

УДК 621.311.1:519.87

DOI 10.31548/energiya1(83).2026.013

**ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИНЦИПІВ БАЛАНСУВАННЯ МІКРОЕНЕРГОСИСТЕМ
З ДЕФІЦИТОМ ПОТУЖНОСТІ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ЦИКЛІЧНИХ
ГРАФІКІВ ВІДКЛЮЧЕНЬ****В. В. Каплун, доктор технічних наук, професор***Національний університет біоресурсів і природокористування України*<https://orcid.org/0000-0001-7040-9344>E-mail: wwwanten@gmail.com**В. В. Войтенко, аспірант***Національний університет біоресурсів і природокористування України*<https://orcid.org/0009-0005-0107-8357>E-mail: v.voytenko@nubip.edu.ua**С. М. Ремез, асистент***Національний університет біоресурсів і природокористування України*<https://orcid.org/0009-0000-4969-4662>E-mail: s.remez@nubip.edu.ua

Анотація. Внаслідок масованих ракетно-дронових атак на енергетичну інфраструктуру в більшості регіонів України має місце дефіцит потужності, що спричиняє аварійні і стабілізаційні відключення. За таких умов важливим є ефективне використання наявного енергетичного потенціалу для підтримання живучості регіональних енергосистем з урахуванням ліміту потужності. Законодавчо-нормативна база регламентує застосування графіків погодинних і аварійних відключень та обмеження електроспоживання, визначаючи пріоритетність надійного електроживлення об'єктів критичної інфраструктури. Приєднання споживачів різної пріоритетності до спільних фідерів споживчих підстанцій 6–10 кВ у реальних розподільчих мережах істотно ускладнює диспетчерське управління та потребує обґрунтування методів оптимізації поточкорозподілу потужності за змінних лімітів. Метою дослідження є обґрунтування математичної моделі балансування поточкорозподілу з урахуванням критичності фідерів на основі циклічних графіків відключень шляхом використання змішано-цілочислової моделі поточкорозподілу потужності у трирівневій структурі енергоострова: оператор системи передачі – оператор системи розподілу – фідери споживчих підстанцій. У моделі визначається мінімальна тривалість електроживлення фідерів залежно від навантаження споживачів критичної групи з урахуванням ліміту потужності. Числове моделювання виконане для фідерів пріоритетних споживачів з подальшою мінімізацією сумарного моменту потужності як показника ефективності поточкорозподілу. Запропонований підхід забезпечує балансування розподільних мікроенергосистем з урахуванням пріоритетності споживачів, мінімізацію втрат електроенергії при реконфігурації мережі. Практична цінність підходу полягає у визначенні нераціональних перетоків електроенергії з урахування пропускної здатності мереж. Подальші дослідження пов'язані з моделюванням балансування мікроенергосистем з урахуванням стохастичних режимних даних та інтеграцією децентралізованих джерел.

Ключові слова: балансування мікроенергосистем, дефіцит потужності, пріоритетні споживачі, оптимальний поточкорозподіл, графіки відключень

Вступ. Масовані атаки та пошкодження об'єктів генерації та мережевої енергетичної інфраструктури України у 2022–2025 рр. зумовили функціонування енергосистеми в умовах змінного та некерованого дефіциту потужності. За таких обставин ефективний поточкорозподіл можливий лише за умови поєднання послідовних оперативного-диспетчерських рішень з чітко визначеними принципами балансування регіональних мікромереж.

Відповідно до чинної нормативно-правової бази оператор системи передачі та оператори систем розподілу у разі виникнення дефіциту потужності застосовують регульовані режими обмеження електропостачання, що мають визначені підстави, порядок введення та вимоги щодо пріоритетності споживачів. Практична реалізація таких режимів

здійснюється через графіки погодинних відключень електроенергії (ГПВ), а за погіршення режимної ситуації — через графіки аварійних відключень та/або обмеження електроспоживання (ГАВ/ГОЕ). Зазначені механізми базуються на ротаційному (циклічному) принципі почергового відключення визначених груп приєднань, що дає змогу адаптивно здійснювати поточкорозподіл з урахуванням дефіциту потужності між споживачами та зберегти цілісність енергосистеми.

Вимога пріоритетного електропостачання споживачів, критично важливих для безпеки та життєзабезпечення, впливає із Закону України «Про критичну інфраструктуру» (2021) [1]. Порядок складання та застосування графіків погодинного відключення (ГПВ) електроенергії визначається Інструкцією, затвердженою наказом Міненерго від 28.01.2016 № 456 (зі змінами, зокрема № 439 від 27.11.2024 та № 365 від 13.09.2025) [2], а прикладні критерії та перелік критично важливих об'єктів/споживачів у контексті енергопостачання нормуються затвердженим постановою КМУ від 24.05.2024 № 600 [3]. Зокрема, цей документ визначає групи об'єктів, яким має бути забезпечене пріоритетне електропостачання (пріоритетних споживачів) відповідно до встановленого мінімального навантаження (об'єкти критичної інфраструктури з Реєстру, об'єкти сил безпеки й оборони, окремі об'єкти електронних комунікацій, а також визначені територіальні категорії населених пунктів).

У реальних регіональних мікромережах споживачі різної пріоритетності зазвичай приєднані до одних і тих самих фідерів 6–10 кВ споживчих трансформаторних підстанцій. Причому, один фідер може забезпечувати живлення змішаної сукупності навантажень (побутові, комерційні, виробничі та критично важливі). Водночас саме фідери 6–10 кВ є найнижчим рівнем мережі, на якому диспетчер оператора системи розподілу (ОСР) має технічну можливість централізовано виконувати переключення для конфігурації схеми мікромережі в умовах дефіциту потужності при застосування ГПВ/ГАВ. Саме ця обставина робить фідери 6–10 кВ базовою керованою складовою для реалізації балансування у реальному часі для дотримання встановлених графіків електропостачання.

Чинні нормативні акти [1,3] визначають рівні пріоритетності споживачів (об'єктів), але не встановлюють нормативно визначених класів критичності для фідерів. Тому для встановлення пріоритетності відключень виникає необхідність переходу від нормативної класифікації споживачів до операційного оцінювання фідера щодо відображення частки навантаження, яке припадає на пріоритетних споживачів. У цій роботі для такого визначення доцільно скористатися коефіцієнтом критичності фідера K як відношення кількості пріоритетних споживачів та їх потужності до загальної кількості та потужності споживачів обраного фідера, що дозволить ранжувати фідери за пріоритетністю живлення в умовах дефіциту потужності.

Оскільки ГПВ/ГАВ носять циклічний характер, завдання з планування переключень пов'язане з формуванням добового графіка навантаження. У моделюванні добовий горизонт дискретизовано на 6 чотиригодинних циклів, що відповідає ротаційному підходу застосування погодинних відключень і дозволяє встановити обмеження на тривалість перерв та недопущення небажаних (соціально несправедливих) послідовностей відключень.

Отже, балансування регіональної мікроенергосистеми з дефіцитом потужності потребує одночасного врахування циклічного ротаційного обмеження навантаження відповідно до процедур ГПВ/ГАВ/ГОЕ та забезпечення пріоритетного електропостачання споживачів згідно нормативних актів [1,3].

Такі принципи дозволяють реалізувати в даній роботі тривірневу модель А–В–F, де А - рівень магістральних мереж оператора системи постачання напругою 330 кВ, В - вузли розподільної мережі ОСР напругою 110/35/10 кВ, а F - фідери споживчих підстанцій 6–10 кВ, яким функціонально присвоєні стани «включено/виключено» (ON/OFF) з урахуванням приєднаних категорій споживачів.

У рамках цієї роботи фідери F ідентифіковано з урахуванням коефіцієнта критичності K та віднесено до одного з трьох операційних класів: K_{CRIT} - фідери зі значною часткою пріоритетних споживачів (понад 60%); K_{MID} - фідери з середньою часткою пріоритетних

споживачів (від 30 до 60%); K_{NON} – фідери з незначною часткою пріоритетних споживачів (до 30%), або вони відсутні взагалі. Такий підхід повністю узгоджується із законодавчими нормами щодо пріоритетних споживачів та адаптується до реальної топології мережі і структури навантаження на рівні ОСР.

Таким чином, наведені підходи та подальша формалізація моделі дозволить одночасно виконувати нормативні вимоги щодо пріоритетності споживачів та операційних циклічних ротаційних відключень, забезпечуючи обґрунтування принципів оптимального добового балансування регіональної мікроенергосистеми ОСР в умовах дефіциту потужності.

Огляд літературних джерел. Забезпечення надійності електропостачання в умовах дефіциту потужності, пошкодження інфраструктури та необхідності гарантованого живлення пріоритетних споживачів стало однією з ключових проблем сучасної енергетики та набуло особливої актуальності після початку повномасштабної російсько-української війни. Після масованих атак росії на енергетичну інфраструктуру України НЕК «Укренерго», Міністерство енергетики України, НКРЕКП, а також міжнародні організації ENTSO-E, USAID Energy Security Project, IEA ініціювали оновлення аналітичних та нормативних підходів до регулювання аварійних режимів, графіків обмеження та управління поточкорозподілом у локальних енергосистемах.

У низці звітів ENTSO-E наголошується, що стійкість енергосистеми визначається здатністю керувати навантаженнями та дефіцитом потужності на рівні розподільних мереж, включаючи мікромережі та ізольовані енергоострови [4,5]. У звітах Міжнародного енергетичного агентства (IEA) підкреслюється необхідність використання оптимізаційних моделей у процесах регулювання навантаження та управління обмеженою пропускнуою здатністю мереж в умовах системного дефіциту потужності [6].

У роботах [7; 8] досліджено методи оптимізації режимів обмеження навантаження, що базуються на застосуванні змішано-цілочислового лінійного програмування. Проаналізовані можливості їх використання в системах оперативно-диспетчерського керування електроенергетичними системами. Автори зазначають, що багаторівнева структура розподільчих мереж (вузли високої напруги — вузли середньої напруги — фідери) зумовлює необхідність окремого моделювання поточкорозподілу та часових режимів відключення навантаження.

У статтях [9,10], що стосуються управління мікромережами, відзначається важливість ієрархічного контролю, пріоритетності навантажень та використання лексикографічних функцій мети для узгодження суперечливих критеріїв, зокрема рівня обслуговування пріоритетних споживачів та мінімізації втрат. У дослідженні [11] розглядається робастне та адаптивне планування локальних енергосистем, наголошується на доцільності застосування часової дискретизації та циклічних ротаційних графіків, що повністю узгоджується з українською практикою використання ГПВ, ГАВ та ГОЕ.

Особлива увага приділяється нормативному обґрунтуванню пріоритетності споживачів. У звітах USAID Energy Security Project [12] та аналітичних матеріалах НЕК «Укренерго» [13] підкреслюється необхідність класифікації об'єктів критичної інфраструктури та використання відповідної градації при формуванні погодинних графіків відключень. Зазначений підхід узгоджується із положеннями Закону України «Про критичну інфраструктуру» [1], у якому визначено категорії пріоритетних споживачів, що мають враховуватися під час планування режимів електропостачання.

У деяких наукових публікаціях також відзначається важливість узгодження топології мережі з режимами обмеження подачі. Так, автори в [14] показують, що ефективне управління навантаженням у розподільчих мережах вимагає формалізованих правил класифікації навантажень і фідерів за критичністю та побудови моделей із часовою дискретизацією. У роботі [15] запропоновано комплексний підхід для формування та реалізації заходів з обмеження електропостачання в умовах дефіциту генерованої потужності в енергосистемі України, які зумовлені військовими діями.

Вітчизняні дослідження також приділяють увагу структуризації локальних енергосистем та управлінню енергоефективністю в умовах децентралізації генерації. У монографії [17] розглянуто питання управління енергоефективністю локальних систем електроживлення з полігенерацією. У роботі [18] запропоновано підхід до структуризації енергетичного балансу територіальних громад із використанням локальних інфраструктурних активів комбінованого виробництва енергії. У роботі [19] представлено систему динамічного енергетичного менеджменту з компонентами керування в реальному часі для підвищення ефективності локальних мікромереж, а у монографії [20] розкрито підходи до формування технологічних структур енергонезалежних громад.

Попри значний прогрес, у сучасній літературі не виявлено моделей, які одночасно розглядають саме трирівневу модель електропостачання А–В–F, характерну для українських розподільчих мереж, та враховують нормативні вимоги щодо категорій критичності споживачів.

Таким чином, проведений аналіз доводить, що існує наукова та практична потреба в розробці уніфікованої оптимізаційної моделі для управління поточкорозподілом на рівні регіональних мікроенергосистем та утворених при реконфігурації мереж енергоостровів з одночасним урахуванням категорій споживачів та ротаційних графіків відновлення електропостачання в умовах дефіциту потужності.

Метою дослідження є обґрунтування принципів балансування регіональних мікроенергосистем на основі трирівневої моделі поточкорозподілу в умовах дефіциту потужності з урахуванням категорій критичності споживачів та введенням циклічних режимів погодинних, аварійних та обмежувальних відключень в системах диспетчеризації для мінімізації втрат електроенергії у реконфігурованих схемах на основі пошуку оптимального сумарного моменту потужності в мережі.

Матеріали і методи дослідження. Дослідження ґрунтується на застосуванні методу змішано-цілочислового лінійного програмування (MILP) для оптимізації режимів роботи мікроенергосистем за умов дефіциту потужності, спричиненого аварійними пошкодженнями магістральних підстанцій. Методологічну основу становить мережеве моделювання поточкорозподілу у вигляді орієнтованого графа, в якому вузли та ребра характеризуються параметрами пропускної здатності та довжин, а керовані дискретні рішення відображаються через бінарні змінні стану фідерів 6–10 кВ (ON/OFF) у кожному часовому циклі. Додатково враховано операційну класифікацію фідерів за критичністю та часову дискретизацію доби відповідно до практики застосування графіків погодинних і аварійних відключень та режимів обмеження електроспоживання ГПВ/ГAB/ГОЕ. Оптимізаційне завдання має лексикографічну структуру, де первинним критерієм є покриття навантаження фідерів із найбільшим обсягом пріоритетних споживачів, а вторинним критерієм - мінімізація моменту потужності як показника ефективності поточкорозподілу з урахуванням пропускної здатності мереж.

Запропонована модель ґрунтується на використанні транспортної задачі поточкорозподілу, яка запропонована у роботі [16]. Саме автори цього дослідження обґрунтували підхід для мінімізації сумарного моменту потужності мережі як зваженої суми потоків по гілках із урахуванням їхніх довжин і вузлових навантажень. Базовою є модель оптимізації поточкорозподілу в орієнтованому графі регіональної енергосистеми ОСР (рис.1). Узагальнена структурна топологічна схема як фрагмент системи електропостачання ОСР показана на рис.2.

Як зазначалось, структуру мікромережі подано у вигляді трирівневої системи А–В–F, де *A* - множина вузлів верхнього магістрального рівня (підстанції 330/110 кВ), *B* - множина вузлів системи розподілу (умовно до них можна віднести підстанції 110/35/10 кВ), *F(b)* - множина фідерів споживчих підстанцій 6–10 кВ, які відходять від вузлів $b \in B$ та є об'єктами оперативного керування в системі диспетчеризації (режими ON/OFF). Мережа подається як орієнтований граф з такими множинами ребер:

- $E_{AA} \subseteq A \times A$ – магістральні лінії 330 кВ;
- $E_{AB} \subseteq A \times B$ – лінії від вузлів магістральних мереж до вузлів розподілу;

- $E_{BA} \subseteq B \times A$ – зворотні напрямки перетоків між тими самими фізичними вузлами, які можливі при забезпечення умов пропускної здатності ліній;
- $E_{BF} \subseteq B \times F$ – лінії від розподільних підстанцій до фідерів.

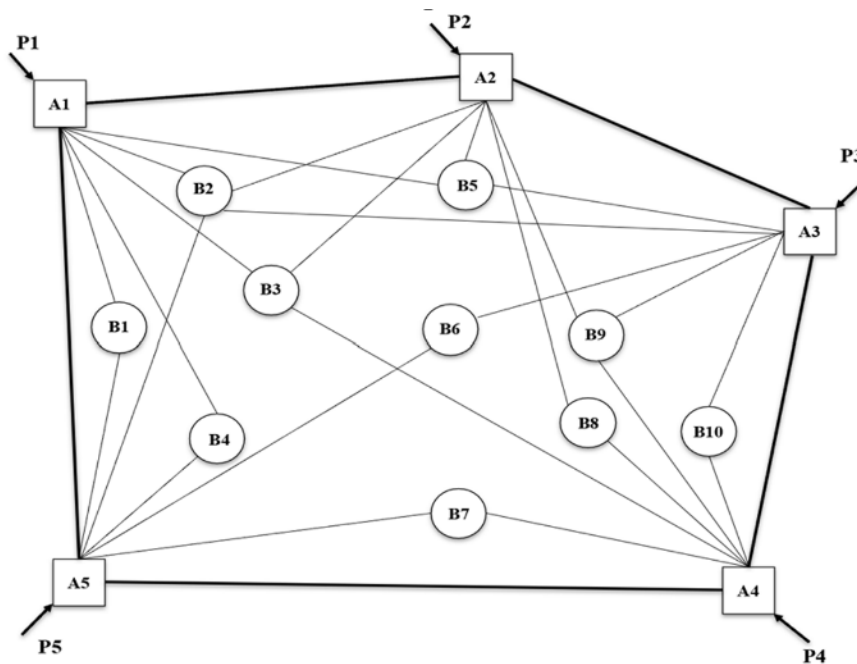


Рис. 1. Узагальнена схема розподілу потоків потужності в регіональній мікромережі

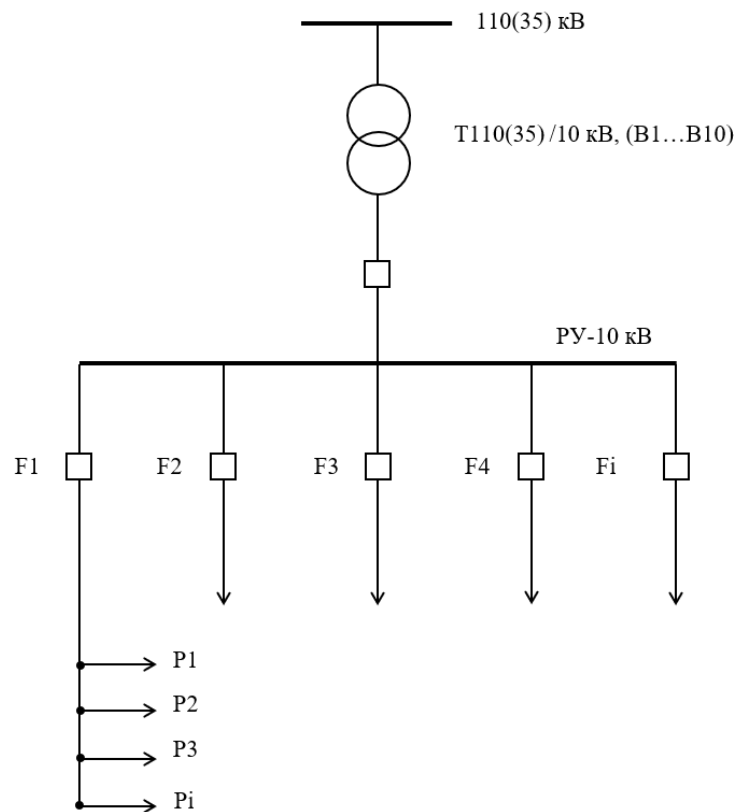


Рис. 2. Фрагмент однолінійної схеми підстанції 110(35)/10 кВ та розподільної мережі 10кВ

Для кожного типу ліній задано пропускні здатності:

- $\text{cap}_{i,j}^{AA} \geq 0$ для $(i, j) \in E_{AA}$,
- $\text{cap}_{i,b}^{AB} \geq 0$ для $(i, b) \in E_{AB}$,
- $\text{cap}_{b,i}^{BA} \geq 0$ для $(b, i) \in E_{BA}$,

- $\text{cap}_{b,f}^{BF} \geq 0$ максимальна потужність на один фідер $f \in F_B(b)$.

та довжини/вагові коефіцієнти для розрахунку моменту потужності:

- $L_{i,j}^{AA} \geq 0$ для $(i,j) \in E_{AA}$,

- $L_{i,b}^{AB} \geq 0$ для $(i,b) \in E_{AB}$,

- $L_{b,i}^{BA} \geq 0$ для $(b,i) \in E_{BA}$,

- $L_{b,f}^{BF} \geq 0$ для кожного фідера $f \in F_B(b)$.

Для кожного окремого фідера (b,f) задано розрахункове навантаження $P_{b,f} \geq 0$, у програмній реалізації цей параметр відповідає вихідним даним щодо розрахункового навантаження фідера.

У розглянутому сценарії для аварійного режиму встановлена потужність вузлів верхнього рівня становить 3100 МВт, однак вузли **A1** та **A4** внаслідок відключення не здійснюють електропостачання, а виконують виключно транзитну функцію між лініями 110 кВ. Доступний ліміт потужності на рівні магістральних мереж становить $G^{\text{avail}} = 1800$ МВт, що утворює дефіцит на рівні 41,9%.

Електропостачання у вузлах магістрального рівня моделюється змінними $G_{a,t}$ з урахуванням допустимого відхилення від їх номінального значення. Для активних вузлів $a \in A^{\text{act}}$ приймається:

$$0.9 G_a^{\text{nom}} \leq G_{a,t} \leq 1.1 G_a^{\text{nom}}, a \in A^{\text{act}}, t \in T, \quad (1)$$

де G_a^{nom} — номінальна доступна потужність вузла a .

для транзитних вузлів:

$$G_{A1,t} = 0, G_{A4,t} = 0, t \in T. \quad (2)$$

Сумарна генерація в кожному часовому циклі обмежена доступним ресурсом:

$$\sum_{a \in A} G_{a,t} = G^{\text{avail}}, t \in T. \quad (3)$$

Добовий горизонт поділено на шість 4-годинних циклів, що відповідає типовій практиці ротаційних віялових відключень (ГПВ/ГАВ/ГОЕ), які застосовуються ОСР у режимах з дефіцитом потужності.

Для кожного фідера, що відходить від вузла розподілу b , та для кожного циклу t вводиться бінарна змінна стану:

$$y_{b,f,t} \in \{0,1\}, \quad (4)$$

де: $y_{b,f,t} = 1$ — фідер заживлений у циклі t ; $y_{b,f,t} = 0$ — фідер вимкнений у циклі t .

Для врахування циклічності добового горизонту використовується оператор наступного циклу $\text{next}(t)$, який реалізує повернення індексу часу з останнього циклу до першого, тобто забезпечує замкненість часової шкали:

$$\text{next}(t) = \begin{cases} t+1, & t < T_{\text{max}} \\ 1, & t = T_{\text{max}} \end{cases} \quad (5)$$

Така конструкція дозволяє коректно формалізувати обмеження на заборону двох послідовних відключень (станів OFF) для фідерів певних класів:

$$y_{b,f,t} + y_{b,f,\text{next}(t)} \geq 1 \quad (6)$$

Згідно із законодавчими та нормативними документами [1, 3] до критичних об'єктів відносять сектори безпеки, оборони, медицини, енергетики, транспорту, зв'язку, водопостачання тощо. Оскільки на рівні електричних мереж ОСР класифікують не фідери, а окремих споживачів, які можуть мати статус пріоритетного споживача, то для постановки завдання введемо операційну класифікація фідерів через коефіцієнт критичності:

$$k_{b,f} = f(P_{1,i}^{\text{CRIT}}, P_{1,i}, N_{1,i}^{\text{CRIT}}, N_{1,i}) \quad (7)$$

де: $P_{1,i}^{\text{CRIT}}$ — навантаження пріоритетних споживачів, під'єднаних до фідера (b,f) ; $P_{b,f}$ — навантаження споживачів (крім пріоритетних), під'єднаних до фідера (b,f) ; $N_{1,i}^{\text{CRIT}}$ — кількість пріоритетних споживачів, під'єднаних до фідера (b,f) ; $N_{1,i}$ — кількість споживачів (крім пріоритетних), під'єднаних до фідера (b,f) .

На основі коефіцієнта критичності фідери поділяються на три операційні класи:

- критичні (CRIT), якщо $k_{b,f} \geq 0,6$;
- середньо-критичні (MID), якщо $0,3 \leq k_{b,f} < 0,6$;
- некритичні (NON), якщо $k_{b,f} < 0,3$.

Такий підхід узгоджується із нормативними вимогами до пріоритетних споживачів та адаптує його до реальної топології мережі.

Потокорозподіл у мережі моделюється на основі математичного опису транспортної задачі, детально викладеного у роботі [16]. Додатково у даній роботі враховується дискретний характер живлення фідерів. Для цього вводяться бінарні змінні стану

$$y_{b,f,t} \in \{0,1\}, \quad (8)$$

що визначають режим роботи фідера у кожному часовому циклі.

Зв'язок між потоком і станом фідера реалізується за принципом «все або нічого»: заживлений фідер отримує розрахункове навантаження, тоді як вимкнений — нульове.

Таким чином, модель поєднує класичну транспортну структуру потокорозподілу з дискретною логікою керування навантаженням, обмеження циклічності відключень та пріоритетність фідерів за рівнем критичності.

Для розв'язання задачі використано лексикографічний підхід до багатокритеріальної оптимізації. На першому рівні забезпечується максимізація інтегрального показника покриття навантаження пріоритетних споживачів, тоді як на другому рівні мінімізується узагальнений момент потужності мережі.

Вводиться агрегований показник індексу покриття навантаження C :

$$C = \sum_{b \in B} \sum_{f \in F_B(b)} \sum_{t \in T} w_{cov}(fclass_{b,f}) y_{b,f,t}, \quad (9)$$

де: $w_{cov}(k_{b,f})$ — ваговий коефіцієнт класу критичності фідера, $k_{b,f} \in \{0,1,2\}$ відповідає класам NON, MID, CRIT, причому найбільше значення ваги надається класу CRIT.

Перший рівень цільової функції формулюється як задача максимізації інтегрального показника покриття навантаження:

$$C \rightarrow \max, \quad (10)$$

що забезпечує першочергове живлення фідерів з найбільшою часткою пріоритетних споживачів.

На другому рівні мінімізується момент потужності M , який визначається як зважена сума потоків по лініях із заданими довжинами за всі цикли:

$$M_i = \sum_{(i,j) \in E_{AA}} L_{ij}^{AA} x_{i,j,t}^{AA} + \sum_{(i,b) \in E_{AB}} \sum_{t \in T} L_{i,b}^{AB} x_{i,b,t}^{AB} + \sum_{(b,i) \in E_{BA}} \sum_{t \in T} L_{b,i}^{BA} x_{b,i,t}^{BA} + \sum_{b \in B} \sum_{f \in F_B(b)} \sum_{t \in T} L_{b,f}^{BF} x_{b,f,t}^{BF}. \quad (11)$$

У програмній реалізації лексикографічна структура задається еквівалентною однорівневою цільовою функцією:

$$W_{lex} C - M - \varepsilon_{non} \sum_{\substack{b \in B \\ f \in F(b) \\ t \in T \\ k_{b,f} = 0}} z_{b,f,t} \rightarrow \max, \quad (12)$$

де: W_{lex} — великий коефіцієнт пріоритету покриття навантаження; ε_{non} — малий штрафний коефіцієнт; $z_{b,f,t}$ — допоміжні змінні, що відображають небажані послідовні ввімкнення некритичних фідерів.

У результаті при однаковому значенні індексу покриття C модель віддає перевагу рішенням з меншим значенням узагальненого моменту потужності M , а також стимулює більш рівномірний режим роботи некритичних фідерів.

Математичну модель реалізовано в середовищі AMPL, а розв'язання задачі за допомогою змішано-цілочислового лінійного програмування виконано за допомогою MILP-солвера CPLEX з використанням сервера NEOS [21]. Для обраної структури мікромережі, яка включає 5 вузлів верхнього рівня A , 10 вузлів розподілу B , 160 фідерів рівня F та 6 часових циклів, розв'язувач CPLEX на етапі попереднього розв'язку сформував розмірність лінійної цільової функції, яка може мати стабільні розв'язки у режимі багатократних сценарних прогонів.

Результати дослідження та їх обговорення. Результати чисельної реалізації запропонованої тривірневої MILP-моделі підтверджують, що поєднання пріоритетності фідерів за критичністю та циклічної структури добових відключень забезпечує формування стабільних диспетчерських рішень в умовах суттєвого дефіциту потужності та часткової недоступності вузлів генерації. Модель демонструє коректну поведінку для всіх класів фідерів і задовольняє обмеження, що відображають практику застосування ГПВ/ГАВ/ГОЕ операторами систем розподілу.

У всіх експериментальних сценаріях лексикографічна постановка оптимізаційного завдання першого рівня— максимізація інтегрального показника покриття навантаження S з подальшою мінімізацією узагальненого моменту потужності M — забезпечує домінування критерію першочергового електропостачання пріоритетних споживачів. Для добового горизонту моделювання з дискретизацією на шість чотиригодинних циклів модель формує такі режими: фідери високої критичності заживлюються не менш ніж у п'яти циклах, середньої критичності — у чотирьох–п'яти циклах, низької критичності — щонайменше у трьох циклах.

У табл. 1 наведено графік розподілу навантаження по фідерах на прикладі вузла В10.

1. Приклад графіка погодинних відключень фідерів вузла В10 (■ - відсутнє електропостачання, □ - наявне електропостачання)

Фідер	Категорія фідера	00:00–04:00	04:00–08:00	08:00–12:00	12:00–16:00	16:00–20:00	20:00–24:00	ON, год	OFF, год
B10F1	CRIT							24	0
B10F2	MID			■			■	16	8
B10F3	MID	■				■		16	8
B10F4	NON		■		■		■	12	12
B10F5	NON	■				■		12	12
B10F6	NON	■				■		12	12
B10F7	NON	■				■		12	12
B10F8	NON	■				■		12	12
B10F9	NON	■				■		12	12
B10F10	NON		■		■		■	12	12
B10F11	NON		■		■		■	12	12
B10F12	NON		■		■		■	12	12
B10F13	NON		■		■		■	12	12

Така структура узгоджується з принципом справедливого розподілу дефіциту потужності, який закладено у законодавчій та нормативній логіці застосування ротаційних графіків з урахуванням живлення пріоритетних споживачів.

Крім того, модель автоматично виконує ключові операційні обмеження: заборону двох послідовних вимкнень одного й того ж фідера, дотримання мінімально допустимої кількості циклів ON відповідно до класу критичності, а також заборону ситуації, коли в певному циклі всі фідери високої критичності одного вузла розподілу B одночасно перебувають у стані OFF. Останнє обмеження є принципово важливим з погляду забезпечення стійкості вузлових енергетичних районів та уникнення повної втрати живлення критичних приєднань.

Другий рівень оптимізації — мінімізація моменту потужності M — відіграє ключову роль у формуванні ефективних шляхів потокорозподілу між вузлами мікромережі. У моделі враховано сценарій повного відключення магістральних підстанцій 330/110 кВ, що унеможлиблює трансформацію потужності з магістрального рівня на шини 110 кВ. За таких умов пошкоджені вузли рівня А, виконують виключно транзитну функцію, забезпечуючи перерозподіл потоків між лініями 110 кВ. Балансування навантаження здійснюється за

рахунок внутрішньої реконфігурації мережі, що сприяє підвищенню її живучості в умовах часткової втрати інфраструктури (рис.3).

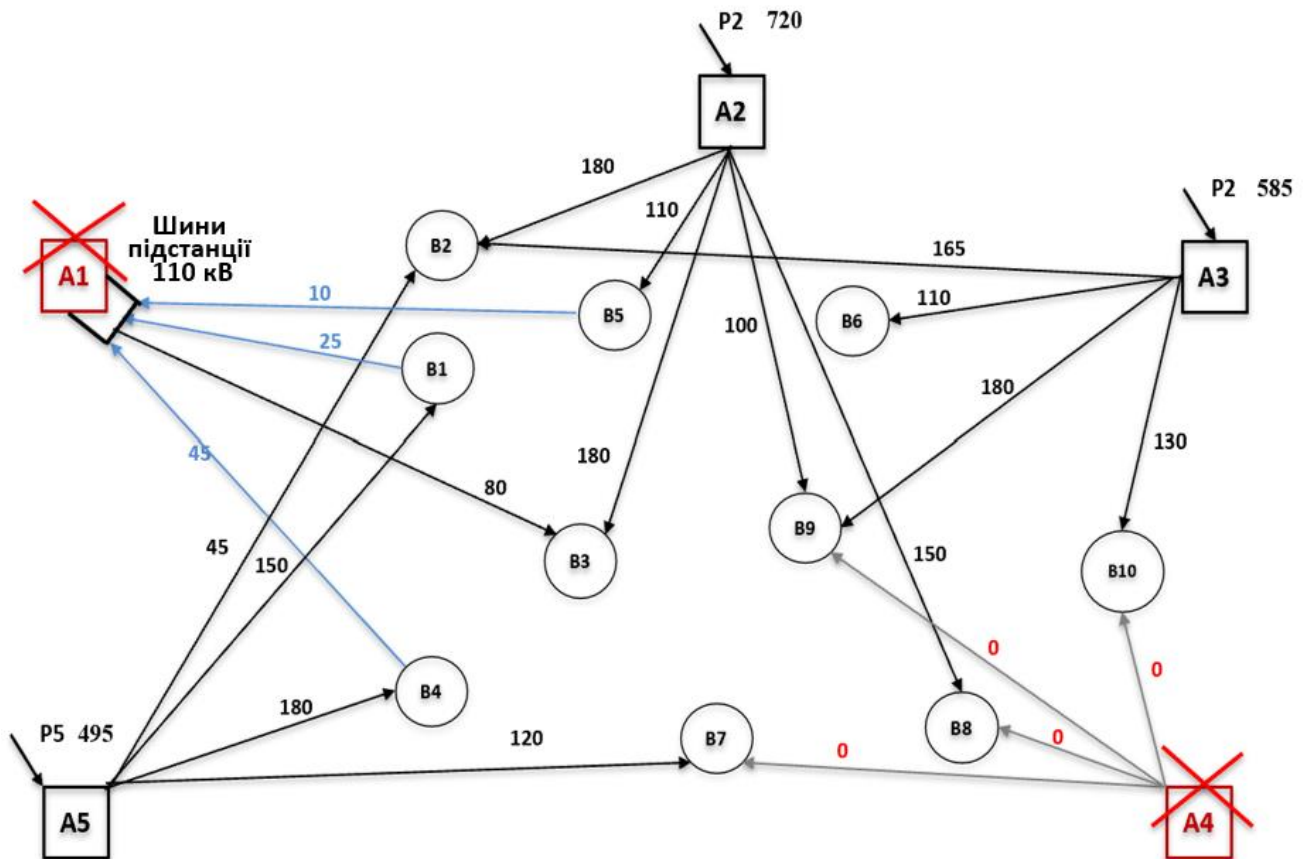


Рис. 3. Потокорозподіл у регіональній мережі за умов дефіциту потужності (цикл $t = 1$).

Розраховано наступні значення інтегрального показника моменту потужності M для кожного з шести добових циклів (табл.2)

2. Результати реалізації моделі балансування з урахуванням моменту потужності за циклами

Цикл, t	Увімкнені фідери, шт.				Потужність, МВт				ΣР номінальна, МВт	Дефіцит, %	M, ум.од.
	CRIT	MID	NON	Разом	CRIT	MID	NON	ΣР фактична			
1	14	19	60	93	300	360	1140	1800	3100	41,9	24175
2	15	18	59	92	325	330	1145	1800	3100	41,9	22370
3	15	18	60	93	325	335	1140	1800	3100	41,9	24135
4	15	18	59	92	325	330	1145	1800	3100	41,9	22390
5	15	18	60	93	325	335	1140	1800	3100	41,9	23735
6	15	18	59	92	325	330	1145	1800	3100	41,9	22750

За даними розв’язувача значення моменту потужності M за циклами перебувають у вузькому діапазоні, що свідчить про відсутність пікових перетоків і про відносно рівномірне навантаження на лінії електропередач у всіх шести циклах. У фізичному сенсі це означає стабілізацію режимів енергоострова за рахунок переважання локального живлення вузлів розподілу та зменшення потреби у міжвузлових «довгих» передаваннях потужності, які за умов ізоляції та обмежених резервів є небажаними.

У сценарії повної недоступності магістральних вузлів A_1 та A_4 та загальному дефіциті потужності близько 42% від номіналу числова реалізація моделі дозволила визначити збалансований розподіл потужності з урахуванням критичності фідерів (табл.3).

3. Узагальнені результати електропостачання фідерів з ротаційними відключеннями для вузлів В1–В10

Вузол В	Кількість фідерів, шт	Середній час за добу з постачанням, год	Середній час за добу без постачання, год	Частка потужності фідерів від номіналу за добу, %
В1	13	13,5	10,5	56,25
В2	32	14,1	9,9	58,75
В3	20	13,8	10,2	57,5
В4	13	13,5	10,5	56,25
В5	9	16,0	8,0	66,67
В6	9	14,7	9,3	61,25
В7	13	13,5	10,5	56,25
В8	13	13,2	10,8	55,00
В9	25	13,6	10,4	56,67
В10	13	13,5	10,5	56,25

Важливо, що в жодному циклі не виникало ситуації з повною втратою електропостачання критичних фідерів у будь-якому вузлі V_i . Балансні співвідношення виконувалися без застосування додаткових аварійних евристик, а пріоритетне живлення фідерів високої критичності зберігалось навіть за обмеженої генерації.

Отримані результати підтверджують здатність моделі відтворювати поведінку енергоострова в умовах міжвузлової ізоляції та дефіциту ресурсів, характерних для аварійних періодів.

Висновки. У роботі розроблено та формалізовано трирівневу оптимізаційну модель поточкорозподілу, адаптовану до умов функціонування українських розподільчих мереж за наявності некерованого дефіциту потужності. Запропонований підхід враховує вимоги чинної нормативно-правової бази України щодо пріоритетності електропостачання споживачів різних рівнів пріоритетності з практикою застосування циклічних графіків погодинних, аварійних та обмежувальних відключень електроенергії.

У межах моделі запропоновано метод визначення коефіцієнта критичності фідерів, що дає змогу коректно класифікувати їх за рівнем пріоритетності та формалізувати вимоги щодо мінімально допустимої тривалості електропостачання. Використання методу лексикографічної оптимізації забезпечує першочергове живлення фідерів із найбільшим обсягом пріоритетних споживачів і водночас сприяє зменшенню нераціональних перетоків потужності та підвищенню ефективності поточкорозподілу в мережі.

Отримані результати свідчать про можливість практичного застосування запропонованої моделі в системах підтримки диспетчерських рішень операторів систем розподілу та оператора системи передачі, зокрема в умовах тривалого дефіциту потужності та змінної структури навантажень. Запропонована постановка може використовуватися як інструмент підтримки диспетчерських рішень у різних часових режимах планування та коригування графіків відключень. Зокрема, модель придатна для формування графіків на добу наперед, режиму ковзного горизонту планування, за якого оптимальний план енергопостачання автоматично оновлюється відповідно до змін доступної генерації або мережних обмежень.

Такий підхід створює передумови для інтеграції моделі з інформаційно-керуючими системами ОСР, зокрема диспетчерського керування та автоматизації розподільних мереж, комерційного та технічного обліку електроенергії.

Перспективи подальших досліджень пов'язані з розширенням моделі на стохастичні сценарії пошкодження мережевої інфраструктури, інтеграцією децентралізованих, в тому числі відновлюваних джерел енергії, систем накопичення та мікрогенерації, а також із розробленням підходів щодо циклічної оптимізації в режимі реального часу для підвищення адаптивності диспетчерського керування.

Список використаних джерел

1. Закон України «Про критичну інфраструктуру»: Закон України від 16.11.2021 № 1882-IX. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1882-20#Text> (дата звернення: 11.02.2026).
2. Постанова Кабінету Міністрів України від 24.05.2024 № 600 (із змінами, внесеними постановами № 856 від 25.07.2024; № 1260 від 01.11.2024). URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/600-2024-п#Text> (дата звернення: 11.02.2026).
3. Інструкція про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження електроспоживання: наказ Міністерства енергетики України від 23.11.2006 № 456 (із змінами, внесеними наказами № 453 від 03.12.2024; № 366 від 13.09.2025). URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1519-06#Text> (дата звернення: 11.02.2026).
4. ENTSO-E. Continental Europe Synchronous Area Operational Report 2023. Brussels, 2023. URL: <https://www.entsoe.eu> (дата звернення: 03.12.2025).
5. ENTSO-E. Security of Supply Monitoring Report 2022–2023. Brussels, 2023. URL: <http://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/security-of-supply-monitoring-report/> (дата звернення: 11.02.2026).
6. International Energy Agency. Electricity Market Report 2023. Paris: IEA, 2023. URL: <https://iea.org> (дата звернення: 03.12.2025).
7. Li F., Chen M., Wang Z. Optimization-based load shedding under severe contingencies. IEEE Transactions on Power Systems. 2021. Vol. 36, No. 5. P. 4378–4388. DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3058764.
8. Wang Z., Li F., Xu Q. MILP load-shedding strategies for distribution networks. Applied Energy. 2022. Vol. 315. Art. 119026. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119026.
9. Olivares D. E., Mehrizi-Sani A., Etemadi A. H., Canizares C. A., Iravani R., Kazerani M. et al. Hierarchical microgrid control in modern power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. Vol. 124. Art. 109797. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109797.
10. Hatziaargyriou N. Microgrids: Control and Operation. 2nd ed. Chichester: Wiley, 2021. 520 p. DOI: 10.1002/978111971.
11. Wu X., Shi S. Robust scheduling for microgrid clusters under load uncertainty. Applied Energy. — 2021. Vol. 283. Art. 116321. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116321.
12. USAID Energy Security Project (ESP). Assessment of Critical Infrastructure Loads in Ukrainian Distribution Grids. Kyiv, 2023. URL: <https://energysecurityua.org> (дата звернення: 03.12.2025).
13. НЕК «Укренерго». Огляд операційної безпеки та дефіцитів потужності за 2023 рік: аналітичний звіт. Київ, 2024.
14. Zhang Y., Liu H., Bao H. Priority-based load shedding in distribution networks. Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 211. Art. 108687. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108687.
15. Кулик В. В. Оптимізація графіків погодинних відключень і моніторинг їх виконання оператором системи розподілу електроенергії. Вінниця: Вінницький національний технічний університет, 2024. DOI: 10.31649/mccs2024.4-04.
16. Kaplun V., Gai O., Stetsyuk P., Ivlichev A. Provision of optimal dispatching scenarios for regional power systems in the face of uncontrollable power shortages. Machinery. 2023. Vol. 14, No. 2. P. 23–33. DOI: 10.31548/machinery/2.2023.23.
17. Каплун В. В., Осипенко В. В., Штепа В. М., Макаревич С. С. Управління енергоефективністю локальних систем електроживлення з полігенерацією. Київ: НУБіП України, 2020. 318 с.
18. Kaplun V., Trokhaniak V., Makarevych S., Radko I., Lytvyn V. Structuring the energy balance of territorial communities with local infrastructure assets for combined energy production. Machinery & Energetics. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 22–33. DOI: 10.31548/machinery/4.2024.22.

19. Kaplun V., Kruhliak H., Makarevych S., Kulibaba Y. Dynamic energy management system with real-time component control to increase the efficiency of local polygeneration microgrid. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2023. No. 9. P. 128–134. DOI: 10.15199/48.2023.09.24.

20. Каплун В. В., Заблюдський М. М. та ін. Формування технологічних структур енергонеалежних громад : монографія. Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2024. 312 с.

21. NEOS Solver:web-based optimization service. URL: <https://neos-server.org/> (дата звернення: 11.02.2026).

SUBSTITUTION OF THE PRINCIPLES OF BALANCING MICRO POWER SYSTEMS WITH POWER DEFICIT AND CONSIDERATION OF CONSUMER CATEGORIES BY USING CYCLIC OUTAGE SCHEDULES

V. Kaplun, V. Voitenko, S. Remez

Abstract. *As a result of massive missile and drone attacks on the energy infrastructure, there is a power shortage in most regions of Ukraine, which causes emergency and stabilization outages. Under such conditions, it is important to effectively use the available energy potential to maintain the viability of regional energy systems, taking into account the power limit. The legislative and regulatory framework regulates the application of hourly and emergency outage schedules and power consumption restrictions, determining the priority of reliable power supply to critical infrastructure facilities. Connecting consumers of different priorities to common feeders of 6–10 kV consumer substations in real distribution networks significantly complicates dispatching management and requires substantiation of methods for optimizing power flow distribution under variable limits. The purpose of the study is to substantiate a mathematical model of power flow balancing taking into account the criticality of feeders based on cyclic outage schedules by using a mixed-integer model of power flow distribution in the three-level structure of the power island: transmission system operator - distribution system operator - feeders of consumer substations. The model determines the minimum duration of power supply of feeders depending on the load of consumers of the critical group, taking into account the power limit. Numerical modeling was performed for feeders of priority consumers with subsequent minimization of the total power moment as an indicator of flow distribution efficiency. The proposed approach ensures balancing of distribution micro-power systems taking into account the priority of consumers, minimizing electricity losses during network reconfiguration. The practical value of the approach is to determine irrational electricity flows taking into account the network capacity. Further research is related to modeling the balancing of micro-power systems taking into account stochastic regime data and the integration of decentralized sources.*

Keywords: *micro-power system balancing, power shortage, priority consumers, optimal flow distribution, outage schedules*

References

1. Law of Ukraine No. 1882-IX “On Critical Infrastructure” (2021, November 16). Retrieved February 11, 2026, from <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1882-20#Text>
2. Cabinet of Ministers of Ukraine. (2024). Resolution No. 600 of May 24, 2024 (as amended). Retrieved February 11, 2026, from <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/600-2024-п#Text>
3. Ministry of Energy of Ukraine. (2006). Instruction on preparation and application of limitation and emergency disconnection schedules (Order No. 456, as amended). Retrieved February 11, 2026, from <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1519-06#Text>
4. ENTSO-E. (2023). *Continental Europe synchronous area operational report 2023*. Retrieved from <https://www.entsoe.eu>
5. ENTSO-E. (2023). *Security of supply monitoring report 2022–2023*. Retrieved from <http://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/security-of-supply-monitoring-report/>
6. International Energy Agency. (2023). *Electricity market report 2023*. Paris, France: IEA. Retrieved from <https://iea.org>
7. Li, F., Chen, M., & Wang, Z. (2021). Optimization-based load shedding under severe contingencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5), 4378–4388. doi:10.1109/TPWRS.2021.3058764
8. Wang, Z., Li, F., & Xu, Q. (2022). MILP load-shedding strategies for distribution networks. *Applied Energy*, 315, 119026. doi:10.1016/j.apenergy.2022.119026
9. Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., & ... (2020). Hierarchical microgrid control in modern power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 124, 109797. doi:10.1016/j.rser.2020.109797

10. Hatziaargyriou, N. (2021). *Microgrids: Control and operation* (2nd ed.). Chichester, UK: Wiley. doi:10.1002/978111971
11. Wu, X., & Shi, S. (2021). Robust scheduling for microgrid clusters under load uncertainty. *Applied Energy*, 283, 116321. doi:10.1016/j.apenergy.2020.116321
12. USAID Energy Security Project. (2023). *Assessment of critical infrastructure loads in Ukrainian distribution grids*. Retrieved from <https://energysecurityua.org>
13. NPC Ukrenergo. (2024). *Operational security and power deficit review for 2023*. Kyiv, Ukraine.
14. Zhang, Y., Liu, H., & Bao, H. (2022). Priority-based load shedding in distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 211, 108687. doi:10.1016/j.epsr.2022.108687
15. Kulyk, V. V. (2024). *Optimization of hourly outage schedules and monitoring of their implementation by distribution system operators*. Vinnytsia, Ukraine: Vinnytsia National Technical University. doi:10.31649/mccs2024.4-04
16. Kaplun, V., Gai, O., Stetsyuk, P., & Ivlichev, A. (2023). Provision of optimal dispatching scenarios for regional power systems in the face of uncontrollable power shortages. *Machinery*, 14(2), 23–33. doi:10.31548/machinery/2.2023.23
17. Kaplun, V. V., Osypenko, V. V., Shtepa, V. M., & Makarevych, S. S. (2020). *Energy efficiency management of local power supply systems with polygeneration*. Kyiv, Ukraine: National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine.
18. Kaplun, V., Trokhaniak, V., Makarevych, S., Radko, I., & Lytvyn, V. (2024). Structuring the energy balance of territorial communities with local infrastructure assets for combined energy production. *Machinery & Energetics*, 15(4), 22–33. doi:10.31548/machinery/4.2024.22
19. Kaplun, V., Kruhliak, H., Makarevych, S., & Kulibaba, Y. (2023). Dynamic energy management system with real-time component control to increase the efficiency of local polygeneration microgrid. *Przegląd Elektrotechniczny*, 9, 128–134. doi:10.15199/48.2023.09.24
20. Kaplun, V. V., Zablodskyi, M. M., et al. (2024). *Formation of technological structures of energy-independent communities*. Odesa, Ukraine: Helvetyka Publishing House.
21. NEOS Solver. (n.d.). *NEOS server for optimization*. Retrieved from <https://neos-server.org/>