

УДК 621.31

Юрій Веремійчук, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0003-0258-0478>

Іван Притискач, канд. техн. наук, <https://orcid.org/0000-0002-1892-0054>

Олена Ярмолук*, канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0001-8571-2573>

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

*Автор-кореспондент: yarmolyuk.lena@gmail.com

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СПІЛЬНОТ ПРИ НЕПЕРЕДБАЧУВАНИХ ЗМІНАХ ПОПИТУ АБО ОБМЕЖЕННЯХ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Анотація. В умовах стрімкого розвитку розподіленої генерації й інтеграції енергетичних спільнот до традиційних енергетичних систем постає нагальна потреба у вдосконаленні методів управління їх роботою для забезпечення надійності й ефективності енергопостачання. Традиційні підходи до оптимізації роботи енергетичних спільнот часто не враховують непередбачувані зміни умов експлуатації, такі як несподівані відключення споживачів чи обмеження з боку енергосистеми, що може призводити до дефіциту або надлишку генерації, аварійних відключень та неефективного використання енергетичних ресурсів. Публікацію присвячено розробці й аналізу моделі оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання енергетичних спільнот, яка враховує можливість виникнення таких непередбачуваних ситуацій. Центральним елементом запропонованої моделі є резервування певного обсягу генерації за допомогою керованих джерел, таких як біогазові установки та малі гідроелектростанції. Цей резерв дає можливість гнучко реагувати на зміни попиту та забезпечувати безперебійне енергопостачання споживачів навіть в умовах невизначеності. У статті описано процес моделювання роботи енергетичних спільнот із урахуванням різних сценаріїв зміни умов експлуатації. Аналізується ефективність запропонованої моделі при непередбачуваному відключенні споживачів, що призводить до зниження попиту на електроенергію, а також при дефіциті генерації в основній енергосистемі, що призводить до обмеження можливості споживання електроенергії з мережі. Результати моделювання демонструють, що використання резервування генерації дає змогу значно підвищити стійкість та надійність роботи енергетичних спільнот, мінімізувати ризики виникнення дефіциту або надлишку електроенергії та забезпечити максимально ефективне використання власних джерел генерації. Впровадження моделі на практиці стане важливим кроком на шляху до створення надійних, ефективних і стійких енергетичних спільнот, здатних ефективно функціонувати в умовах зростаючої невизначеності та мінливості енергетичного сектору.

Ключові слова: енергетична спільнота, розосереджена генерація, мінімізація витрат, оптимізація режимів роботи, резервування генерації, керовані джерела енергії, надійність енергопостачання.

1. Вступ

Сучасні енергетичні системи знаходяться на етапі активної трансформації, спрямованої на децентралізацію, декарбонізацію та підвищення стійкості [1–3]. Ключову роль у цьому процесі відіграють енергетичні спільноти (ЕнС) [4–6], які об'єднують споживачів і виробників енергії на локальному рівні, використовуючи переваги розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії [7].

За умов стрімкого розвитку енергетичного сектору та зростання частки розподіленої генерації [8], зокрема ЕнС, постає нагальна потреба в розробці та впровадженні інтелектуальних систем управління, здатних ефективно управляти потоками енергії та забезпечувати надійне енергопостачання споживачів. Одним із ключових аспектів такого управління є оптимізація режимів функціонування джерел електропостачання, що входять до складу ЕнС [4–6].

У контексті подальших досліджень важливо виділити основні поняття, пов'язані з ймовірністю настання певних подій:

- мінливість – стосується передусім генерації відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних електричних станцій, і відображає їхню чутливість до природних факторів;
- стохастичність – характеризує прогнозований попит на електроенергію, що має ймовірнісну природу через різноманітні чинники (поведінка споживачів, погодні умови тощо);
- непередбачуваність – описує раптові аварійні чи позаштатні ситуації, зумовлені подіями, що не можуть бути заздалегідь спрогнозовані.

Крім того, у роботі використовується поняття «прогнозоване відключення», під яким розуміється часткове або повне відключення споживачів чи обмеження споживання із зовнішньої мережі, про яке відомо за наперед визначений часовий період (наприклад, за 3 години чи за 24 години).

Традиційні підходи до оптимізації режимів роботи джерел електроенергії, як правило, базуються на детермінованих моделях, які не враховують стохастичну природу попиту на електроенергію та можливість виникнення непередбачуваних ситуацій, таких як аварійні відключення споживачів або обмеження з боку оператора енергосистеми [9, 10]. В умовах високої проникності розподіленої генерації та стохастичності попиту такі підходи можуть призводити до небажаних наслідків, таких як дефіцит або надлишок електроенергії, що спричиняє непланові відключення споживачів, втрату потенціалу генерації відновлюваних джерел енергії та зниження ефективності роботи ЕНС у цілому.

Особливо актуальною ця проблема стає у контексті інтеграції ЕНС до енергосистем з високою часткою мінливої генерації, такої як вітрова та сонячна енергетики. Мінливий характер цих джерел енергії в поєднанні зі стохастичністю попиту створює значні виклики для управління потоками енергії та забезпечення балансу між генерацією та споживанням [11].

Розробка ефективних методів оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕНС, здатних враховувати стохастичність попиту та непередбачувані зміни умов експлуатації, є критично важливою для забезпечення надійного, економічно ефективного й екологічно чистого енергопостачання споживачів [12]. Такі методи повинні базуватися на сучасних інтелектуальних алгоритмах, здатних адаптивно реагувати на зміни зовнішніх умов і забезпечувати оптимальне функціонування ЕНС у реальному часі [13, 14].

У даній роботі пропонується підхід до оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕНС, який враховує можливість виникнення непередбачуваних сценаріїв, таких як відключення споживачів або обмеження з боку енергосистеми. Пропонований підхід базується на концепції резервування певного обсягу генерації керованими джерелами, що дає змогу гнучко реагувати на зміни попиту та забезпечувати стабільну роботу ЕНС навіть в умовах невизначеності.

Актуальність дослідження зумовлена тим, що запропонований підхід має значний потенціал для підвищення надійності, економічної ефективності й екологічності роботи ЕНС. Результати дослідження можуть бути використані для розробки інтелектуальних систем управління енергією, що сприятимуть подальшому розвитку розподіленої генерації та декарбонізації енергетичного сектору.

Мета дослідження полягає у розробці моделі оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕНС, яка б давала змогу отримувати оптимальний розподіл генерації між джерелами навіть у випадках виникнення непередбачуваних змін умов експлуатації, таких як відключення споживачів чи обмеження з боку енергосистеми. Така модель повинна забезпечити підвищення стійкості та надійності роботи ЕНС в умовах невизначеності.

Для досягнення поставленої мети дослідження передбачає виконання таких завдань: проаналізувати вплив непередбачуваних змін умов експлуатації (відключення споживачів, обмеження з боку енергосистеми) на роботу ЕНС; розробити багатокритеріальну модель оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕНС, яка б враховувала можливість виникнення непередбачуваних сценаріїв; здійснити моделювання роботи ЕНС з використанням розробленої моделі оптимізації для різних сценаріїв зміни умов експлуатації; оцінити ефективність запропонованого

підходу до оптимізації шляхом порівняння результатів моделювання з використанням розробленої моделі; сформулювати практичні рекомендації щодо впровадження.

2. Методи та матеріали

Для визначення оптимального режиму роботи ЕнС, тобто розподілу навантаження між джерелами генерації та зовнішньою мережею, було використано чотири цільові функції, які відображали ключові критерії оптимізації:

1. Максимізація обсягу електроенергії, згенерованої на джерелах енергії з більшим «зеленим» тарифом:

$$F_1 = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N C_i \cdot P_i(t) \rightarrow \max,$$

де N – загальна кількість джерел генерації в ЕнС; C_i – тариф для i -го джерела, грн/кВт·год; $P_i(t)$ – потужність i -го джерела в момент часу t , кВт.

2. Віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним значенням кількості годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$:

$$F_2 = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N T_{\max} \cdot P_i(t) \rightarrow \min,$$

де $T_{\max i}$ – кількість годин роботи з максимальним навантаженням для i -го джерела, год.

3. Максимізація коефіцієнта використання встановленої потужності:

$$F_3 = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^M K_i \cdot P_i(t) \rightarrow \max,$$

де M – кількість керованих джерел генерації в ЕнС; K_i – коефіцієнт використання встановленої потужності i -го керованого джерела.

4. Мінімізація впливу на довкілля:

$$F_4 = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N E_i \cdot P_i(t) \rightarrow \min,$$

де E_i – коефіцієнт впливу i -го джерела на довкілля, який враховує рівень шкідливих викидів (емісії CO_2).

Використання цих чотирьох цільових функцій дає можливість сформулювати багатокритеріальну задачу оптимізації роботи ЕнС, рішення якої являє собою компромісний варіант, що забезпечує баланс між економічною ефективністю, надійністю й екологічністю [15].

Обмеження моделі включають:

– баланс потужностей:

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) = D(t), \quad \forall t = 1, \dots, T,$$

де N – кількість джерел енергії;

– обмеження на потужність джерел:

$$P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}, \quad \forall i = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T,$$

де $P_i^{\min}, P_i^{\max}$ – мінімальна та максимальна потужність i -го джерела відповідно.

Для врахування непередбачуваних відключень споживачів та обмежень з боку енергосистеми, у модель вводяться додаткові змінні та обмеження. Можна ввести бінарну змінну $y(t)$, яка дорівнює 1, якщо в момент часу t відбулося відключення споживачів, та 0 – в іншому випадку. Тоді попит на електроенергію буде визначатись як:

$$D(t) = D_0(t)(1 - \alpha y(t)),$$

де $D_0(t)$ – базовий попит; α – частка споживачів, що відключаються.

Для резервування генерації керованими джерелами вводиться змінна $R(t)$, яка визначає обсяг резерву в момент часу t . Відповідно, обмеження на баланс потужностей прийме вигляд:

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) + R(t) = D(t), \quad \forall t = 1, \dots, T.$$

Резерв $R(t)$ повинен бути достатнім для компенсації можливих відхилень попиту та генерації від прогнозованих значень.

Запропонований математичний апарат [14, 16, 17] дає змогу сформулювати задачу оптимізації роботи ЕнС з урахуванням непередбачуваних змін умов експлуатації. Для перевірки роботи моделі за різними сценаріями було виконано моделювання, яке базувалося на реальних даних і враховувало специфіку роботи ЕнС, включаючи характеристики джерел генерації та особливості попиту на електроенергію.

3. Результати

Вхідними даними для моделювання є добовий графік відпуску електричної енергії споживачам ЕнС з інтервалом часу в 1 годину, який відображає динаміку зміни попиту протягом доби та є основою для визначення необхідного обсягу генерації у кожний момент часу.

Структура ЕнС, яка моделювалася, включала різні типи джерел генерації, а саме п'ять сонячних електричних станцій, п'ять мікрогідроелектростанцій і три біогазові електростанції. При цьому враховувалися особливості даних джерел енергії: сонячні електричні станції відносились до некерованих відновлюваних джерел енергії, тобто їх генерація залежала від природних факторів і не могла бути змінена оперативно. Мікрогідроелектростанції та біогазові електростанції виступали в якості керованих відновлюваних джерел енергії, що надавало можливість регулювати їх потужність залежно від потреб ЕнС. Крім власних джерел генерації модель враховувала можливість споживання електроенергії із зовнішньої мережі, що може забезпечити баланс потужності в ЕнС в будь-яких умовах.

Важливим етапом було визначення обмежень, які характеризують як окремі джерела генерації, так і ЕнС в цілому. Для кожного джерела було задано мінімально та максимально можливі значення потужності в кожну годину доби.

Для оцінювання ефективності запропонованої моделі оптимізації роботи ЕнС та її здатності адаптуватися до непередбачуваних змін умов експлуатації було проведено моделювання двох ключових сценаріїв.

Перший сценарій «Зменшення попиту» моделював ситуацію непередбачуваного відключення ліній живлення, що призводить до зниження попиту на електроенергію на 50 % від запланованого обсягу. Було розглянуто два часові проміжки з відключеннями: з 08:00 до 12:00 та з 18:00 до 22:00. Графіки споживання для цих випадків показано на рис. 1.

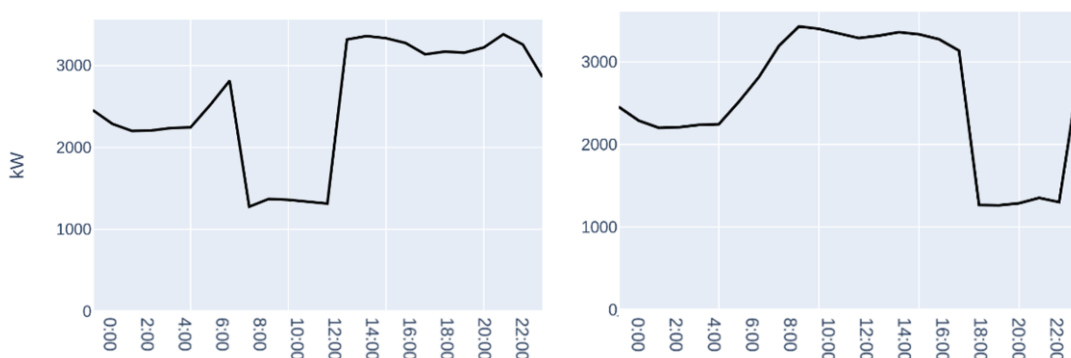
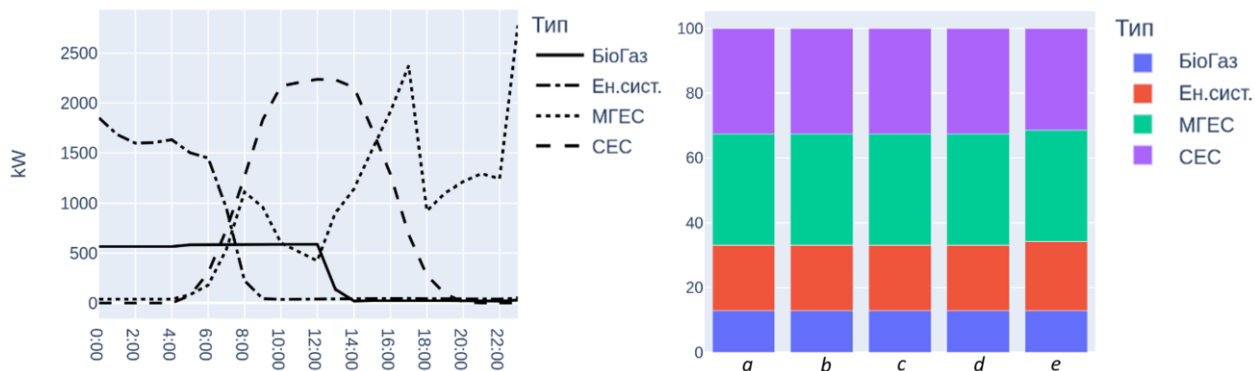


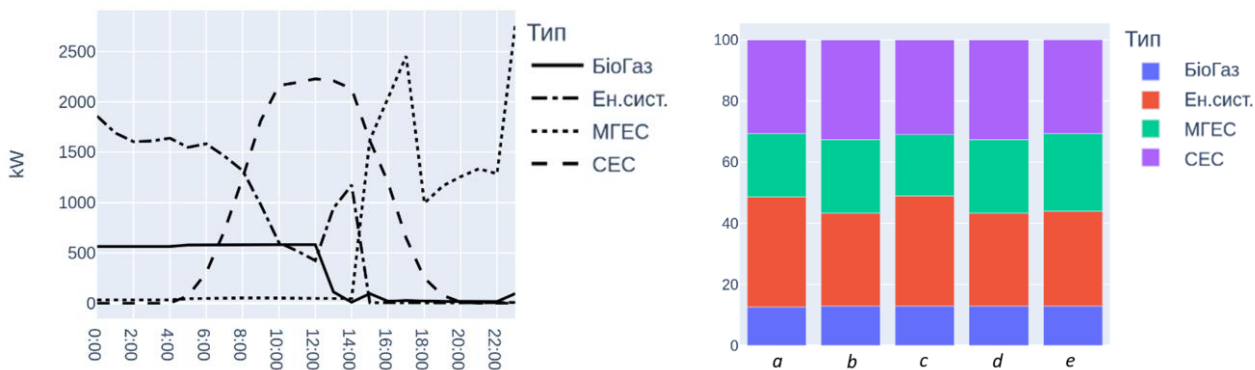
Рисунок 1. Зменшення попиту на електроенергію на 50 % від запланованого обсягу через відключення ліній живлення споживачів

Для кожного проміжку було змодельовано три варіанти розвитку подій: прогнозоване відключення, відоме за 24 години; прогнозоване відключення, відоме за 3 години; та непередбачуване відключення. Результати розрахунків для таких сценаріїв представлено на рис. 2–4.



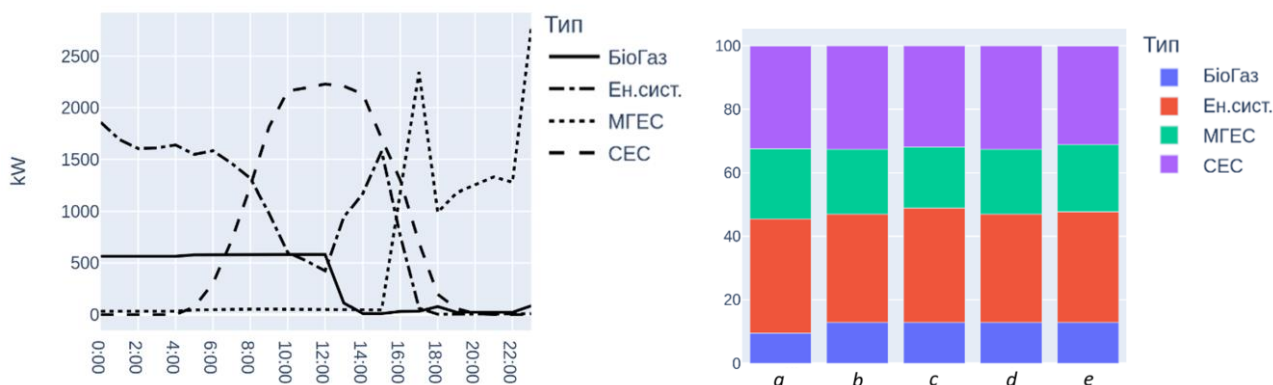
a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 2. Результати розподілу генерації між джерелами енергії для випадку відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (відомо про прогнозоване відключення за 24 години до виникнення)



a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 3. Результати розподілу генерації між джерелами енергії для випадку відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (відомо про прогнозоване відключення за 3 години до виникнення)



a – «зелений» тариф; **b** – кількість годин роботи з максимальним навантаженням $T_{\max}$;
c – коефіцієнт використання встановленої потужності;
d – рівень шкідливих викидів (емісії CO_2); **e** – багатокритеріальний підхід

Рисунок 4. Результати розподілу генерації між джерелами енергії для випадку відключення 50 % споживачів з 18:00 до 22:00 (непередбачуване обмеження)

Результати моделювання показали, що у випадку прогнозованих відключень, як відомих за 24 години, так і за 3 години, модель успішно адаптується до змін попиту. При цьому у випадку інформування за 24 години модель демонструє вищу ефективність. Однак при неочікуваному відключенні споживачів модель, яка не враховує можливість таких змін, не здатна оперативно реагувати, що призводить до суттєвого надлишку генерації електроенергії в ЕнС. Цей надлишок, своєю чергою, може спричинити необхідність аварійного відключення джерел енергії, що призведе до втрати потенціалу генерації й економічних втрат. Крім того, можливе виникнення зворотних потоків енергії, що може негативно вплинути на стабільність роботи енергетичної системи. Також надлишок генерації призводить до неоптимального розподілу навантаження між джерелами енергії, що знижує ефективність роботи всієї системи.

Другий сценарій «Обмеження споживання енергії з енергосистеми» моделював ситуацію дефіциту генерації в основній енергосистемі, що призводить до обмеження можливості споживання електроенергії з мережі для ЕнС до 25 % від нормального. Як і в попередньому сценарії, розглядались два часові проміжки: з 08:00 до 12:00 та з 18:00 до 22:00, а також три варіанти інформованості про обмеження: за 24 години, за 3 години та непередбачуване обмеження. Результати розрахунків для таких сценаріїв представлено на рис. 5–7.

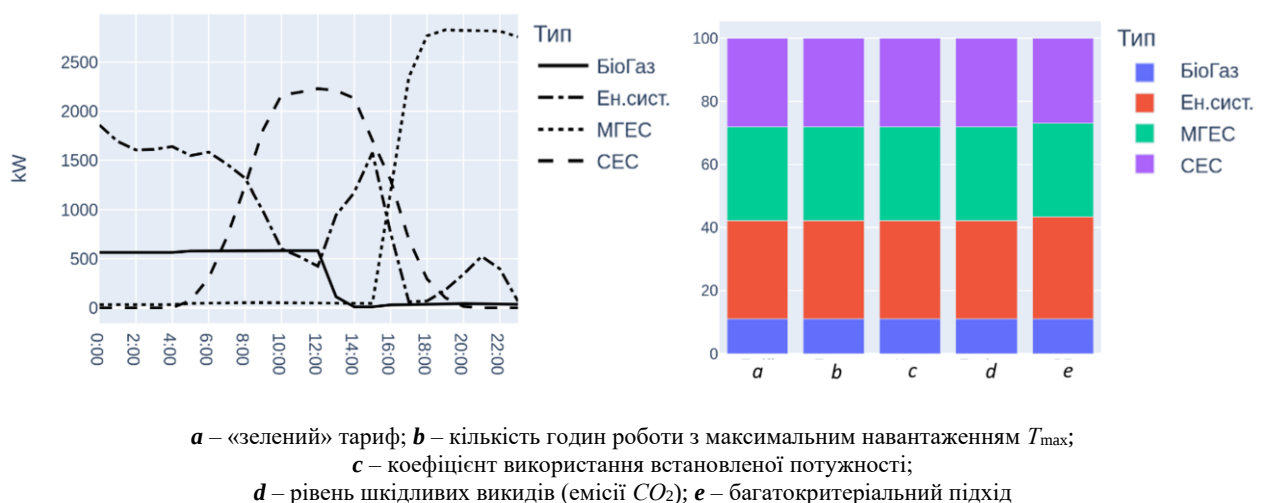


Рисунок 5. Результати розподілу генерації між джерелами енергії для випадку обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00, про яке відомо за 24 години до виникнення

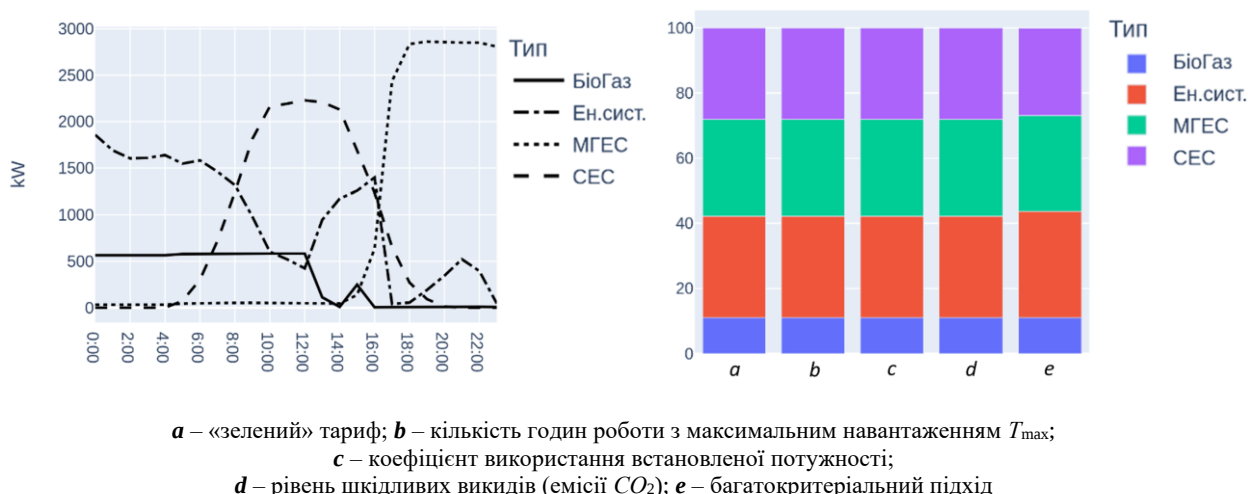


Рисунок 6. Результати розподілу генерації між джерелами енергії для випадку обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00, про яке відомо за 3 години до виникнення

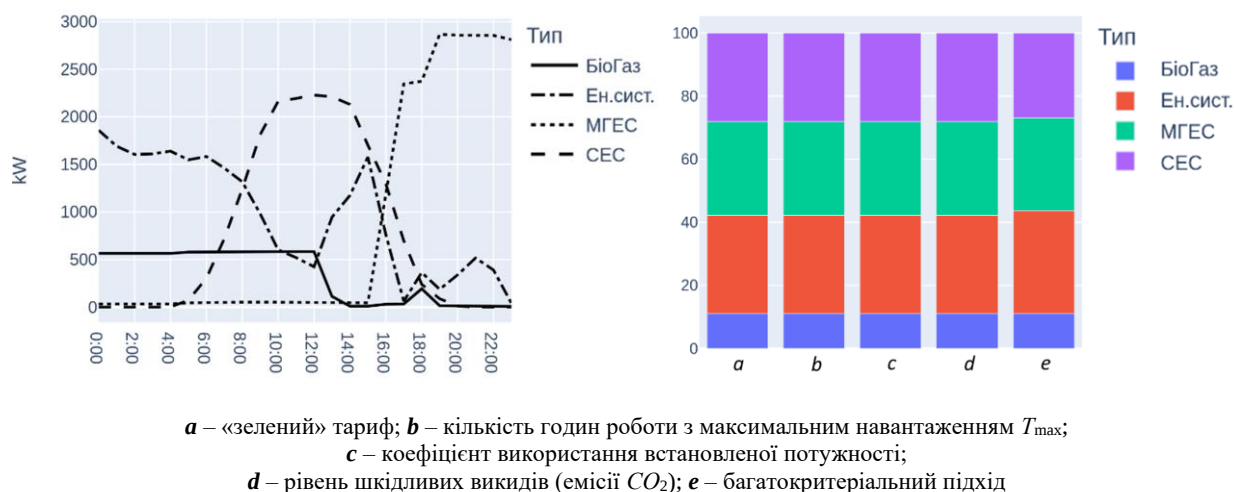


Рисунок 7. Результати розподілу генерації між джерелами енергії для випадку обмеження споживання енергії до 25 % від нормального з 18:00 до 22:00, що виникає непередбачувано

За результатами моделювання, у випадку прогнозованих обмежень (відомих за 24 або 3 години) модель знову ж таки адаптується до змін, збільшуючи власне виробництво електроенергії та зменшуючи споживання з енергосистеми. Однак при непередбачуваному обмеженні спостерігається дефіцит електроенергії в ЕнС, що може призвести до необхідності відключення споживачів, що є негативним чинником для забезпечення надійного енергопостачання. Крім того, виникає неефективне використання власних джерел генерації, оскільки частина їх потенціалу не може бути використана через обмеження з боку енергосистеми.

Проведене моделювання продемонструвало, що у реальних умовах роботи ЕнС критично важливо враховувати можливість непередбачуваних відключень споживачів та обмежень з боку енергосистеми. Резервування певного обсягу генерації керованими джерелами, такими як біогазові установки та мікрогідроелектростанції, є необхідним для підвищення стійкості та надійності роботи ЕнС. Модифікована модель оптимізації, що враховує резервування генерації, здатна підвищити надійність енергопостачання споживачів за умов непередбачуваних змін і забезпечити при цьому максимально ефективного використання власних джерел енергії ЕнС.

4. Висновки

У роботі запропоновано багатокритеріальну модель оптимізації режимів функціонування джерел електропостачання ЕнС, важливим аспектом якої є врахування можливості виникнення непередбачуваних змін умов експлуатації. Як показало моделювання, ефективним рішенням для підвищення стійкості та надійності роботи ЕнС в умовах невизначеності є резервування певного обсягу генерації керованими джерелами, такими як біогазові установки та мікрогідроелектростанції. Завдяки цьому модель здатна забезпечити розподіл генерації між джерелами, який дасть змогу досягти безперебійного енергопостачання споживачів навіть за умов непередбачуваних відхилень попиту та генерації. Крім того, така модель сприяє ефективному використанню власних джерел енергії ЕнС і зменшує її залежність від зовнішньої мережі.

Важливим напрямом подальших досліджень є вивчення впливу різних стратегій резервування генерації на ефективність роботи ЕнС. Не менш важливим є врахування в моделі можливості використання установок зберігання енергії [18] для підвищення гнучкості та надійності роботи ЕнС.

Посилання

1. Директива про внутрішній ринок електроенергії (ЄС) 2019/944. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944> (дата звернення: 11.11.2024).
2. Директива про відновлювану енергетику (ЄС) 2018/2001. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32018L2001> (дата звернення: 11.11.2024).

3. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України: Закон України. *Відомості Верховної Ради України (ВВР)*. 2023. № 82. Ст. 301. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text> (дата звернення: 10.11.2024).
4. Вострякова В.І., Рубаненко О.О. Створення спільнот «зеленої» енергетики в Україні. Вінниця: «Нілан-ЛТД», 2023. 108 с. URL: https://sdasynergy.org/sites/default/files/sinerhiya-posibnik-elekt_r_21.05.2024.pdf
5. Проєкт «Енергія громадянського суспільства для стійкої України». URL: <https://citizenenergy.com.ua/uk> (дата звернення: 11.03.2024).
6. Громадська організація «Екоклуб». URL: https://ecoclubrivne.org/energy_communities_eu/ (дата звернення: 11.03.2024).
7. Кудря С.О. Відновлювані джерела енергії. Київ: Інститут відновлюваної енергетики Національної академії наук України, 2020. 392 с.
8. Судариков О. Аналіз факторів впливу на споживання електроенергії при запровадженні «Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року». *Системні дослідження в енергетиці*. 2024. № 3(79). С. 70–79. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.03.070>
9. Замулко А., Чернецька Ю., Прасол А. Визначення граничних величин споживання електричної енергії засобами оптимізаційного моделювання. *Системні дослідження в енергетиці*. 2024. № 1(76). С. 27–34. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.027>
10. Про затвердження Інструкції про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження електроспоживання: Наказ Міністерства палива та енергетики України від 23.11.2006 р. № 456; станом на 26.04.2022 р. База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0151-07#Text> (дата звернення: 02.01.2024).
11. Brahman F., Honarmand M., Jadid S. Optimal electrical and thermal energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system. *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 90. P. 65–75. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.12.039>
12. Кузнєцов М.П., Мельник О.А. Вплив нестабільності споживання на енергетичний баланс гібридної енергосистеми. *Відновлювана енергетика*. 2020. № 2(61). С. 8–17. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2\(61\).8-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2(61).8-17)
13. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V. Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization. *Power and Electrical Engineering*. 2017. Vol. 34. P. 49–52. <https://doi.org/10.7250/PEE.2017.009>
14. 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, October 10–12, Riga, Latvia). P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/RTUCON56726.2022.9978794>
15. Ahuja A., Das S., Pahwa A. An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22. P. 1101–1111.
16. Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Притискач І.В., Ярмоліук О.С. Оптимізація процесів розподілу електроенергії в системі електропостачання енергетичної спільноти. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. Вип. 66. С. 77–83. <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.077>
17. Veremiichuk Y.A., Opryshko V.P., Prytyskach I.V., Yarmoliuk O.S. Prospects for autonomous low-power renewable energy communities. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2024. Vol. 1415. 012120. P. 1–11. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1415/1/012120>
18. Kumtepel V., Hesse H. C., Schimpe M., Tripathi A., Wang Y., Jossen A. Energy arbitrage optimization with battery storage: 3D-MILP for electro-thermal performance and semi-empirical aging models. *Proc. IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 204325–204341. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3035504>

References

1. Internal Electricity Market Directive (EU) 2019/944. Retrieved November 11, 2024, from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>
2. Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001. Retrieved November 11, 2024, from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>
3. Verkhovna Rada of Ukraine. (2023). On Amendments to Certain Laws of Ukraine on the Restoration and Green Transformation of the Energy System of Ukraine: Law of Ukraine. *Bulletin of the Verkhovna Rada of Ukraine (VVR)*, 82, Art. 301. Retrieved November 10, 2024, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text> [in Ukrainian].
4. Vostriyakov, V.I. & Rubanenko, O.O. (2023). Creation of "green" energy communities in Ukraine. Vinnytsia: «Nilan-LTD» (108 p.). Retrieved from https://sdasynergy.org/sites/default/files/sinerhiya-posibnik-elekt_r_21.05.2024.pdf [in Ukrainian].
5. Project "Civil Society Energy for Sustainable Ukraine". Retrieved March 11, 2024, from <https://citizenenergy.com.ua/uk> [in Ukrainian].

6. Non-governmental organisation "Ecoclub". Retrieved March 11, 2024, from https://ecoclubrivne.org/energy_communities_eu/ [in Ukrainian].
7. Kudria, S.O. (2020). Renewable energy sources. Kyiv: Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine (392 p.) [in Ukrainian].
8. Sudarykov, O. (2024). Analysis of factors influencing electricity consumption upon the implementation of the "green" energy transition concept in Ukraine by 2050. *System Research in Energy*, 3(79), 70–79 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.03.070>
9. Zamulko, A., Chernetska, Y., & Prasol, A. (2024). Determination of the Limit Values of Electric Energy Consumption Using Optimization Modeling. *System Research in Energy*, 1(76), 27–34 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.027>
10. On the approval of the Instructions on drawing up and applying schedules of restriction and emergency disconnection of consumers, as well as anti-emergency systems for reducing electricity consumption: Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, dated 23.11.2006 No. 456: as of 26.04.2022. Database "Legislation of Ukraine". Retrieved January 2, 2024, from https://ecoclubrivne.org/energy_communities_eu/ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0151-07#Text> [in Ukrainian].
11. Brahman, F., Honarmand, M., & Jadid, S. (2015). Optimal electrical and thermal energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system. *Energy and Buildings*, 90, 65–75. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.12.039>
12. Kuznetsov, M.P., & Melnyk, O.A. (2020). The influence of instability consumption on the hybrid energy system balance. *Vidnovluyana energetika*, 2(61), 8–17 [in Ukrainian]. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2\(61\).8-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2(61).8-17)
13. Veremiichuk, Y., Prytyskach, I., Yarmoliuk, O., & Opryshko, V. (2017). Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization. *Power and Electrical Engineering*, 34, 49–52. <https://doi.org/10.7250/PEE.2017.009>
14. Yarmoliuk, O., Veremiichuk, Y., Opryshko, V., Mahnitko, A., Zicmane, I., & Lomane, T. (2022). 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)* (pp. 1–5), Riga, Latvia. <https://doi.org/10.1109/RTUCon56726.2022.9978794>
15. Ahuja, A., Das, S., & Pahwa, A. (2007). An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*, 22, 1101–1111.
16. Veremiichuk, Y.A., Opryshko, V.P., Prytyskach, I.V., & Yarmolyuk, O.S. (2023). Optimisation of electricity distribution processes in the power supply system of the energy community. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 66, 77–83 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.077>
17. Veremiichuk, Y.A., Opryshko, V.P., Prytyskach, I.V., & Yarmoliuk, O.S. (2024). Prospects for autonomous low-power renewable energy communities. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1415, 012120 (pp. 1–11). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1415/1/012120>
18. Kumtepli, V., Hesse, H. C., Schimpe, M., Tripathi, A., Wang, Y., & Jossen, A. (2020). Energy arbitrage optimization with battery storage: 3D-MILP for electro-thermal performance and semi-empirical aging models. *Proc. IEEE Access*, 8, 204325–204341. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3035504>

OPTIMIZATION OF ENERGY COMMUNITIES' OPERATION CONSIDERING UNPREDICTABLE CHANGES IN DEMAND OR RESTRICTIONS IN THE POWER SYSTEM

Yurii Veremiichuk, PhD (Engin.), Associate Professor, <https://orcid.org/0000-0003-0258-0478>

Ivan Prytyskach, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0002-1892-0054>

Olena Yarmolyuk*, PhD (Engin.), Associate Professor, <https://orcid.org/0000-0001-8571-2573>
National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", 37,
Beresteyskyi Ave., Kyiv, 03056, Ukraine

*Corresponding author: yarmolyuk.lena@gmail.com

Abstract. Against the backdrop of rapidly expanding distributed generation and the integration of energy communities into traditional power systems, there is an urgent need for improved methods of managing their operation to ensure reliable and efficient energy supply. Traditional approaches to energy communities' operation optimization often do not account for unpredictable changes in operating conditions—such as unexpected consumer outages or constraints imposed by the grid—which may lead to power deficits or surpluses, emergency shutdowns, and inefficient use of energy resources. This article focuses on the development and analysis of a modified model for optimizing the operating modes of energy

communities power sources, taking into consideration the possibility of such unforeseen circumstances. A key feature of the proposed model is the reservation of a certain amount of generation capacity via controllable sources, such as biogas and small hydropower plants. This reserve enables flexible responses to demand fluctuations and ensures uninterrupted power supply to consumers, even under conditions of uncertainty. The article provides a detailed description of the energy community operation modeling process under various scenarios of changing operating conditions. It also compares the effectiveness of the proposed model with traditional approaches that do not incorporate unpredictable factors. The simulation results demonstrate that employing a generation reserve significantly enhances the resilience and reliability of energy communities' performance, minimizes risks of power deficits or surpluses, and ensures more efficient use of in-house generation sources. This work further outlines prospects for future research, including the study of various reserve strategies, the development of adaptive reserve management algorithms, and the consideration of energy storage systems. Implementing the proposed model in practice will be a vital step toward creating reliable, efficient, and resilient energy communities capable of operating effectively amid the growing uncertainty and volatility of the energy sector.

Keywords: energy community, distributed generation, cost minimization, optimization of operation modes, generation reserve, controllable energy sources, energy supply reliability.

Надійшла до редколегії: 24.02.2025