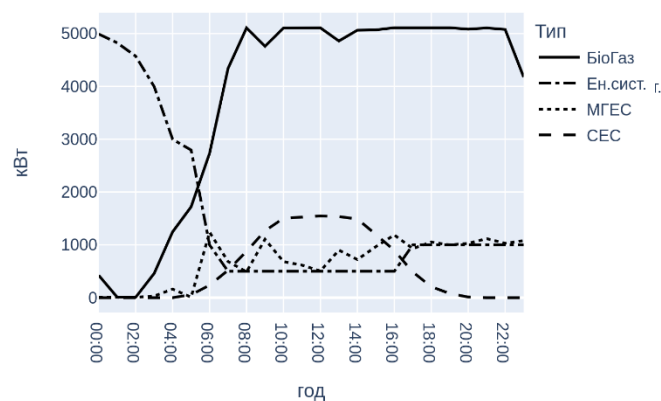


Рис. 11

Висновки. Розроблено й апробовано метод багатокритеріального оперативного розподілу навантаження в електроенергетичній системі ЕнС між різними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів енергією на певній території з метою впровадження найбільш ефективних умов її використання шляхом урахування сукупності факторів технічного, економічного та соціального характерів. Використання запропонованого підходу потребує проведення диференціації важливості окремих критеріїв і поточного технічного стану компонентів ЕнС. Цей

підхід дасть змогу за необхідності віддавати перевагу окремим критеріям залежно від режиму роботи складових ЕнС. Реалізований інструментарій має можливість доповнюватися різними джерелами енергії та їхніми характеристиками, розширювати базу даних і проводити різні сценарії моделювання, задаючи різнотипові цільові функції.

1. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Pustovyi A., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Features of electricity distribution using energy storage in solar photovoltaic structure. *Latvian journal of Physics and Technical Sciences*. 2020. No. 5. Pp. 48–59. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2020-0024>
2. Groppi D., Pfeifer A., Garcia D.A., Krajačić G., Duić N.A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 135. No. 110183. Pp. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>
3. Lowitzsch J., Hoicka C.E., Tulder van F.J. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020. Vol. 122. Art. 109489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>
4. Жаркін А.Ф., Новський В.О., Попов В.А., Ярмольук О.С., Хавкар Ахмед Нурі. Огляд технологій керування режимами електричних мереж напругою 6...20 кВ з розосередженими джерелами енергії. *Електронне моделювання*. 2021. Вип. 43. № 1. С. 46–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>
5. Reis I.F., Gonc alves I., Lopes M.A., Antunes C.H., A multi-agent system approach to exploit demand-side flexibility in an energy community. *Utilities Policy*. 2020. Vol. 67. Pp. 101–114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101114>

6. Gjorgievski V.Z., Cundeva S., Georghiou G.E. Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 169. Pp. 1138–1156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078>
7. Ekel P., Galperin E. Box-triangular multiobjective linear programs for recourse allocation with application to load management and energy market problems. *Mathematical and Computer Modelling*. 2003. Vol. 37 (1). Is. 1–2. Pp. 1–17. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0895-7177\(03\)80001-8](https://doi.org/10.1016/S0895-7177(03)80001-8)
8. Yarmoliuk O., Veremiichuk Y., Opryshko V., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Distribution processes optimization in power supply systems with low power energy sources. Proc. IEEE 63th *International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. 2022. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON56726.2022.9978794>

OPTIMIZATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION PROCESSES IN THE POWER SUPPLY SYSTEM OF THE ENERGY COMMUNITY

Y. Veremiichuk, V. Opryshko, I. Prytyskach, O. Yarmoliuk

National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: y.veremiichuk@kpi.ua, opryshko@iit.kpi.ua, prytyskach.ivan@gmail.com, yarmoliuk.lena@gmail.com

The objective of this study is to establish a methodology for the equitable distribution of loads among participants in an energy community consisting of low-power renewable energy sources. This is achieved through the utilization of a modified resource allocation algorithm. The proposed approach effectively considers multiple criteria, limited initial information, and the need for flexible assignment and reprioritization of objectives and constraints. To achieve this, linguistic characteristics are employed. Furthermore, under specific conditions, the list of objective functions can be expanded to capture the diverse interests of actors in the electricity market, such as suppliers and operators. To validate the effectiveness of the proposed methodology, statistical data on the operation of renewable energy sources supplying electricity to consumers within a specific region was utilized. Optimal operating modes for these sources were investigated. The focal point of this research is to develop a tool that ensures the optimal functioning of the network comprising low-power sources. To attain this, optimization criteria encompassing technical, economic, and environmental aspects were employed to derive the optimal operating modes for the renewable energy community. Bibl. 8, fig. 11, tabl. 2.

Keywords: renewable energy sources, low power sources, multi-criteria decision-making, energy community, optimization.

1. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Pustovyi A., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Features of electricity distribution using energy storage in solar photovoltaic structure. *Latvian journal of Physics and Technical Sciences*. 2020. No. 5. Pp. 48–59. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2020-0024>
2. Groppi D., Pfeifer A., Garcia D.A., Krajačić G., Duić N.A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 135. No. 110183. Pp. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>
3. Lowitzsch J., Hoicka C.E., Tulder van F.J. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020. Vol. 122. Art. 109489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>
4. Zharkin A.F., Novskiy V.O., Popov V.A., Yarmoliuk O.S., Hawkar Ahmed Noory. Review of technologies for controlling the modes of operation of 6...20 kV electrical networks with distributed energy sources. *Electronic Modeling*. 2021. Vol. 43. No. 1. Pp. 46–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>. (Ukr)
5. Reis I.F., Gonçálves I., Lopes M.A., Antunes C.H., Amulti-agent system approach to exploit demand-side flexibility in an energy community. *Utilities Policy*. 2020. Vol. 67. Pp. 101–114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101114>
6. Gjorgievski V.Z., Cundeva S., Georghiou G.E. Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 169. Pp. 1138–1156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078>
7. Ekel P., Galperin E. Box-triangular multiobjective linear programs for recourse allocation with application to load management and energy market problems. *Mathematical and Computer Modelling*. 2003. Vol. 37 (1). Is. 1–2. Pp. 1–17. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0895-7177\(03\)80001-8](https://doi.org/10.1016/S0895-7177(03)80001-8)
8. Yarmoliuk O., Veremiichuk Y., Opryshko V., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Distribution processes optimization in power supply systems with low power energy sources. Proc. IEEE 63th *International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. 2022. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON56726.2022.9978794>

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023