

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова
Національна академія наук України

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова
Національна академія наук України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Пучко Тарас Вікторович

УДК 004.42:519.85:621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

**Методи, алгоритми та програмні засоби паралельного моделювання
електроенергетичних систем в задачах прогнозування розвитку генеруючих
потужностей**

122 — Комп'ютерні науки

12 — Інформаційні технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ Т.В. Пучко

Науковий керівник: Саух Сергій Євгенович, член-кореспондент НАН України,
доктор технічних наук, професор

Київ — 2026

АНОТАЦІЯ

Пучко Т. В. Методи, алгоритми та програмні засоби паралельного моделювання електроенергетичних систем в задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей. — Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 122 «Комп'ютерні науки». — Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України, Київ, 2026.

Дисертаційна робота присвячена розв'язанню актуального наукового завдання, яке полягає у підвищенні обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання електроенергетичних систем (ЕЕС) у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей шляхом розроблення паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей, алгоритмів організації його виконання та відповідних програмних засобів, а також в обґрунтуванні концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС за умов розподіленості моделей, даних і обчислювальних ресурсів. У цьому дослідженні прогнозування розвитку генеруючих потужностей розглядається у нормативному розумінні — як визначення оптимальної структури генеруючого обладнання, необхідної для досягнення заданих цільових показників функціонування ЕЕС за прийнятих сценарних припущень. Прогнозування самих значень вхідних часових рядів генерації, споживання та цін не є предметом дослідження. Під федеративним середовищем моделювання у роботі розуміється організована на розподілених засадах форма взаємодії незалежних учасників моделювання, у межах якої зберігається їхній контроль над власними моделями, даними та обчислювальними ресурсами, а координація взаємодії здійснюється на основі спільних правил і стандартизованих інтерфейсів. Актуальність дослідження зумовлена глобальними тенденціями трансформації ЕЕС у напрямі декарбонізації та децентралізації генерації, а також критичними викликами для енергетики України в умовах воєнного стану. Наявні системи моделювання ЕЕС характеризуються

обчислювальними обмеженнями під час розв'язання задач змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP) великої розмірності, що суттєво ускладнює прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Додаткову складність створює розподіленість моделей, даних і обчислювальних ресурсів між незалежними учасниками моделювання, що зумовлює потребу в архітектурі узгодженої взаємодії таких учасників.

Метою дослідження є підвищення обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей та обґрунтування архітектурних рішень для розв'язування таких задач в умовах розподіленості моделей, даних і обчислювальних ресурсів. Під підвищенням обчислювальної ефективності в роботі розуміється скорочення часу виконання оптимізаційного моделювання за умови дотримання встановлених критеріїв якості та повторюваності результатів.

Об'єкт дослідження — процеси комп'ютерного моделювання й оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС.

Предмет дослідження — методи й алгоритми паралельного моделювання та оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС, програмні засоби їх реалізації й архітектурні рішення щодо побудови федеративного середовища моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей.

Методи дослідження:

- 1) методи системного аналізу — для аналізу сучасного стану програмних засобів і методів моделювання ЕЕС;
- 2) методи математичного моделювання та оптимізації — для формалізації задачі оптимізації структури генеруючих потужностей і операційних підзадач у постановці MILP;
- 3) метаевристичні методи — для пошуку розв'язків задачі оптимізації структури генеруючих потужностей;

4) методи декомпозиції та паралельних обчислень — для розподілу обчислювального навантаження між варіантами структури та сценарними операційними підзадачами;

5) методи проєктування інформаційних систем — для обґрунтування концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС;

6) методи обчислювального експерименту та описової статистики — для оцінювання часу виконання, використання пам'яті, масштабовності обчислень і повторюваності результатів.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей ЕЕС розроблено паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей, який, на відміну від існуючих підходів, у яких зазначені складові не поєднано в єдиній обчислювальній схемі, поєднує метаевристичний пошук дискретних інвестиційних рішень, розпаралелювання обчислень за варіантами структури та за сценарними операційними підзадачами, а також розв'язання цих підзадач у постановці MILP з урахуванням обмежень задачі вибору складу генеруючого обладнання (UC), що дає змогу виконувати паралельне багатосценарне моделювання режимів роботи генеруючого обладнання для оцінювання варіантів структури генеруючих потужностей без переходу до релаксованої постановки UC та без сурогатної апроксимації операційної моделі.

2. Набув подальшого розвитку алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним розв'язуванням задач оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС, який, на відміну від існуючих підходів, у яких паралелізація обмежується одним рівнем і стосується або оцінювання варіантів рішень, або розв'язання операційних підзадач, у межах розпаралелювання обчислень за варіантами структури та за сценарними операційними підзадачами поєднує попередню фільтрацію варіантів інвестиційних рішень, кешування результатів їх оцінювання, формування незалежних завдань, кожне з яких відповідає парі «варіант структури — сценарна операційна підзадача», планування та

балансування виконання сформованих завдань, а також повторне використання екземплярів сценарних операційних моделей, що зменшує повторні обчислення й накладні витрати без спрощення операційної MILP-моделі.

3. Для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей ЕЕС запропоновано та обґрунтовано концептуальну архітектуру федеративного середовища моделювання, яка, на відміну від існуючих централізованих монолітних систем, що передбачають централізовану агрегацію даних, та розподілених платформ ко-симуляції або оперативного керування, поєднує багаторівневу організацію компонентів, реєстри ресурсів, стандартизовані вебінтерфейси прикладного програмування (Web API), централізоване узгодження правил взаємодії та децентралізоване керування локальними моделями, даними й обчислювальними ресурсами, що створює архітектурні передумови для синтаксичної інтероперабельності і координованої взаємодії незалежних моделей без централізованого накопичення конфіденційних даних.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Розроблено програмний комплекс мовою Julia з використанням інструментарію JuMP та солвера SCIP, який реалізує паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей. На комп'ютерні програми, що входять до складу програмного комплексу, отримано два свідоцтва про державну реєстрацію авторського права. Визначено умови доцільного застосування та основні напрями використання розробленого паралельного методу у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей, а також обґрунтовано можливість застосування програмного комплексу, що реалізує цей метод, як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання ЕЕС.

2. Визначено показники обчислювальної ефективності розробленого паралельного методу на тестових моделях ЕЕС порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP. Для системи на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та систем накопичення енергії (СНЕ) з використанням алгоритму еволюційних центрів (ЕСА) на 64 потоках середній час

одного запуску зменшено у 13,38 раз, а еталонний розв'язок відтворено у 99 % запусків. Для системи з ВДЕ, СНЕ та тепловими електростанціями (ТЕС) з використанням стратегії еволюції з адаптацією матриці коваріації (СМА-ES) на 128 потоках середній час успішних запусків зменшено у 3,77 раз, а еталонний розв'язок відтворено у 98 % запусків; у двох інших отримано допустимі розв'язки, для яких середнє відносне відхилення значення цільової функції від еталонного становило 0,70 %. Для обох тестових моделей зі збільшенням кількості потоків коефіцієнт прискорення зростає сублінійно, водночас зростало й пікове використання оперативної пам'яті.

Практичну значущість результатів підтверджено їх використанням у двох наукових проєктах з розроблення середовища моделювання та паралельних методів розв'язування задач МІЛР для планування розвитку резильєнтних ЕЕС України. Впровадження результатів в одному з проєктів підтверджено відповідним актом.

Результати дисертації висвітлено у 14 наукових працях, серед яких 1 стаття у виданні, що індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus і належить до першого квартиля (Q1) за класифікацією SCImago, 4 статті у наукових фахових виданнях України категорії Б, у кожній з яких кількість авторів разом зі здобувачем не перевищує двох, 4 публікації за матеріалами конференцій у виданнях, проіндексованих у Scopus, а також 5 інших публікацій за матеріалами науково-практичних і науково-технічних конференцій.

Ключові слова: електроенергетична система, генеруючі потужності, паралельний метод оптимізації, змішане цілочисельне лінійне програмування, федеративне середовище моделювання, метаевристичні алгоритми.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

1. Saukh S., Puchko T. Hybrid Method for Optimizing the Structure of Power Generation Capacities Using An Evolutionary Algorithm and An MILP Solver. *Artificial Intelligence and Applications*. 2026. DOI: 10.47852/bonviewAIA62027499 (*Scopus*, *квартиль Q1*. *Особистий внесок: методологічне опрацювання алгоритмічної схеми оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції на рівні популяцій та сценаріїв, програмна реалізація, підготовка й опрацювання даних, проведення обчислювальних експериментів та візуалізація отриманих результатів*).
2. Пучко Т. В. Федеративне середовище прогнозного моделювання енергетики України. *Електронне моделювання*. 2026. Т. 48, № 3. С. 95-110. DOI: 10.15407/elmodel.48.03.095 (*Фахове видання категорії Б*).
3. Саух С. Є., Пучко Т. В. Паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей з використанням метаевристичних алгоритмів та солвера SCIP. *Електронне моделювання*. 2025. Т. 47, № 4. С. 73–89. DOI: 10.15407/emodel.47.04.073 (*Фахове видання категорії Б*. *Особистий внесок: розроблення методології та алгоритмів оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції на рівні популяцій та сценаріїв, програмна реалізація, проведення експериментів та візуалізація отриманих результатів*).
4. Гільгурт С. Я., Пучко Т. В. Створення високопродуктивного середовища для моделювання електроенергетичних систем в умовах цілеспрямованих загроз. *Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія «Проблеми моделювання та автоматизації проектування»*. 2024. Т. 2, № 20. С. 23–34. DOI: 10.31474/2074-7888-2024-2-20-23-34 (*Фахове видання категорії Б*. *Особистий внесок: технічна реалізація паралельного середовища моделювання, інтеграція моделей з алгоритмами оптимізації та форматами даних, проведення обчислювальних експериментів*).

5. Пучко Т. В. Еволюція вебінтерфейсів прикладного програмування: рушійні сили, вплив на клієнтів та шаблони для надавачів. *Електронне моделювання*. 2023. Т. 45, № 4. С. 61–77. DOI: 10.15407/emodel.45.04.061 (*Фахове видання категорії Б*).
6. Saukh S., Puchko T. Parallel Method using Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy and SCIP Solver for Generation Capacity Structure Optimization. 2025 *IEEE 6th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 6 October 2025. 2025. P. 1–6. DOI: 10.1109/KhPIWeek61436.2025.11288701 (*Scopus. Особистий внесок: розроблення методології оптимізації структури генеруючих потужностей на основі алгоритму СМА-ES, адаптація математичної моделі, проведення обчислювальних експериментів та формальний аналіз результатів*).
7. Saukh S., Puchko T. Parallel Optimization of Generation Capacity Structure in a Local Grid under Military Threats. 2024 *14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)*, Athens, 11 October 2024. 2024. P. 1–8. DOI: 10.1109/DESSERT65323.2024.11122148 (*Scopus. Особистий внесок: розроблення алгоритмів оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції, програмна реалізація та візуалізація отриманих результатів*).
8. Hilgurt S., Puchko T., Kharchenko O. Parallel Simulation Environment for Planning the Development of Electric Power Systems under Terrorist and Military Threats. 2024 *14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)*, Athens, 11 October 2024. 2024. P. 1–7. DOI: 10.1109/DESSERT65323.2024.11122256 (*Scopus. Особистий внесок: технічна реалізація паралельного середовища моделювання на основі програмних скриптів для керування обчислювальним процесом на кластері, інтеграція моделей з алгоритмами оптимізації та форматами даних, проведення обчислювальних експериментів*).

9. Saukh S., Puchko T. Mixed-Integer Linear Programming Solvers for Local Grid Capacity Planning Problems. *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 7 October 2024. 2024. P. 1–6. DOI: 10.1109/KhPIWeek61434.2024.10877970 (*Scopus. Особистий внесок: адаптація математичної моделі, здійснення програмної реалізації, проведення обчислювальних експериментів та формальний аналіз результатів*).
10. Пучко Т. В. Федеративне середовище моделювання розвитку електроенергетики: децентралізація та цифровий суверенітет. *Енергетичний фронт: шостий театр воєнних дій (стратегія захисту, управління та відновлення)*, Міжнародна науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали, м. Київ, 27 берез. 2026 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2026. С. 31–33. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/energy-front-2026/>
11. Пучко Т. В. Стратегія еволюції з адаптацією матриці коваріації для оптимізації структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Збірник матеріалів XLIII Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, м. Київ, 14 трав. 2025 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2025. С. 9–12. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/konferenciya-molodix-vchenix-2025/>
12. Саух С. Є., Пучко Т. В. Паралельні алгоритми розв'язування задач моделювання резильєнтних електроенергетичних систем. *Резильєнтність динамічних систем, науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали*, м. Київ, 27 груд. 2024 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 47–49. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/naukovo-praktichna-konferenciya-rds-2024/> (*Особистий внесок: розроблення*

алгоритмів оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням декомпозиції, проведення обчислювальних експериментів).

- 13.Пучко Т. В. Метаевристичні алгоритми розв’язування задач оптимізації структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Безпека енергетики в епоху цифрової трансформації, VI науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали*, м. Київ, 13 груд. 2024 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 111–114. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/naukovo-praktichna-konferenciya-bevect-2024/>
- 14.Пучко Т. В. Мурашині алгоритми в задачах планування розгортання генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Збірник матеріалів XLII Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, м. Київ, 15 трав. 2024 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 42–44. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/konferenciya-molodix-vchenix-2024/>

ABSTRACT

Puchko T. V. Methods, Algorithms, and Software Tools for Parallel Simulation of Electric Power Systems in Generation Expansion Planning Problems. — Qualification research work submitted as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in programme subject area 122 "Computer Science". — G.E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2026.

The dissertation addresses an important scientific task, which is to improve the computational efficiency of computer simulation of electric power systems (EPSs) in generation expansion planning through the development of a parallel method for optimizing the generation capacity structure, algorithms for organizing its execution, and corresponding software tools, and to substantiate a conceptual architecture for a federated EPS modelling environment in a distributed setting involving models, data, and computational resources. In this study, generation expansion planning is understood in the normative sense as determining the optimal structure of generating equipment required to achieve specified target performance indicators of an EPS under the adopted scenario assumptions. Forecasting the values of the input time series for generation, demand, and prices is outside the scope of this study. In this dissertation, a federated modelling environment is understood as a form of interaction among independent participants in the modelling process, organized on a distributed basis, in which they retain control over their own models, data, and computational resources, while their interaction is coordinated through common rules and standardized interfaces. The relevance of the study is determined by global trends in the transformation of EPSs towards decarbonization and the decentralization of generation, as well as by the critical challenges facing Ukraine's energy sector under martial law. Existing EPS simulation systems are subject to computational limitations when solving large-scale mixed-integer linear programming (MILP) problems, which substantially complicates generation expansion planning. Additional complexity arises from the distribution of models, data,

and computational resources among independent participants in the modelling process, necessitating an architecture for their coordinated interaction.

The aim of the study is to improve the computational efficiency of computer simulation of EPSs in generation expansion planning and to substantiate architectural solutions for solving such problems in a distributed setting involving models, data, and computational resources. In this dissertation, improved computational efficiency is understood as a reduction in the execution time of optimization-based simulation, provided that the established criteria for result quality and repeatability are met.

The object of the study comprises the processes of computer modelling and optimization of the generation capacity structure of EPSs.

The subject of the study comprises methods and algorithms for parallel simulation and optimization of the generation capacity structure of EPSs, software tools for their implementation, and architectural solutions for constructing a federated EPS modelling environment for generation expansion planning problems.

The research methods are as follows:

- 1) systems analysis methods, used to analyse the current state of software tools and methods for EPS simulation;
- 2) mathematical modelling and optimization methods, used to formalize the problem of optimizing the generation capacity structure and the operational subproblems in a MILP formulation;
- 3) metaheuristic methods, used to search for solutions to the generation capacity structure optimization problem;
- 4) decomposition and parallel computing methods, used to distribute the computational workload among structure variants and scenario-based operational subproblems;
- 5) information systems design methods, used to substantiate the conceptual architecture of a federated EPS modelling environment;

6) methods of computational experimentation and descriptive statistics, used to evaluate execution time, memory usage, computational scalability, and the repeatability of results.

The scientific novelty of the obtained results is as follows:

1. A parallel method for optimizing the generation capacity structure has been developed for EPS generation expansion planning problems. Unlike existing approaches in which these components are not combined within a single computational scheme, the proposed method combines the metaheuristic search for discrete investment decisions, the parallelization of computations across structure variants and scenario-based operational subproblems, and the solution of these subproblems in a MILP formulation while taking account of unit commitment (UC) constraints. This enables parallel multi-scenario simulation of the operating modes of generating equipment for evaluating generation capacity structure variants without transition to a relaxed UC formulation and without surrogate approximation of the operational model.

2. The algorithmic approach to organizing and managing the parallel solution of EPS generation capacity structure optimization problems has been further developed. Unlike existing approaches in which parallelization is limited to a single level and concerns either the evaluation of solution variants or the solution of operational subproblems, the proposed approach, within the framework of parallelizing computations across structure variants and scenario-based operational subproblems, combines preliminary filtering of investment decision variants, caching of the results of their evaluation, the formation of independent tasks, each corresponding to a “structure variant — scenario-based operational subproblem” pair, the scheduling and balancing of the execution of the formed tasks, and the reuse of scenario-based operational model instances. This reduces repeated computations and computational overhead without simplifying the operational MILP model.

3. A conceptual architecture for a federated modelling environment has been proposed and substantiated for electric power system (EPS) generation expansion planning problems. In contrast to existing centralized monolithic systems based on

centralized data aggregation and existing distributed platforms for co-simulation or operational control, the proposed architecture combines a multi-level organization of components, resource registries, standardized Web application programming interfaces (Web APIs), centralized coordination of interaction rules, and decentralized management of local models, data, and computational resources. This establishes the architectural prerequisites for syntactic interoperability and coordinated interaction among independent models without requiring the centralized storage of confidential data.

The practical significance of the obtained results is as follows:

1. A software package has been developed in Julia using the JuMP modelling toolkit and the SCIP solver, implementing the parallel method for optimizing the generation capacity structure. Two certificates of state copyright registration have been obtained for the computer programs included in the software package. The conditions under which the developed parallel method is applicable and its principal application areas in generation expansion planning problems have been identified, and the feasibility of using the software package implementing this method as a computational component of a federated EPS modelling environment has been substantiated.

2. The computational efficiency indicators of the developed parallel method were determined on test EPS models by comparison with the direct solution of the problem in a monolithic MILP formulation using the SCIP solver. For a system based on renewable energy sources (RESs) and energy storage systems (ESSs), the Evolution Centers Algorithm (ECA) running on 64 threads reduced the mean execution time per run by a factor of 13.38, and the reference solution was reproduced in 99% of the runs. For a system comprising RESs, ESSs, and thermal power plants (TPPs), the Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy (CMA-ES) running on 128 threads reduced the mean execution time of successful runs by a factor of 3.77, and the reference solution was reproduced in 98% of the runs; the other two runs yielded feasible solutions whose objective-function values deviated from the reference value by 0.70% on average. For both test models, the speed-up factor increased sublinearly as the number of threads increased, while peak memory usage also rose.

The practical significance of the results is confirmed by their use in two research projects involving the development of a modelling environment and parallel methods for solving MILP problems for planning the development of resilient EPSs in Ukraine. The implementation of the results in one of the projects is confirmed by a certificate of implementation.

The results of the dissertation have been presented in 14 scientific publications, including one article in a journal indexed in Scopus and ranked in the first quartile (Q1) according to SCImago; four articles in Ukrainian category B professional scientific journals, in each of which the number of authors, including the PhD candidate, does not exceed two; four conference papers in proceedings indexed in Scopus; and five other publications in the proceedings of scientific-practical and scientific-technical conferences.

Keywords: electric power system, generation capacity, parallel optimization method, mixed-integer linear programming, federated modelling environment, metaheuristic algorithms.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	21
ВСТУП	22
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ ЇЇ РОЗВИТКУ	32
1.1. Сучасні тенденції трансформації електроенергетичних систем	32
1.1.1. Інтенсифікація електрифікації світової економіки	32
1.1.2. Технологічні виклики нової архітектури електроенергетичних систем	34
1.1.3. Організаційні бар'єри та проблема фрагментації даних у розподілених системах	35
1.1.4. Специфіка трансформації електроенергетичної системи України	36
1.2. Огляд існуючих інструментів моделювання електроенергетичних систем	38
1.2.1. Класифікація підходів до моделювання електроенергетичних систем	38
1.2.2. Аналіз традиційних інструментів моделювання електроенергетичних систем	39
1.2.3. Огляд комерційних систем моделювання електроенергетичних систем	40
1.2.4. Сучасні відкриті та розподілені інструменти моделювання електроенергетичних систем	42
1.2.5. Обмеження централізованих підходів у моделюванні розподілених електроенергетичних систем	43
1.3. Аналіз методів оптимізації структури генеруючих потужностей	44
1.3.1. Математична формалізація та обчислювальна складність задачі оптимізації структури генеруючих потужностей	45
1.3.2. Методи врахування невизначеності в задачах оптимізації структури генеруючих потужностей	47
1.3.3. Операційна гнучкість електроенергетичних систем в задачах оптимізації структури генеруючих потужностей	51

1.3.4. Надійність і ресурсна адекватність електроенергетичних систем в задачах оптимізації структури генеруючих потужностей	54
1.3.5. Обчислювальні та методичні обмеження наявних підходів до оптимізації структури генеруючих потужностей	56
1.3.6. Аналіз методів декомпозиції задач оптимізації структури генеруючих потужностей	59
1.3.7. Метаевристичні та гібридні підходи до розв'язування задач оптимізації структури генеруючих потужностей.....	63
1.3.8. Узагальнення наявних підходів до розв'язування задачі оптимізації структури генеруючих потужностей.....	67
1.4. Постановка наукового завдання дослідження.....	73
Висновки до розділу 1	74
РОЗДІЛ 2. ПАРАЛЕЛЬНИЙ МЕТОД ОПТИМІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	76
2.1. Моделювання режимів роботи електроенергетичної системи на основі сценарного підходу	76
2.1.1. Часова декомпозиція горизонту прогнозування	76
2.1.2. Формування репрезентативних графіків генерації та споживання електроенергії методом кластеризації	77
2.1.3. Стратегія формування сценаріїв генерації та споживання електроенергії	77
2.1.4. Розрахунок імовірнісних ваг сценаріїв генерації та споживання електроенергії	78
2.2. Математична модель задачі оптимізації структури генеруючих потужностей	78
2.2.1. Параметри та змінні моделі	78
2.2.2. Цільова функція	80
2.2.3. Основні обмеження	81

	18
2.2.4. Моделювання систем накопичення енергії	82
2.2.5. Моделювання відновлюваних джерел енергії.....	83
2.2.6. Моделювання теплових електростанцій	83
2.2.7. Аналіз обчислювальної складності задачі.....	86
2.3. Декомпозиція задачі оптимізації структури генеруючих потужностей	87
2.3.1. Принцип дворівневої декомпозиції задачі.....	87
2.3.2. Формування та незалежність підзадач	87
2.3.3. Агрегація результатів розв'язання підзадач	87
2.4. Паралельний алгоритм оптимізації структури генеруючих потужностей ...	88
2.4.1. Узагальнена схема алгоритму з розпаралелюванням за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами	88
2.4.2. Адаптація метаевристичних алгоритмів до пошуку дискретних інвестиційних рішень	89
2.4.3. Алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним обчислювальним процесом.....	91
2.5. Порівняльний аналіз та позиціонування розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей	92
2.5.1. Порівняння розробленого методу з класичними методами декомпозиції	93
2.5.2. Порівняння розробленого методу з методами сурогатної оптимізації ..	94
Висновки до розділу 2	95
 РОЗДІЛ 3. ФЕДЕРАТИВНЕ СЕРЕДОВИЩЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ У ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗУВАННЯ РОЗВИТКУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ	
3.1. Архітектура федеративного середовища моделювання	97
3.1.1. Аналіз потреб зацікавлених сторін та вимоги до середовища	97
3.1.2. Концепція та гібридна модель управління середовищем	98
3.1.3. Багаторівнева структура реєстрів ресурсів середовища	99

	19
3.1.4. Інфраструктура довіри та безпеки обміну даними	102
3.1.5. Архітектурні засади підтримання інтероперабельності вебінтерфейсів прикладного програмування у федеративному середовищі	103
3.2. Багаторівнева структурна організація середовища учасника федерації.....	105
3.2.1. Узагальнена структура локального середовища	105
3.2.2. Інтеграція локального середовища у федеративні процеси	106
Висновки до розділу 3	107
РОЗДІЛ 4. ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	109
4.1. Програмна реалізація паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей	109
4.1.1. Компоненти програмного комплексу	109
4.1.2. Організація паралельних обчислень	111
4.2. Дослідження ефективності паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей на прикладі локальної електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії	112
4.2.1. Характеристика електроенергетичної системи та вхідні дані.....	112
4.2.2. Методика проведення дослідження	115
4.2.3. Результати моделювання електроенергетичної системи.....	118
4.3. Дослідження ефективності паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей на прикладі локальної електроенергетичної системи з відновлюваними та традиційними джерелами енергії.....	120
4.3.1. Характеристика електроенергетичної системи та вхідні дані.....	121
4.3.2. Методика проведення дослідження	122
4.3.3. Результати моделювання електроенергетичної системи.....	123
4.4. Практичне застосування результатів дослідження	128

4.4.1. Умови доцільного застосування та основні напрями використання розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей	129
4.4.2. Інтеграція програмного комплексу як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання	131
4.4.3. Ефективність розробленого методу в задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей	132
Висновки до розділу 4	133
ВИСНОВКИ	135
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	138
ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ	158
ДОДАТОК Б. КОПІЇ СВІДОЦТВ ПРО ДЕРЖАВНУ РЕЄСТРАЦІЮ АВТОРСЬКОГО ПРАВА	162
ДОДАТОК В. КОПІЯ АКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ	164

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ВДЕ — відновлювані джерела енергії
- ВЕС — вітрова електростанція
- ЕЕС — електроенергетична система
- СЕС — сонячна електростанція
- СНЕ — система накопичення енергії
- ТЕС — теплова електростанція
- ACO (Ant Colony Optimization) — мурашиний алгоритм
- СМА-ES (Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy) — стратегія еволюції з адаптацією матриці коваріації
- DR (Demand Response) — ресурси управління попитом
- ECA (Evolution Centers Algorithm) — алгоритм еволюційних центрів
- GA (Genetic Algorithm) — генетичний алгоритм
- GEП (Generation Expansion Planning) — задача оптимізації структури генеруючих потужностей
- GTEП (Generation and Transmission Expansion Planning) - задача координованої оптимізації структури генеруючих потужностей і мереж передачі електроенергії
- HPC (High-Performance Computing) — високопродуктивні обчислення
- IEA (International Energy Agency) — Міжнародне енергетичне агентство
- LP (Linear Programming) — лінійне програмування
- MILP (Mixed-Integer Linear Programming) — задача змішаного цілочисельного лінійного програмування
- MINLP (Mixed-Integer Nonlinear Programming) — задача змішаного цілочисельного нелінійного програмування
- UC (Unit Commitment) — задача вибору складу генеруючого обладнання
- Web API (Web Application Programming Interfaces) — вебінтерфейси прикладного програмування

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Сучасний розвиток світової енергетики пов'язаний з переходом до низьковуглецевої економіки, інтеграцією відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та розширенням електрифікації [1]. Ця трансформація змінює архітектуру електроенергетичних систем (ЕЕС), у яких традиційні централізовані структури поступово доповнюються складними розподіленими мережами з високою часткою мінливої генерації. За таких умов ускладнюється задача прогнозування розвитку генеруючих потужностей, яка в цій роботі розглядається у нормативному розумінні — як визначення оптимальної структури генеруючого обладнання, необхідної для досягнення заданих цільових показників функціонування ЕЕС за прийнятих сценарних припущень. Прогнозування самих значень вхідних часових рядів генерації, споживання та цін не є предметом дослідження. Традиційні підходи до прогнозування розвитку генеруючих потужностей, орієнтовані переважно на диспетчеризацію великих базових енергоблоків, уже не забезпечують достатнього рівня адекватності результатів моделювання, оскільки недостатньо враховують мінливість і просторово-часову нерівномірність генерації на основі енергії сонця та вітру [2].

В умовах України ці загальносвітові виклики посилюються фактором воєнного стану. Унаслідок цілеспрямованого руйнування об'єктів централізованої генерації та магістральних електромереж відновлення електроенергетичної інфраструктури не може обмежуватися заміною пошкоджених елементів і потребує формування більш резильєнтної моделі ЕЕС. Основою такої системи мають стати децентралізована генерація, розумні мікромережі та системи накопичення енергії (СНЕ) [3]. Відповідно, прогнозування розвитку генеруючих потужностей стає інструментом обґрунтування сценаріїв відновлення й подальшої побудови енергетики, що підвищує вимоги до точності моделювання режимів роботи обладнання за умов високої невизначеності.

Сучасна задача прогнозування розвитку генеруючих потужностей істотно змінилася. Вона має поєднувати оптимізацію довгострокових інвестиційних рішень щодо структури генеруючих потужностей із детальним моделюванням короткострокових режимів роботи обладнання. У математичній формі це зводиться до розв'язання масштабних задач змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP). Коректне відображення мінливої природи ВДЕ, забезпечення операційної гнучкості системи та врахування динаміки СНЕ вимагають погодинної деталізації. Це призводить до комбінаторного зростання розмірності задачі, за якого застосування традиційних детермінованих алгоритмів може потребувати неприйнятних витрат машинного часу [4].

Розв'язання цієї задачі додатково ускладнюється тим, що сучасний ринок електричної енергії складається з множини незалежних учасників, які володіють власними моделями, даними й обчислювальними ресурсами. Аналіз поширених у світі оптимізаційних інструментів енергетичного моделювання показує, що їхня монолітна архітектура орієнтована на централізовану агрегацію необхідних первинних даних [5]. Водночас децентралізований характер сучасних ЕЕС, наявність багатьох незалежних учасників та вимоги до конфіденційності, кібербезпеки й суверенітету даних ускладнюють фізичну консолідацію всієї інформації про ЕЕС в єдиній базі даних та зумовлюють потребу в архітектурах безпечного стандартизованого обміну, у яких дані залишаються під контролем їхніх власників [6, 7].

Отже, виникає суперечність між необхідністю застосування деталізованих моделей для прогнозування розвитку генеруючих потужностей та обмеженою придатністю централізованих монолітних засобів до їх практичного використання в розподіленому середовищі. Подолання цієї суперечності потребує розроблення паралельних методів оптимізації, які поєднують солвери з метаевристичними алгоритмами на основі декомпозиції математичної задачі [8, 9]. Термін «солвери» у цій роботі позначає спеціалізовані програмні засоби для автоматизованого розв'язування формалізованих оптимізаційних задач за заданою математичною

моделлю, цільовою функцією та системою обмежень. Поєднання декомпозиції, паралельної оптимізації, солверів і метаявристичних алгоритмів створює основу для перенесення обчислень у розподілені середовища, де оптимізаційні підзадачі можуть виконуватися паралельно на локальних вузлах учасників ринку без прямого розкриття їхніх первинних даних [10].

Таким чином, актуальним науковим завданням є підвищення обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей шляхом розроблення паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей, алгоритмів організації його виконання та відповідних програмних засобів, а також в обґрунтуванні концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС за умов розподіленості моделей, даних і обчислювальних ресурсів.

У цій роботі підвищення обчислювальної ефективності оцінюється за скороченням часу виконання оптимізаційного моделювання за умови дотримання встановлених критеріїв якості та повторюваності результатів. Для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей цей показник має визначальне практичне значення, оскільки багатоваріантний і багатосценарний аналіз потребує багаторазового розв'язування великорозмірних задач MILP, а тривалість окремого запуску безпосередньо обмежує кількість інвестиційних альтернатив і сценаріїв, які можуть бути досліджені за прийнятний проміжок часу. Кількість залучених обчислювальних потоків і пікове використання оперативної пам'яті розглядаються як показники використання ресурсів та ресурсні обмеження методу, а не як самостійні критерії його обчислювальної ефективності. Тому збільшення використання обчислювальних потоків і оперативної пам'яті є виправданим, якщо воно забезпечує скорочення часу виконання в межах доступних обчислювальних ресурсів.

Під федеративним середовищем моделювання у роботі розуміється організована на розподілених засадах форма взаємодії незалежних учасників моделювання, у межах якої зберігається їхній контроль над власними моделями,

даними та обчислювальними ресурсами, а координація взаємодії здійснюється на основі спільних правил і стандартизованих інтерфейсів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика дисертаційного дослідження узгоджується з пріоритетними напрямками розвитку науки і техніки в Україні. Роботу виконано відповідно до плану наукових досліджень Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України, зокрема в межах програми спільних українсько-німецьких наукових проєктів, запланованих до реалізації у 2024-2025 роках. Дисертаційне дослідження здійснювалося в рамках проєкту «Паралельне моделююче середовище для планування розвитку електроенергетичних систем з відновлюваними та ядерними джерелами енергії» (номер державної реєстрації 0124U002691) та проєкту 2025.07/0204 «Паралельні методи та алгоритми розв'язування задач змішаного цілочисельного лінійного програмування для планування розвитку структурно мінливих і резильєнтних електроенергетичних систем України» під науковим керівництвом члена-кореспондента НАН України, доктора технічних наук, професора Сауха С. Є.

Мета дослідження — підвищення обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей та обґрунтування архітектурних рішень для розв'язування таких задач в умовах розподіленості моделей, даних і обчислювальних ресурсів.

Завдання дослідження. Для досягнення мети дослідження необхідно:

1. Проаналізувати сучасні тенденції трансформації ЕЕС, виконати огляд методів та засобів моделювання таких систем в задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей.

2. Розробити паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС шляхом поєднання метаевристичного пошуку дискретних інвестиційних рішень, розпаралелювання обчислень за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами, а також розв'язання цих підзадач у

постановці MILP з урахуванням обмежень задачі вибору складу генеруючого обладнання (UC).

3. Розвинути алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним розв'язуванням задач оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС на основі фільтрації варіантів інвестиційних рішень, кешування результатів їх оцінювання, формування незалежних завдань, планування та балансування їх виконання й повторного використання екземплярів сценарних операційних моделей.

4. Запропонувати та обґрунтувати концептуальну архітектуру федеративного середовища моделювання ЕЕС для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей на основі багаторівневої організації компонентів, реєстрів ресурсів, стандартизованих вебінтерфейсів прикладного програмування (Web API) та поєднання централізованого узгодження правил взаємодії з децентралізованим керуванням локальними моделями, даними й обчислювальними ресурсами.

5. Здійснити програмну реалізацію розробленого паралельного методу у вигляді програмного комплексу, визначити умови доцільного застосування та основні напрями використання методу у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей, а також обґрунтувати можливість застосування програмного комплексу як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання ЕЕС.

6. Провести обчислювальні експерименти на тестових моделях ЕЕС для оцінювання часу виконання, використання оперативної пам'яті, масштабовності обчислень і повторюваності результатів.

Об'єкт дослідження — процеси комп'ютерного моделювання й оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС.

Предмет дослідження — методи й алгоритми паралельного моделювання та оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС, програмні засоби їх реалізації й архітектурні рішення щодо побудови федеративного середовища моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей.

Методи дослідження. У дисертаційній роботі для розв'язання поставлених задач використовувалися такі методи:

1) методи системного аналізу — для аналізу сучасного стану програмних засобів і методів моделювання ЕЕС;

2) методи математичного моделювання та оптимізації — для формалізації задачі оптимізації структури генеруючих потужностей і операційних підзадач у постановці MILP;

3) метаевристичні методи — для пошуку розв'язків задачі оптимізації структури генеруючих потужностей;

4) методи декомпозиції та паралельних обчислень — для розподілу обчислювального навантаження між варіантами структури та сценарними операційними підзадачами;

5) методи проектування інформаційних систем — для обґрунтування концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС;

6) методи обчислювального експерименту та описової статистики — для оцінювання часу виконання, використання пам'яті, масштабовності обчислень і повторюваності результатів.

Наукова новизна отриманих результатів. Було отримано такі наукові результати:

1. Для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей ЕЕС розроблено паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей, який, на відміну від існуючих підходів, у яких зазначені складові не поєднано в єдиній обчислювальній схемі, поєднує метаевристичний пошук дискретних інвестиційних рішень, розпаралелювання обчислень за варіантами структури та за сценарними операційними підзадачами, а також розв'язання цих підзадач у постановці MILP з урахуванням обмежень задачі УС, що дає змогу виконувати паралельне багатосценарне моделювання режимів роботи генеруючого обладнання для оцінювання варіантів структури генеруючих потужностей без переходу до релаксованої постановки УС та без сурогатної апроксимації операційної моделі.

2. Набув подальшого розвитку алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним розв'язуванням задач оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС, який, на відміну від існуючих підходів, у яких паралелізація обмежується одним рівнем і стосується або оцінювання варіантів рішень, або розв'язання операційних підзадач, у межах розпаралелювання обчислень за варіантами структури та за сценарними операційними підзадачами поєднує попередню фільтрацію варіантів інвестиційних рішень, кешування результатів їх оцінювання, формування незалежних завдань, кожне з яких відповідає парі «варіант структури — сценарна операційна підзадача», планування та балансування виконання сформованих завдань, а також повторне використання екземплярів сценарних операційних моделей, що зменшує повторні обчислення й накладні витрати без спрощення операційної MILP-моделі.

3. Для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей ЕЕС запропоновано та обґрунтовано концептуальну архітектуру федеративного середовища моделювання, яка, на відміну від існуючих централізованих монолітних систем, що передбачають централізовану агрегацію даних, та розподілених платформ ко-симуляції або оперативного керування, поєднує багаторівневу організацію компонентів, реєстри ресурсів, стандартизовані вебінтерфейси прикладного програмування (Web API), централізоване узгодження правил взаємодії та децентралізоване керування локальними моделями, даними й обчислювальними ресурсами, що створює архітектурні передумови для синтаксичної інтеоперабельності і координованої взаємодії незалежних моделей без централізованого накопичення конфіденційних даних.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що:

1. Розроблено програмний комплекс мовою Julia з використанням інструментарію JuMP та солвера SCIP, який реалізує паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей. На комп'ютерні програми, що входять до складу програмного комплексу, отримано два свідоцтва про державну реєстрацію авторського права [11, 12]. Визначено умови доцільного застосування

та основні напрями використання розробленого паралельного методу у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей, а також обґрунтовано можливість застосування програмного комплексу, що реалізує цей метод, як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання ЕЕС.

2. Визначено показники обчислювальної ефективності розробленого паралельного методу на тестових моделях ЕЕС порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP. Для системи на базі ВДЕ та СНЕ з використанням алгоритму еволюційних центрів (ЕСА) на 64 потоках середній час одного запуску зменшено у 13,38 раза, а еталонний розв'язок відтворено у 99 % запусків. Для системи з ВДЕ, СНЕ та тепловими електростанціями (ТЕС) з використанням стратегії еволюції з адаптацією матриці коваріації (СМА-ES) на 128 потоках середній час успішних запусків зменшено у 3,77 раза, а еталонний розв'язок відтворено у 98 % запусків; у двох інших отримано допустимі розв'язки, для яких середнє відносне відхилення значення цільової функції від еталонного становило 0,70 %. Для обох тестових моделей зі збільшенням кількості потоків коефіцієнт прискорення зростає сублінійно, водночас зростало й пікове використання оперативної пам'яті.

Практичну значущість результатів також підтверджено їх використанням у двох наукових проєктах, спрямованих на розроблення середовища моделювання та паралельних методів розв'язування задач MILP для планування розвитку резильєнтних ЕЕС України. Впровадження результатів у межах одного з проєктів підтверджено відповідним актом.

Особистий внесок здобувача. Наукові результати, положення та висновки, що виносяться на захист, одержані здобувачем самостійно. Внесок здобувача у працях, опублікованих у співавторстві, є таким:

1. У працях [13-18] здобувачем особисто виконано методологічне опрацювання алгоритмічної схеми оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції на рівні популяцій та сценаріїв, адаптовано математичну модель задачі до умов досліджуваних тестових ЕЕС,

здійснено програмну реалізацію, підготовлено й опрацьовано дані, проведено обчислювальні експерименти, а також виконано візуалізацію отриманих результатів.

2. У працях [19, 20] здобувачем особисто здійснено технічну реалізацію паралельного середовища моделювання на основі програмних скриптів для керування обчислювальним процесом на кластері, інтегровано моделі з алгоритмами оптимізації та форматами даних, а також проведено обчислювальні експерименти.

3. Одноосібні публікації [21-26] містять результати, отримані здобувачем самостійно без участі співавторів.

Використання інструментів штучного інтелекту. Під час підготовки дисертації здобувач використовував Perplexity AI та ChatGPT як допоміжні інструменти для попереднього пошуку релевантних наукових джерел, уточнення пошукових запитів, перекладу тексту, покращення зв'язності та зрозумілості викладу, а також мовного й стилістичного редагування окремих фрагментів тексту. Усі використані джерела перевірено здобувачем за першоджерелами. Усі фрагменти тексту, під час підготовки яких застосовувалися зазначені інструменти, особисто перевірено й відредаговано. Здобувач несе повну відповідальність за зміст, достовірність і обґрунтованість результатів дисертаційної роботи.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення, результати та висновки дисертаційного дослідження доповідалися та обговорювалися на 8 міжнародних і всеукраїнських наукових заходах, до яких належать:

1. XLII Науково-технічна конференція молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України (м. Київ, травень 2024 р.);

2. Міжнародна конференція «14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)» (м. Афіни, Греція, жовтень 2024 р.);

3. Міжнародна конференція «IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology» (м. Харків, жовтень 2024 р.);

4. VI Науково-практична конференція «Безпека енергетики в епоху цифрової трансформації» (м. Київ, грудень 2024 р.);

5. Науково-практична конференція «Резильєнтність динамічних систем» (м. Київ, грудень 2024 р.);

6. XLIII Науково-технічна конференція молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України (м. Київ, травень 2025 р.);

7. Міжнародна конференція «IEEE 6th KhPI Week on Advanced Technology» (м. Харків, жовтень 2025 р.);

8. Міжнародна науково-практична конференція «Енергетичний фронт: шостий театр воєнних дій (стратегія захисту, управління та відновлення)» (м. Київ, березень 2026 р.).

Публікації. Результати дисертаційного дослідження пройшли належну апробацію та висвітлені у 14 наукових працях, серед яких 1 стаття у виданні, що індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus і належить до першого квартиля Q1 за класифікацією SCImago, 4 статті у наукових фахових виданнях України категорії Б, у кожній з яких кількість авторів разом зі здобувачем не перевищує двох, 4 публікації за матеріалами конференцій у виданнях, проіндексованих у Scopus, а також 5 інших публікацій за матеріалами науково-практичних і науково-технічних конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається з переліку умовних позначень, вступу, чотирьох розділів, висновків до розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та додатків. Загальний обсяг роботи становить 164 сторінки, із них основний текст, який містить 13 рисунків і 13 таблиць, викладено на 116 сторінках. Список використаних джерел містить 129 найменувань і розміщений на 20 сторінках, додатки — на 7 сторінках.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ ЇЇ РОЗВИТКУ

Розділ присвячено дослідженню викликів, що постають перед сучасними ЕЕС. У ньому проаналізовано ключові тенденції трансформації галузі, зокрема специфіку функціонування електроенергетики України, а також здійснено огляд наявних інструментальних засобів і математичних методів, що застосовуються в задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Розв'язання таких задач виступає обчислювальною основою для стратегічного інвестиційного планування та сценарного аналізу. Систематизація цих аспектів дозволить виявити обмеження існуючих підходів та обґрунтувати актуальність розробки нових методів і засобів для розв'язання таких задач.

1.1. Сучасні тенденції трансформації електроенергетичних систем

1.1.1. Інтенсифікація електрифікації світової економіки

Сучасний етап розвитку глобальної енергетичної системи характеризується переходом до нової фази, яку Міжнародне енергетичне агентство (International Energy Agency, IEA) у звіті World Energy Outlook 2025 визначає як настання «Епохи електрики» (Age of Electricity). Хоча електроенергія завжди відігравала важливу роль у функціонуванні сучасних економік, розвиток низьковуглецевих технологій генерації та поява нових векторів попиту посилюють цю роль: упродовж останнього десятиліття попит на електроенергію зростав удвічі швидше за загальне енергоспоживання. Частка електроенергії у кінцевому споживанні енергії становила близько 21% у 2024 році і прямує до понад однієї чверті вже до 2035 року [27].

Згідно з даними IEA, темпи зростання глобального попиту на електроенергію суттєво прискорилися. Якщо раніше динаміка споживання корелювала переважно з ростом валового внутрішнього продукту (ВВП), то нині з'явилися нові чинники зростання. По-перше, це цифровізація економіки та експансія центрів обробки даних для підтримки штучного інтелекту, що створює значне навантаження на

національні ЕЕС. По-друге, це електрифікація транспорту та систем опалення: продажі електромобілів різко зросли, а теплові насоси витісняють газові котли. По-третє, критичним фактором стають кліматичні зміни: хвилі спеки спричиняють аномальний попит на кондиціонування повітря, що суттєво змінює графіки навантаження ЕЕС [27].

Звіт Global Electricity Review 2025 аналітичного центру Ember підтверджує, що задоволення цього зростаючого попиту відбувається переважно за рахунок низьковуглецевих джерел енергії. На боці пропозиції ключовим рушієм виступає сонячна генерація, яка подвоїлася лише за три роки та досягла понад 2000 ТВт·год у 2024 році. Вона забезпечує найбільший абсолютний приріст виробництва електроенергії серед усіх технологій. Встановлена потужність сонячних електростанцій у 2024 році перевищила 2 ТВт, причому перший терават накопичувався десятиліттями, тоді як на додавання другого знадобилося лише два роки. Паралельно такі нові вектори попиту як електромобілі, теплові насоси та центри обробки даних вже вдвічі більше впливають на щорічне зростання глобального попиту на електроенергію порівняно з показниками п'ятирічної давнини. Попри рекордне введення потужностей ВДЕ глобальні викиди сектору електроенергетики у 2024 році досягли нового максимуму. Ця тенденція пояснюється тим, що низьковуглецева генерація задовольнила 96% приросту звичайного попиту, однак сильні теплові хвилі зумовили непередбачувану потребу в охолодженні, що і спричинило незначне збільшення обсягів спалювання викопного палива [28].

Така ситуація сигналізує про зміну пріоритетів у сфері енергетичної безпеки. Як зазначається у World Energy Outlook 2025, поняття енергобезпеки більше не обмежується наявністю палива. У новій реальності, де електроенергія стає надважливою для всіх сфер життя, а кліматичні фактори безпосередньо впливають на стабільність мереж, головним пріоритетом стає стійкість (резильєнтність) системи електропостачання. Ризики тепер пов'язані не стільки з ціною на нафту, скільки з фізичною здатністю мереж витримати одночасний вплив пікових

навантажень та інтеграцію мінливої генерації в умовах геополітичної нестабільності [27].

1.1.2. Технологічні виклики нової архітектури електроенергетичних систем

Згідно з прогнозами IEA, викладеними у звіті Renewables 2025, до 2030 року очікується стрімке зростання потужностей відновлюваної електроенергетики, що змінює принципи управління ЕЕС. Зростання частки мінливої генерації, передусім сонячної та вітрової, створює ситуацію, коли диспетчер більше не керує генерацією в класичному розумінні, а змушений підлаштовуватися під погодні умови. Це призводить до необхідності впровадження аукціонів на «гарантовану потужність» (firm capacity) та гібридних систем, що поєднують генерацію зі зберіганням енергії, оскільки традиційні методи балансування вже не можуть ефективно компенсувати мінливість ВДЕ без значних втрат енергії через обмеження (curtailment) [1].

Окрім операційних викликів, зростання частки мінливої генерації змінює парадигму прогнозування розвитку ЕЕС. Якщо традиційні моделі оперували переважно детермінованими параметрами, то сучасні умови вимагають повноцінного врахування множинних невизначеностей як з боку генерації, так і з боку попиту. Ігнорування цих факторів або їх спрощене моделювання призводить до економічно неоптимальних або технічно нездійсненних рішень для фактичних режимів експлуатації [29]. Це зумовлює проблему невідповідності підходів до моделювання ЕЕС, що спираються на припущення про повну визначеність параметрів, новій реальності, де гарантована потужність окремої ЕЕС стає імовірнісною величиною.

Як зазначається у підсумковому звіті IRENA Innovation Week 2025, ситуація ускладнюється появою активних споживачів, поведінка яких на ринку важко прогнозована, що перетворює мережу на систему з двостороннім рухом. Інтеграція мільйонів розподілених електроенергетичних ресурсів, від дахових сонячних панелей до електромобілів, створює величезні потоки даних та вимагає

цифровізації мереж для управління ними. Проте на сьогодні лише незначна частка (близько 5%) пристроїв кінцевих користувачів бере участь у програмах управління попитом, а відсутність універсальних протоколів та фрагментація ринків гальмують повноцінну інтеграцію цих ресурсів у єдину керовану систему, перетворюючи їх на джерело додаткової невизначеності для операторів мереж [30].

Крім проблем прогнозування, масова децентралізація має глибокі наслідки для фізичної стабільності ЕЕС. Як показують результати моделювання сценаріїв роботи ЕЕС з високим проникненням розподіленої генерації, що охоплюють випадки як повної відсутності СНЕ, так і їх впровадження на рівні магістральної та розподільної мережі, заміна традиційних синхронних генераторів на інверторні джерела призводить до зниження інерції системи, проблем зі стабільністю частоти та перевантаження розподільних мереж, які фізично не розраховані на зворотні перетоки енергії. Дослідження демонструє, що без впровадження СНЕ швидкість зміни частоти під час аварійних подій може досягати критичних значень, що призводить до масових відключень споживачів, тоді як інтеграція СНЕ дає змогу суттєво зменшити обсяги автоматичного частотного розвантаження та стабілізувати роботу мережі в умовах зменшеної інерції [31].

1.1.3. Організаційні бар'єри та проблема фрагментації даних у розподілених системах

Зміна архітектури ЕЕС створює організаційні бар'єри для застосування традиційних методів управління. Поява тисяч незалежних власників генерації (бізнес, домогосподарства, муніципалітети) призводить до фрагментації системи, де стихійна децентралізація вступає в суперечність з необхідністю централізованого забезпечення загальносистемної стійкості.

Ключовою проблемою стає фрагментація інформаційного простору. Електроенергетичний сектор перетворюється на сукупність ізольованих інформаційних контурів із несумісними моделями управління даними. Досвід впровадження розподілених ринків показує, що відсутність уніфікованих

стандартів обміну інформацією між операторами систем та новими гравцями створює суттєві бар'єри для інтероперабельності, що ускладнює агрегацію даних, необхідних для моделювання розвитку електроенергетики [32].

Додатковим бар'єром є конфлікт інтересів щодо власності на дані. У новій структурі ринку приватні інвестори та оператори розглядають детальні дані про режими роботи своїх установок як комерційну таємницю або чутливу інформацію. Традиційна парадигма централізованого збору всіх даних у єдину базу даних нашоюхується на опір власників ресурсів, які не бажають розкривати «сирі» дані регулятору через ризики порушення конфіденційності. Виникає необхідність у підходах, які дозволяють використовувати цінність даних для аналізу, залишаючи їх при цьому «невидимими» для сторонніх сторін [33].

Централізований підхід має й технічні обмеження. Спроба передати високочастотні дані від мільйонів інтелектуальних пристроїв та інверторів на центральний сервер створює критичне навантаження на канали зв'язку. Більше того, концентрація такої кількості детальної інформації в одній точці формує значні ризики кібербезпеки, оскільки дає змогу потенційним зловмисникам реконструювати детальні графіки споживання та поведінки користувачів [34].

1.1.4. Специфіка трансформації електроенергетичної системи України

Трансформація електроенергетичного сектору України відбувається під впливом кількох чинників, передусім повномасштабної збройної агресії. На відміну від країн Європейського Союзу, де перехід до розподіленої генерації є еволюційним процесом, зумовленим переважно кліматичними цілями, Україна здійснює цей перехід прискорено й вимушено через фізичне знищення централізованої інфраструктури.

Аналіз наслідків ракетно-дронових атак на об'єднану енергетичну систему (ОЕС) України підтверджує теоретичні положення про критичну вразливість централізованих систем. Як зазначається у дослідженні Т. Гріффіта «Strategic Attack of National Electrical Systems», атаки на ключові вузли генерації та високовольтні

трансформатори в централізованих мережах призводять до каскадних відключень і мають руйнівний ефект для економіки та морального духу населення, оскільки виводять з ладу постачання електроенергії на великих територіях [35]. Український досвід підтвердив цю тезу: втрата значної частки генеруючих потужностей, зокрема знищення Трипільської та Зміївської теплових електростанцій (ТЕС), а також окупація Запорізької атомної електростанції (АЕС), створили дефіцит потужності та призвели до значних економічних втрат [36].

У відповідь на ці виклики Кабінетом Міністрів України ухвалено «Стратегію розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року». Документ визнає, що історично сформована централізована архітектура ОЕС є вразливою в умовах війни, тому національним пріоритетом стає підвищення резильєнтності системи через її децентралізацію. Стратегія передбачає перехід до децентралізованої ЕЕС з розосередженою генерацією. Такий підхід робить атаки на тисячі дрібних об'єктів економічно неефективними для агресора та дає змогу локалізувати електропостачання критичної інфраструктури в разі пошкодження магістральних мереж [3].

Цей безпековий вектор поєднується з екологічними цілями, закладеними в «Національному плані з енергетики та клімату (НПЕК) на період до 2030 року». План передбачає відмову від вугільної генерації до 2035 року та досягнення частки ВДЕ на рівні 32,5% у виробництві електроенергії до 2030 року. Прагнення до скорочення шкідливих викидів і розосередженого розміщення генеруючих потужностей зумовлює трансформацію структури виробництва електроенергії. Зростає частка некерованої генерації на основі ВДЕ, яким притаманні мінливість та непередбачуваність. Стратегія, спрямована на декарбонізацію, одночасно посилює безпеку, оскільки терористичні атаки на розосереджені об'єкти мають низьку ефективність порівняно з атаками на централізовані вузли. Розвиток генерації також стимулює поява «активних споживачів», для яких встановлення власних сонячних електростанцій (СЕС) із СНЕ стає гарантією електроенергетичної автономності [36].

Реалізація цих стратегічних цілей потребує не лише технологічних рішень, а й довіри та узгоджених даних. Міжнародні організації наголошують, що посилення прозорості та розкриття інформації в електроенергетичному секторі є критичною умовою для зменшення інвестиційних ризиків [37]. Наразі ж розбіжності в прогнозах розвитку електроенергетичної системи України, підготовлених різними інституціями, ускладнюють залучення міжнародного фінансування через брак доступу до ключових даних про баланси та ринкові рішення. Це підтверджує «Індекс прозорості енергетики України 2024», який фіксує прогалини в розкритті інформації в секторі [38]. Таке обмеження в обміні метаданими між зацікавленими сторонами призводить до формування неузгоджених сценаріїв розвитку та стримує трансформацію електроенергетичного сектору.

1.2. Огляд існуючих інструментів моделювання електроенергетичних систем

Для прогнозування розвитку генеруючих потужностей потрібні інструменти моделювання ЕЕС, що оцінюють альтернативні сценарії за техніко-економічними критеріями. Далі класифіковано наявні підходи й програмні комплекси та оцінено їх придатність до таких задач за умов невизначеності й розподіленості даних.

1.2.1. Класифікація підходів до моделювання електроенергетичних систем

Відповідно до усталеної класифікації, інструменти моделювання ЕЕС поділяються на два класи: моделі «згори-вниз» (top-down) та «знизу-вгору» (bottom-up). Моделі «згори-вниз» фокусуються на макроекономічних взаємозв'язках, оперуючи агрегованими фінансовими показниками, тоді як підхід «знизу-вгору» базується на детальному інженерному описі технологій.

У задачах забезпечення резильєнтності та інтеграції значної частки ВДЕ потрібне коректне моделювання технічної гнучкості системи. Це вимагає детального врахування фізичних обмежень обладнання, таких як швидкість зміни навантаження, мінімальний час роботи чи простою установок та динамічні

характеристики циклів заряду-розряду СНЕ. Макроекономічні моделі («згори-вниз»), оперуючи агрегованими показниками, не забезпечують необхідної технологічної деталізації та часової дискретності, тому для умов мінливої генерації доцільнішими є моделі «знизу-вгору» [39, 40].

Також моделі класифікують за типом математичної постановки задачі на імітаційні (simulation) та оптимізаційні (optimization). Імітаційні моделі застосовують описовий підхід для аналізу наслідків заданих сценаріїв, тоді як оптимізаційні спрямовані на пошук цільового стану, визначаючи найкращу конфігурацію системи для мінімізації витрат або викидів. Оскільки задача прогнозування розвитку генеруючих потужностей полягає саме у визначенні найефективнішої структури ЕЕС, для розв'язання такої задачі необхідно використовувати підхід на базі оптимізаційних методів [41].

1.2.2. Аналіз традиційних інструментів моделювання електроенергетичних систем

До найбільш поширеного інструментарію для аналізу національної електроенергетики належать моделі енергетичних систем (Energy System Models), які охоплюють як оптимізаційні платформи (MARKAL/TIMES, OSeMOSYS, MESSAGE), так і імітаційні засоби (LEAP) або системи часткової рівноваги (PRIMES). Ці комплекси широко застосовують для аналізу політик декарбонізації, проте їхня архітектура має спільні структурні обмеження.

Недоліком більшості цих інструментів є спрощений підхід до часової роздільної здатності через використання «часових зрізів» (time-slices), наприклад, 12 типових періодів на рік. Таке усереднення призводить до недооцінки обмежень видачі потужності (curtailment) ВДЕ та переоцінки ефективності базової генерації. Крім того, інструменти на базі задач лінійного програмування (LP), до яких належить більшість оптимізаційних моделей, не здатні адекватно враховувати дискретні обмеження, як-от час простою чи вартість пуску, оскільки це вимагає використання моделей MILP. Водночас імітаційні моделі хоч і гнучкіші, але часто

спираються на евристичні методи, що не гарантують знаходження економічно оптимального рішення [39].

Іншим викликом є обмеження централізованої архітектури, у межах якої всі аспекти функціонування ЕЕС інтегруються в одну модель. Створення єдиної моделі часто виявляється неефективним через надмірну математичну складність та обчислювальні бар'єри. Замість централізації даних, сучасні підходи вимагають переходу до федерації або зв'язування спеціалізованих інструментів, наприклад, окремих моделей для ринку електричної енергії, макроекономіки та регіонального планування. Це дає змогу долати проблеми закритості даних та неповної сумісності, які притаманні традиційним ізольованим системам [42].

Ще одним обмеженням є просторова агрегація. Порівняльний аналіз моделей демонструє, що агрегація країн у великі регіони приховує важливі національні відмінності, такі як локальний потенціал вітрової генерації або можливості для виробництва водню. Це робить агреговані моделі менш придатними для розробки конкретних національних стратегій, де важливим є врахування локальних інфраструктурних та ресурсних обмежень [5].

1.2.3. Огляд комерційних систем моделювання електроенергетичних систем

Комерційні програмні комплекси виробничого моделювання (Production Cost Models), зокрема PLEXOS і Aurora від Energy Exemplar та PROMOD від Hitachi Energy, є альтернативою традиційним інструментам. На відміну від моделей типу TIMES, вони детально відтворюють фізичні режими роботи ЕЕС з урахуванням технічних обмежень обладнання та комерційних операцій на ринках електроенергії.

Перевагою цих платформ є здатність розв'язувати складні задачі вибору складу генеруючого обладнання та економічної диспетчеризації з високою часовою роздільною здатністю. Окрім часової деталізації, суттєвим аспектом є рівень просторової роздільної здатності: як свідчать дослідження, надмірне укрупнення географічних зон у моделях ЕЕС призводить до некоректного оцінювання

потенціалу ВДЕ та ігнорування мережевих обмежень всередині зон [43]. В умовах стрімкого зростання частки ВДЕ та зниження інерції ЕЕС спрощені балансові моделі втрачають адекватність, оскільки не здатні коректно відображати динамічні обмеження. Для забезпечення операційної надійності мережі критично важливим є поєднання двох класів методів. Стохастичне програмування дає змогу формувати графіки навантаження генерації в умовах невизначеності попиту та генерації ВДЕ, мінімізуючи ризики небалансів [44]. Водночас сучасні MILP-підходи забезпечують суворе дотримання технологічних вимог, зокрема обмежень щодо інерції системи та швидкості зміни частоти, що є необхідним для стабільності мереж зі зниженою інерцією [45].

Попри технічну зрілість, ці платформи мають природу «чорної скриньки», що обмежує їх застосування у формуванні національної політики. Закритість коду ускладнює наукову верифікацію й відтворюваність результатів [46]. У контексті досягнення цілей кліматичної нейтральності моделювання потребує не лише технічної точності, але й «глибинної прозорості» щодо ціннісних припущень, які часто залишаються прихованими у закритих алгоритмах, але суттєво впливають на кінцеві сценарії [47].

Брак прозорості знижує довіру осіб, що приймають рішення. Трансформація ЕЕС потребує переходу від закритих технократичних розрахунків до інклюзивного моделювання, що передбачає відкритість даних і методологій для громадського аудиту та участі широкого кола експертів [48, 49].

Додатковими обмеженнями є висока вартість ліцензій і централізована архітектура. Комерційні системи зазвичай потребують консолідації всіх даних у єдиному закритому проєкті і не підтримують децентралізовану взаємодію. Це ускладнює координацію незалежних учасників ринку без розкриття комерційно чутливих даних, тому такі інструменти ефективні для корпоративного використання, але обмежені для побудови прозорої децентралізованої екосистеми моделювання ЕЕС на національному рівні [50].

1.2.4. Сучасні відкриті та розподілені інструменти моделювання електроенергетичних систем

В останнє десятиліття фокус наукової спільноти змістився до відкритого моделювання (Open Energy Modelling). Spine Toolbox, PyPSA та Calliope забезпечують модульність, прозорість коду та можливості сценарного аналізу [5, 51]. Порівняно із закритими комерційними рішеннями це дає змогу гнучкіше керувати потоками даних.

Проте архітектурно ці системи залишаються монолітними. Вони передбачають, що обчислювальне ядро має прямий локальний доступ до повного набору вхідних даних. Такий підхід ускладнює координацію незалежних учасників ринку, які не готові розкривати чутливу комерційну інформацію.

Водночас у сфері інтелектуальних мереж активно розвиваються методи федеративного навчання (Federated Learning), спрямовані на збереження приватності [52]. Огляди підтверджують ефективність таких підходів для задач прогнозування споживання, генерації ВДЕ, виявлення аномалій та діагностики несправностей, де обмін відбувається лише параметрами моделей [53, 54]. Для формування ж достовірних вхідних сценарних дерев у таких задачах активно залучаються передові гібридні системи прогнозування на базі методів машинного навчання, які здатні врахувати сезонну мінливість погодних умов [55].

Однак, у проаналізованих джерелах не виявлено готових федеративних рішень для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Це створює невідповідність між наявним інструментарієм та концепцією єдиних енергетичних просторів даних (Energy Data Spaces), що просувається європейською ініціативою Gaia-X [6]. Ключовий принцип цієї ініціативи — забезпечення суверенітету даних, коли інформація фізично залишається у власника, а доступ до неї надається виключно через стандартизовані сервіси. Саме така архітектура необхідна для побудови середовища моделювання ЕЕС, де взаємодія відбувається через Web API без консолідації чутливих даних в єдиному центрі.

1.2.5. Обмеження централізованих підходів у моделюванні розподілених електроенергетичних систем

Більшість поширених інструментів моделювання ЕЕС створювалися для умов централізованого планування, коли один суб'єкт збирає необхідні дані, контролює їх використання та виконує розрахунки у власному середовищі [5, 39]. Натомість сучасні електроенергетичні екосистеми характеризуються фрагментованою структурою власності, наявністю великої кількості незалежних учасників та підвищеними вимогами до конфіденційності й безпеки даних, що ускладнює централізоване збирання всієї інформації [7, 10].

Концепція енергетичних просторів даних (Energy Data Spaces) передбачає, що дані залишаються під контролем власників, а обмін здійснюється через узгоджені моделі даних, стандартизовані інтерфейси доступу, механізми ідентифікації та контролю використання, а також правила управління ролями й відповідальністю [7, 10]. У такій архітектурі моделі розглядаються як сервіси, які вбудовані у цифрову екосистему і здатні працювати поверх розподілених джерел даних, тоді як більшість наявних інструментів залишаються монолітними, орієнтованими на файловий обмін або спеціалізовані засоби інтеграції постачальника і не враховують вимогу суверенітету даних [39, 56].

Сучасні підходи до управління електроспоживанням будівель та підвищення їх енергоефективності також спираються на великі різномірні масиви даних про споживання електроенергії й потребують інтеграції з цифровими платформами обміну енергетичними даними [7, 56]. Це посилює потребу в моделях, здатних працювати як частина електроенергетичного простору даних, а не як ізольовані інструменти. У результаті виникає невідповідність: наявні інструменти ефективно розв'язують математичні задачі оптимізації за умов централізованого контролю над даними, але недостатньо пристосовані до моделювання в розподіленому середовищі з регламентованим доступом і суверенітетом даних.

Для узагальнення цієї невідповідності в таблиці 1.1 зіставлено архітектурні особливості наявних засобів моделювання та вимоги до моделювання ЕЕС з розподіленими потужностями.

Таблиця 1.1 — Архітектурні особливості існуючих засобів моделювання

Критерій	Традиційні моделі енергетичних систем (TIMES, OSeMOSYS тощо)	Комерційні системи з UC (наприклад, PLEXOS)	Відкриті фреймворки (PyPSA тощо)	Вимоги до моделювання ЕЕС з розподіленими потужностями
Організація даних	Централізована база даних [39]	Централізовані проекти [5]	Імпорт у локальне середовище [39]	Розподілені репозиторії, узгоджені моделі даних [7, 10]
Суверенітет даних	Повний доступ моделювальника [39]	Використання всередині організації [5]	Часткова анонімізація [39]	Контроль власника, політики доступу [7, 10]
Механізми доступу	Файловий обмін [39]	Спеціалізовані засоби інтеграції [5]	Скрипти та файли [56]	Стандартизовані Web API, метадані [7]
Інтероперабельність	Специфічні формати [39]	Залежність від постачальника [5]	Відкритий код, але без єдиних стандартів [39]	Узгоджені моделі та протоколи [7]
Роль в екосистемі	Автономний аналіз [39]	Корпоративна платформа [5]	Дослідницький інструмент [56]	Сервіси через Web API у просторі даних [7, 10]

Наведене співставлення показує, що основна проблема полягає не в обмеженості математичних методів, а в архітектурній невідповідності більшості існуючих інструментів умовам розподіленого моделювання. Вони залишаються в парадигмі централізованого володіння даними та автономного використання, тоді як енергетичні простори даних потребують розподіленої, інтероперабельної та сервісно-орієнтованої архітектури моделювання [7, 10].

1.3. Аналіз методів оптимізації структури генеруючих потужностей

Задача прогнозування розвитку генеруючих потужностей полягає у виборі структури ЕЕС у межах заданого горизонту прогнозування та набору сценарних припущень. Математично вона формалізується як задача оптимізації структури

генеруючих потужностей (Generation Expansion Planning, GEP), у межах якої визначаються типи, обсяги, розміщення та, у багатоперіодних постановках, строки введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей з урахуванням економічних, технічних і екологічних обмежень.

Історично задача GEP зводилася переважно до мінімізації інвестиційних та операційних витрат у детермінованих умовах. Політика декарбонізації та інтеграція ВДЕ істотно змінили цю постановку [57]. Огляди методів GEP показують, що за високої частки мінливої генерації традиційні підходи потребують розширення, оскільки мають одночасно враховувати невизначеність, операційну гнучкість, екологічні обмеження, СНЕ та координацію між генерацією, мережею й ресурсами управління попитом (Demand Response, DR) [2].

За таких умов моделі GEP мають поєднувати довгострокові інвестиційні рішення з моделюванням короткострокових режимів роботи ЕЕС. Це збільшує розмірність моделей і складність простору рішень, особливо за врахування УС, сценаріїв роботи ВДЕ та обмежень міжчасового зв'язку (time-coupling constraints) СНЕ. Тому детерміновані підходи доповнюються стохастичними й робастними постановками, методами декомпозиції, сценарним скороченням, машинним навчанням, метаевристичними та гібридними алгоритмами.

Подальший аналіз зосереджено на трьох вимогах до задач GEP: врахуванні невизначеності, фізичній коректності операційної моделі та обчислювальній придатності для задач великої розмірності.

1.3.1. Математична формалізація та обчислювальна складність задачі оптимізації структури генеруючих потужностей

Оптимізація структури генеруючих потужностей формулюється як задача визначення складу, обсягів і, у багатоперіодних постановках, строків введення нових генеруючих потужностей за критерієм мінімізації сумарних дисконтованих інвестиційних та операційних витрат. У базовому вигляді вона поєднує стратегічні інвестиційні змінні, що описують майбутню структуру генерації, та операційні

змінні, що описують виробництво, споживання, накопичення, резервування й обмін електроенергією в окремі часові періоди або сценарії.

У традиційних постановках GEP операційний рівень часто подавався агреговано: через часові зрізи, криві тривалості навантаження або лінійні балансові моделі. Такі підходи зручні для обчислень, однак у системах із високою часткою ВДЕ можуть не відображати обмеження гнучкості генеруючого обладнання, часові зв'язки між режимами роботи та потребу в швидкому балансуванні. Це може спричиняти «приховані негнучкості», коли економічно привабливий у спрощеній моделі інвестиційний план є складним або неможливим для реалізації у фактичних режимах ЕЕС [58].

Для підвищення фізичної адекватності моделей GEP у них дедалі частіше інтегрують обмеження UC. Вони описують бінарні стани роботи обладнання, пуски та зупинки, мінімальні рівні генерації, мінімальний час роботи й простою, швидкість зміни навантаження, резерви та інші технологічні характеристики. У лінеаризованій постановці це приводить до MILP-моделей, а за наявності нелінійних функцій витрат, режимних обмежень або точнішого моделювання мережі — до задач змішаного цілочисельного нелінійного програмування (MINLP). Саме UC є одним із джерел комбінаторної складності, оскільки кожен часовий інтервал і кожна одиниця обладнання породжують додаткові логічні зв'язки між станами [4, 59].

Обчислювальна складність таких моделей залежить не лише від кількості змінних та обмежень, а й від якості математичного формулювання. «Сила» або «щільність» (tightness) MILP-формулювання характеризує близькість лінійної релаксації до опуклої оболонки допустимих цілочисельних розв'язків. Слабкі формулювання дають дробові значення змінних, далекі від фізично допустимих бінарних станів, що ускладнює роботу методу гілок і меж. Щільніші формулювання забезпечують кращі нижні оцінки та дають змогу солверу раніше відсікати неперспективні області простору рішень [4].

Розмірність моделей GEP зростає зі збільшенням кількості часових інтервалів, сценаріїв невизначеності, типів обладнання, мережевих вузлів і рівня деталізації операційних режимів. У задачах координованої оптимізації структури генеруючих потужностей і мереж передачі електроенергії (GTEP) MILP-моделі можуть містити мільйони або десятки мільйонів змінних, що робить їх пряме розв'язання непрактичним без декомпозиції або спрощень [60]. Для ізольованих або локальних ЕЕС додатковими чинниками складності є вимоги до резервування, критерії втрати навантаження, обмеження на частку ВДЕ та сценарії міжсистемного з'єднання [61].

Ще більше ускладнень виникає в багатоперіодних, стохастичних і робастних постановках, де інвестиційні рішення мають узгоджуватися з великою кількістю операційних сценаріїв. У таких задачах збільшується не лише розмір моделі, а й кількість зв'язків між рішеннями різних часових масштабів. Наприклад, у багатоперіодних моделях інтегрованих енергосистем одночасно враховуються введення та модернізація генеруючих потужностей, короткострокова мінливість ВДЕ і попиту, довгострокова невизначеність вартості низьковуглецевої модернізації та обмеження на викиди, що потребує спеціалізованих методів лінеаризації й декомпозиції [62, 63].

Отже, у задачах GEP виникає суперечність між потребою в детальному описі операційних режимів ЕЕС та обмеженою придатністю монолітних MILP/MINLP-постановок для задач великої розмірності. Це зумовлює потребу в сценарному скороченні, декомпозиції, паралельних обчисленнях і поєднанні детермінованих та евристичних алгоритмів.

1.3.2. Методи врахування невизначеності в задачах оптимізації структури генеруючих потужностей

Задачі GEP розв'язують в умовах невизначеності, пов'язаної з попитом, генерацією з ВДЕ, кліматичними чинниками, цінами на паливо та електроенергію, вартістю технологій, регуляторними обмеженнями й доступністю інфраструктури.

Зі зростанням частки СЕС і вітрових електростанцій (ВЕС) врахування таких чинників стає важливим для вибору структури генеруючих потужностей, обсягу резервів, потреби в СНЕ та здатності системи забезпечувати баланс у періоди високої мінливості чистого навантаження [64-67].

Найпростішим підходом залишаються детерміновані моделі з аналізом чутливості, у яких невідомі параметри подаються через прогнознi значення, альтернативні сценарії або задані траєкторії розвитку. Такі моделі прозорі й зручні для нормативного або політичного аналізу, однак не дають явного опису ризику, не відображають імовірнісної природи ВДЕ та не враховують послідовність розкриття інформації в часі. Тому отримані інвестиційні рішення можуть бути чутливими до вибору базового сценарію та недостатньо стійкими до нетипових режимів ЕЕС [64, 67].

Більш поширеним підходом є стохастичне програмування, у межах якого невизначені параметри описуються множиною сценаріїв з відповідними ймовірностями, а цільова функція орієнтована на мінімізацію очікуваних сумарних витрат або іншого імовірнісного критерію. У двоступеневих постановках перший етап відповідає інвестиційним рішенням, що приймаються до реалізації невизначеності, а другий — операційним рішенням, адаптованим до конкретних сценаріїв. Такий підхід узгоджує інвестиційні та операційні наслідки невизначеності, але залежить від якості сценаріїв, їх кількості та способу скорочення сценарного простору [68-70].

Сценарії в задачах GEP можуть будуватися на основі історичних даних, імовірнісних розподілів, кластеризації часових рядів, моделювання Монте-Карло або прогнозних моделей машинного навчання. У задачах визначення оптимальної встановленої потужності систем із ВДЕ двоступеневе стохастичне програмування дає змогу порівнювати детерміновані та стохастичні рішення, причому останні можуть зберігати кращу ефективність у сценаріях, відмінних від базових припущень детермінованої моделі [70]. Для генерації сценаріїв також

використовують байєсівські нейронні мережі, які формують імовірнісні прогнози попиту та генерації і передають їх у двоступеневу стохастичну MILP-модель [71].

Окрему роль мають методи скорочення сценаріїв, оскільки пряме використання великої кількості сценаріїв різко збільшує розмірність задачі. Для зменшення обчислювального навантаження застосовують кластеризацію, вибір репрезентативних днів або тижнів, скорочення сценаріїв на основі квантилів і методи збереження статистичних характеристик вихідних розподілів. Наприклад, метод скорочення сценаріїв на основі кластеризованих квантилів дає змогу зменшувати кількість сценаріїв зі збереженням основних імовірнісних властивостей невизначених процесів [72]. У задачах GER вибір кількості репрезентативних періодів є критичним, оскільки надмірне скорочення часових рядів може змінити оптимальний портфель генерації та СНЕ [73].

У багатостадійних постановках додаткову складність створює умова незалежності поточних рішень від інформації, яка ще не стала доступною (non-anticipativity). Такі моделі точніше відображають послідовність прийняття рішень, але мають вищу обчислювальну складність. Багатостадійна адаптивна робастна модель GER дає змогу врахувати поступове розкриття невизначеності попиту та генерації ВДЕ, однак для забезпечення розв'язності потребує спеціальних правил прийняття рішень і скорочення інформаційної бази [64]. У розподілених інтегрованих енергосистемах подібні ідеї проявляються в задачах стохастичної оптимізації операційних режимів на основі прогнозів чистого навантаження [74].

Альтернативою стохастичному підходу є робастна оптимізація, яка формує рішення, прийнятні для всіх реалізацій параметрів у межах заданих множин невизначеності. Її перевагою є відсутність потреби в точному знанні законів розподілу, однак класичні робастні моделі часто є консервативними. Тому поширюються адаптивні й багаторівневі робастні постановки, у яких інвестиційні рішення поєднуються з подальшим оптимальним диспетчеруванням у найгіршому сценарії. Такі задачі часто мають структуру min-max-min і є складними для прямого розв'язання комерційними солверами [63].

Робастні підходи застосовуються не лише в GER, а й у суміжних задачах GTER. У робастних моделях GTER невизначеність може стосуватися попиту, генерації ВДЕ та тривалості репрезентативних інтервалів навантаження. Такі постановки впливають на оцінку операційних витрат і вибір інвестиційних рішень, а для їх розв'язання застосовують вкладені схеми декомпозиції Бендерса, що розділяють задачу на головну задачу та підзадачі для окремих інтервалів або сценаріїв [75].

Окреме місце займають моделі з імовірнісними обмеженнями (chance-constrained models), у яких допустимий рівень ризику порушення окремих умов задається безпосередньо. Вони дають змогу гнучкіше балансувати економічність і надійність, ніж класична робастна оптимізація, оскільки не вимагають допустимості для всіх можливих реалізацій невизначеності. У задачах GTER цей підхід застосовують, зокрема, для врахування попиту, генерації ВДЕ та ресурсів управління попитом, які можуть частково замінювати інвестиції в генерацію або мережу [76].

Для задач, у яких визначальним є оцінювання ризику дефіциту потужності або електроенергії, застосовують імовірнісні методи, зокрема метод Монте-Карло. У таких підходах невизначеність пов'язують із показниками адекватності системи: очікуваним обсягом ненаданої електроенергії (EENS/EUE), імовірністю втрати навантаження (LOLP) та очікуваною тривалістю втрати навантаження (LOLE). Особливу увагу приділяють тривалим періодам одночасно низької сонячної та вітрової генерації (Dunkelflaute), які істотно впливають на вимоги до резервних потужностей, СНЕ та інших засобів забезпечення адекватності ЕЕС [66].

Через зростання кліматичної невизначеності розробляються моделі, у яких сценарії формуються не лише з історичних даних, а й із кліматичних прогнозів високої роздільної здатності. Такі постановки можуть включати сотні репрезентативних днів, просторово деталізовані мережеві моделі та велику кількість сценаріїв доступності генерації й попиту. Їх розв'язання потребує паралельних обчислювальних середовищ. Зокрема, для стохастичної оптимізації в

задачах GTER застосовують бібліотеку `mpi-sppy` у поєднанні з методом прогресивного узгодження (Progressive Hedging, PH) для розв'язування сценарних моделей великої розмірності з використанням високопродуктивних обчислень (HPC) [77].

Невизначеність у задачах GER може бути пов'язана також з інституційними та процедурними чинниками, зокрема з ризиком нереалізації проєктів генерації та СНЕ, які перебувають у черзі на технологічне приєднання. Урахування такої невизначеності дає змогу формувати реалістичніші плани розвитку ЕЕС, оскільки частина заявлених проєктів може не дійти до стадії комерційної експлуатації [78].

Отже, інструментарій врахування невизначеності в GER охоплює детерміновані сценарні моделі, стохастичне програмування, робастну оптимізацію, адаптивні багатостадійні постановки, моделі з імовірнісними обмеженнями, машинне навчання для формування сценаріїв і методи скорочення сценарного простору. Водночас підвищення точності відображення невизначеності збільшує кількість сценарних операційних задач і посилює потребу в декомпозиції, паралельному розв'язуванні та гібридних алгоритмах.

1.3.3. Операційна гнучкість електроенергетичних систем в задачах оптимізації структури генеруючих потужностей

У задачах GER операційна гнучкість означає здатність ЕЕС своєчасно реагувати на короткострокові зміни чистого навантаження за рахунок маневрових можливостей генеруючих установок, СНЕ, DR та інших керованих елементів. Для ЕЕС із високою часткою ВДЕ ця властивість є принципово важливою, оскільки мінлива генерація СЕС і ВЕС змінює не лише обсяг необхідної встановленої потужності, а й вимоги до швидкості зміни режимів, резервування, циклів пуску й зупинки обладнання та використання СНЕ [64, 67].

Оцінювання операційної гнучкості в межах GER потребує врахування не лише встановленої потужності технологій, а й експлуатаційних характеристик обладнання: мінімальних і максимальних рівнів генерації, обмежень на швидкість

зміни навантаження, витрат на пуск і зупинку, мінімальних часів роботи й простою, можливості надання резервів, а також балансу накопиченої енергії в СНЕ між суміжними часовими інтервалами. Ігнорування таких характеристик може призводити до інвестиційних рішень, які мають нижчі розрахункові витрати, але в операційному режимі є недостатньо керованими або потребують додаткових витрат на балансування [67, 79].

Саме тому постановки GEP дедалі частіше поєднують довгострокове планування розвитку генерації з короткостроковими задачами UC. Інтегровані моделі оптимізації структури генеруючих потужностей та вибору складу генеруючого обладнання враховують погодинну хронологію режимів, технологічні обмеження зміни станів обладнання, обмеження міжчасового зв'язку та зв'язок між інвестиційними рішеннями і короткостроковими операційними витратами. Такі постановки показують, що пуски, зупинки, мінімальний час роботи й простою, резерви та швидкість зміни навантаження можуть істотно впливати на оптимальний склад майбутнього генеруючого обладнання [64, 67, 80].

Якість результатів значною мірою залежить від формалізації UC. Дослідження традиційних формулювань UC показують, що спрощене подання режимів, нехтування обмеженнями пуску й зупинки та використання усереднених погодинних графіків можуть створювати приховані негнучкості ЕЕС, які не виявляються під час планування, але проявляються при фактичному диспетчерському керуванні [58]. Тому розвиваються точніші формулювання UC, зокрема моделі на основі потужності, які краще відображають пуски й зупинки, резерви, швидкість зміни навантаження та інші обмеження міжчасового зв'язку [81].

Джерелами операційної гнучкості є не лише традиційні маневрові ТЕС, а й СНЕ, DR, інфраструктура заряджання електромобілів, установки опріснення води та технології перетворення електроенергії в інші енергоносії (Power-to-X). Їх залучення дає змогу зменшити потребу у введенні потужностей для покриття пікового навантаження, підвищити використання ВДЕ та знизити обсяги

обмеження генерації. Особливе значення має управління попитом, оскільки воно змінює часову структуру споживання, зменшує пікові навантаження та може замінювати частину інвестицій у генерацію або мережу [67, 76].

У задачах GTEP ресурси DR можуть розглядатися як віртуальне джерело потужності, здатне частково замінювати інвестиції в нові генеруючі блоки або лінії електропередачі. Навіть невеликий обсяг енергії реагування може істотно скорочувати інвестиційні витрати за рахунок зменшення потреби в обладнанні, яке використовується лише під час коротких пікових періодів [76].

Важливість детального моделювання гнучкості підтверджується дослідженнями часової роздільної здатності. Погодинний крок диспетчеризації може бути недостатнім для відображення внутрішньогодинної мінливості сонячної генерації та потреби в швидкому балансуванні. Перехід до п'ятихвилинної роздільної здатності змінює оптимальний портфель розвитку: порівняно з погодинними моделями такі постановки зазвичай показують меншу доцільність надмірного нарощування СЕС і вищу цінність СНЕ як джерела швидкої гнучкості [73].

Підвищення операційної деталізації має суттєву обчислювальну ціну. Включення UC, обмежень міжчасового зв'язку для СНЕ, резервів, DR і детальних часових графіків перетворює GEP на масштабну MILP-задачу. Тому частина досліджень застосовує релаксації, напіврелаксовані постановки, агрегацію часових періодів або спрощене подання операційного рівня. Аналіз ролі UC у довгострокових моделях показує, що результати можуть бути чутливими не лише до самого факту врахування таких обмежень, а й до припущень щодо доступної гнучкості ТЕС, СНЕ та резервів [82].

Отже, у задачах GEP операційна гнучкість є самостійною вимогою до майбутньої структури ЕЕС. Її врахування змінює критерії вибору технологій і підвищує фізичну адекватність моделювання режимів ЕЕС, але збільшує розмірність і складність оптимізаційної моделі.

1.3.4. Надійність і ресурсна адекватність електроенергетичних систем в задачах оптимізації структури генеруючих потужностей

Надійність та ресурсна адекватність ЕЕС є ключовими вимогами до результатів GEP, оскільки мінімізація сумарних витрат сама по собі не гарантує здатності системи покривати попит у всіх режимах. За високої частки ВДЕ дефіцит електроенергії може виникати не лише через недостатню встановлену потужність, а й через несприятливу комбінацію низької генерації СЕС і ВЕС, обмеженої доступності СНЕ, відмов обладнання, мережових обмежень і недостатньої операційної гнучкості. Тому інвестиційні рішення в GEP-моделях мають оцінюватися також з ризик-орієнтованого погляду [64, 66].

Для кількісного опису ресурсної адекватності в GEP використовують показники EENS/EUE, LOLP, LOLE, а також вимоги до резерву потужності та маржі резервування. Ці індикатори пов'язують структуру генеруючих потужностей із допустимим рівнем ризику дефіциту та дають змогу порівнювати альтернативні варіанти розвитку не лише за витратами, а й за здатністю забезпечувати попит у критичних режимах [66, 83].

У традиційних моделях GEP ресурсна адекватність часто враховувалася через нормативну маржу резервування або жорсткі обмеження на максимальний допустимий ризик дефіциту. Такий підхід залишається важливим для ізольованих або слабо з'єднаних ЕЕС, де можливості зовнішньої підтримки обмежені. Наприклад, у задачах розвитку ізольованих систем з локальними ВДЕ, біомасою та варіантами міжсистемного з'єднання критерії втрати навантаження та резервування використовуються як ключові обмеження допустимості сценаріїв розвитку [61].

Водночас для ЕЕС із високою часткою мінливої генерації класичних показників резерву потужності недостатньо. Формально достатня встановлена потужність може не гарантувати покриття попиту, якщо доступні ресурси не здатні забезпечити необхідний режим роботи в конкретні години. Тому оцінювання

адекватності дедалі частіше спирається на погодинну або детальнішу перевірку режимів з урахуванням УС, резервів, обмежень міжчасового зв'язку, роботи СНЕ та доступності різних типів ресурсів [64, 67].

Особливу загрозу для ресурсної адекватності становлять тривалі періоди одночасно низької сонячної та вітрової генерації. Такі режими можуть тривати довше, ніж типовий цикл заряджання-розряджання короткострокових СНЕ, тому висувають підвищені вимоги до довготривалого зберігання енергії, маневрових потужностей, резервів та міжсистемних перетоків. Для їх аналізу застосовують імовірнісне моделювання, метод Монте-Карло та сценарні перевірки надійності, що дають змогу оцінити вплив рідкісних, але системно важливих подій на структуру майбутніх генеруючих потужностей [66].

Підтриманню ресурсної адекватності сприяють не лише додаткові генеруючі потужності, а й СНЕ, резерви, DR, міжсистемні зв'язки та інші засоби підвищення керованості ЕЕС. У задачах GTEP ресурси DR можуть частково замінювати інвестиції в нову генерацію або мережу, зменшуючи потребу в обладнанні, що використовується лише під час коротких пікових періодів. Це показує, що надійність у задачах GEP має розглядатися як результат узгодженого вибору генеруючих потужностей, мережевої інфраструктури, резервів, СНЕ та DR [76].

Зростання кліматичних та технологічних ризиків розширює постановку задачі. Надійність дедалі частіше аналізується разом з екологічними та політичними цілями: скороченням викидів, досягненням цільової частки ВДЕ, обмеженнями на вуглецеву інтенсивність і показниками сталого розвитку. У сценарних імітаційних моделях без жорсткої оптимізації ефективність варіантів розвитку може оцінюватися за економічними, надійнісними та екологічними критеріями, що корисно для політичного аналізу, але не завжди гарантує оптимальність результату моделювання [84]. Багатокритеріальні постановки, своєю чергою, дають змогу одночасно враховувати витрати, ризики, викиди та цілі державної політики підтримки ВДЕ [85, 86].

Окремим напрямом ускладнення є врахування надійності в інтегрованих та багаторівневих енергосистемах. У регіональних інтегрованих енергосистемах рішення щодо розвитку генеруючих потужностей пов'язані з електричними, тепловими, газовими та іншими енергетичними потоками, а також із невизначеністю попиту, генерації, цін і доступності інфраструктури. Це може приводити до дворівневих, багаторівневих або багатокритеріальних постановок, складніших за класичні задачі GEP [62, 63].

Також проблемою є те, що рішення, оптимальні з погляду ресурсної адекватності в агрегованій моделі, можуть виявитися недостатньо надійними після врахування просторової деталізації попиту, мережових обмежень і фактичної доступності ВДЕ. Дослідження регіонального планування показують, що ігнорування просторового розподілу попиту та мінливості ВДЕ може призводити до консервативних або, навпаки, надто оптимістичних висновків щодо розвитку окремих технологій і міжсистемних зв'язків [65]. Отже, адекватність майбутньої ЕЕС дедалі більше залежить від просторово-часової узгодженості генерації, попиту, мережі та гнучких ресурсів.

У задачах GEP надійність і ресурсна адекватність мають розглядатися як критерії або обмеження, що доповнюють економічну мінімізацію витрат. Їх урахування потребує поєднання довгострокових інвестиційних рішень із перевіркою операційних режимів, сценарним аналізом дефіциту, імовірнісними показниками ризику, мережевими обмеженнями та екологічними цілями. Це підвищує фізичну достовірність результатів, але збільшує розмірність і складність оптимізаційних моделей.

1.3.5. Обчислювальні та методичні обмеження наявних підходів до оптимізації структури генеруючих потужностей

Висока складність задач GEP зумовлює суттєві обмеження традиційних детермінованих методів. Навіть за наявності розвинених MILP-солверів пряме розв'язання моделей з високою часовою, просторовою та сценарною деталізацією

часто стає непрактичним через зростання кількості змінних, обмежень і логічних зв'язків. Особливо складними є постановки, у яких одночасно враховуються УС, СНЕ, резерви, обмеження міжчасового зв'язку, мережеві обмеження та множина сценаріїв ВДЕ і попиту. У таких умовах метод гілок і меж може потребувати надмірно глибокого дерева пошуку, а монолітна MILP-модель — значних обсягів оперативної пам'яті й машинного часу [4, 9, 60].

Одним зі способів подолання цієї проблеми є спрощення математичної постановки. У практиці GEP застосовують часову агрегацію, скорочення кількості репрезентативних періодів, просторове укрупнення вузлів, лінеаризацію режимних обмежень, релаксацію цілочисельних змінних або вилучення частини операційних обмежень. Такі прийоми дають змогу отримувати розв'язки за прийнятний час, однак знижують фізичну достовірність результатів. Зокрема, спрощене подання УС, СНЕ або короткострокової мінливості ВДЕ може приводити до інвестиційних рішень, оптимальних в агрегованій моделі, але недостатньо придатних для фактичного функціонування ЕЕС [82, 87, 88].

Проблема посилюється у сценарних і стохастичних постановках, де для відображення невизначеності попиту, генерації ВДЕ та кліматичних чинників потрібно розглядати значну кількість сценаріїв, репрезентативних днів або тижнів. Це збільшує кількість операційних підзадач, які мають бути узгоджені з інвестиційними рішеннями. Наприклад, у задачах GTER великої розмірності з кліматозалежними сценаріями можуть використовуватися значні набори репрезентативних періодів і деталізовані мережеві моделі з великою кількістю вузлів, що істотно ускладнює пряме розв'язання монолітної постановки без застосування декомпозиції та паралельних обчислень [77].

Використання НРС та масивно-паралельних солверів частково зменшує ці обмеження, але не усуває їх. Великі енергетичні оптимізаційні моделі можуть вигравати від спеціалізованих паралельних солверів, однак ефективність залежить від структури задачі, способу її декомпозиції та співвідношення між обчислювальними витратами й витратами обміну інформацією між вузлами. Саме

перенесення монолітної моделі на НРС-інфраструктуру не гарантує лінійного прискорення та не розв'язує проблему комбінаторної складності цілочисельної постановки [9, 89].

Іншим компромісом є використання сценарних імітаційних інструментів без повноцінної математичної оптимізації. Наприклад, в таких інструментах довгострокового енергетичного планування, як LEAP, варіанти розвитку генеруючих потужностей порівнюються за наперед заданими сценаріями з урахуванням економічних, надійнісних та екологічних критеріїв. Такий підхід зручний для політичного аналізу, однак не забезпечує строгого пошуку оптимальної структури генеруючих потужностей і залежить від суб'єктивного вибору сценаріїв [84].

Методичним обмеженням наявних моделей є також висока чутливість результатів до часової агрегації. Скорочення кількості репрезентативних періодів зменшує розмірність задачі, але може істотно змінити оптимальну структуру генеруючих потужностей. Дослідження з високою часовою роздільною здатністю показують, що результати GER залежать як від кількості репрезентативних днів, так і від кроку диспетчеризації. Зокрема, перехід від погодинного до п'ятихвилинного моделювання може змінювати співвідношення між СЕС і СНЕ в оптимальному портфелі, оскільки детальніша модель краще відображає внутрішньогодинну мінливість сонячної генерації та потребу в швидкому балансуванні [73].

Окрему групу становлять обмеження, пов'язані з одночасним урахуванням невизначеностей різної природи та різних часових горизонтів: короткострокової мінливості попиту й ВДЕ, довгострокової невизначеності вартості технологій, вимог декарбонізації, сценаріїв модернізації генеруючих потужностей і регуляторних чинників. Таке розширення постановки підвищує реалістичність моделі, але часто приводить до багаторівневих структур типу min-max-min і потребує спеціальних процедур лінеаризації, сценарного скорочення та декомпозиції [62-64, 75].

Для подолання складності сценарного моделювання дедалі частіше застосовують методи машинного навчання та імовірнісного прогнозування. Сценарії можуть формуватися на основі байєсівських нейронних мереж, прогнозів чистого навантаження або інших імовірнісних моделей. Такі підходи краще описують невизначеність, але не усувають проблему подальшого розв'язання великої оптимізаційної задачі; навпаки, збагачення сценарної бази часто збільшує кількість операційних підзадач у межах GER [71, 72].

На додаток до фізичних і обчислювальних обмежень, традиційні моделі GER часто недостатньо враховують інституційні та процедурні чинники. Зазвичай передбачається, що всі проєкти, обрані оптимізаційною моделлю, можуть бути реалізовані у визначені строки. Проте на практиці частина проєктів генерації та СНЕ, що перебувають у черзі на технологічне приєднання, не доходить до комерційної експлуатації. Урахування ймовірності реалізації таких проєктів дає змогу отримувати реалістичніші плани розвитку, однак додатково ускладнює постановку задачі [78].

Таким чином, обмеження наявних підходів мають як обчислювальний, так і методичний характер. Детальні MILP та MINLP-постановки забезпечують вищу фізичну адекватність, але можуть бути непридатними для прямого розв'язання у задачах великої розмірності. Агреговані, релаксовані, сценарно скорочені або імітаційні моделі зручніші для обчислень, але можуть втрачати важливі операційні властивості ЕЕС. Це формує потребу в підходах, які поєднують достатню деталізацію операційного рівня з прийнятною обчислювальною ефективністю.

1.3.6. Аналіз методів декомпозиції задач оптимізації структури генеруючих потужностей

Для подолання обчислювальної складності монолітних задач GER застосовуються методи декомпозиції, які дають змогу розділити велику оптимізаційну модель на головну задачу та множину менших підзадач. У задачах GER така структура є природною: інвестиційні рішення визначають склад і

розміщення майбутніх генеруючих потужностей, а операційні підзадачі оцінюють роботу системи для окремих періодів, сценаріїв або репрезентативних днів. Такий поділ зменшує розмірність окремих обчислювальних задач і створює передумови для паралельного розв'язування операційних підзадач.

Найпоширенішим підходом у цьому класі є декомпозиція Бендерса (Benders decomposition). У класичній формі вона розділяє задачу на головну задачу (master problem), яка містить інвестиційні або інші ускладнюючі змінні, та підзадачі (subproblems), які після фіксації цих змінних перевіряють операційну допустимість і визначають операційні витрати. Результати підзадач повертаються до головної задачі у вигляді відсікань (cuts), які уточнюють допустиму область і наближення функції витрат. Такий підхід особливо ефективний, коли після фіксації інвестиційних змінних операційні підзадачі мають неперервну лінійну або, ширше, опуклу структуру, що дає змогу використовувати двоїсту інформацію для побудови відсікань [60, 90, 91].

У задачах GEP та GTEP декомпозиція Бендерса застосовується до моделей з великою кількістю часових інтервалів, сценаріїв та мережових обмежень. Наприклад, у задачах GTEP MILP-моделі можуть містити мільйони або десятки мільйонів змінних, тому пряме розв'язання монолітної постановки є непрактичним. Для таких випадків використовують вкладену або спеціалізовану декомпозицію Бендерса, що враховує часову, сценарну або мережеву структуру задачі [60]. У задачах довгострокового планування з гідрогенерацією та мінливими ВДЕ вкладена декомпозиція Бендерса також використовується для розбиття задачі за природною послідовністю рішень у часі [92].

Важливою перевагою методів декомпозиції є можливість паралельного розв'язання операційних або сценарних підзадач. Декомпозиція Бендерса дає змогу відокремлювати інвестиційні рішення від операційних режимів і розв'язувати підзадачі для окремих періодів або сценаріїв незалежно одна від одної. Це дає змогу використовувати розподілені ресурси та підвищувати часову роздільну здатність моделей без повного переходу до монолітної постановки [9, 90]. Аналогічна ідея

застосовується у стохастичних задачах великої розмірності, де сценарні підзадачі розв'язуються паралельно з використанням НРС [77].

Однак ефективність класичної декомпозиції Бендерса залежить від властивостей підзадач. Якщо після фіксації інвестиційних змінних операційний рівень залишається неперервною лінійною задачею, відсікання можна будувати на основі класичної двоїстості. Якщо ж операційний рівень містить УС, підзадачі набувають структури MILP, що ускладнює або унеможлиблює пряме використання двоїстої інформації. Тому в багатьох моделях цілочисельні операційні змінні релаксують, замінюють спеціальними формулюваннями або застосовують модифіковані варіанти декомпозиції [60, 90].

Для подолання цієї проблеми розроблено логічну декомпозицію Бендерса (logic-based Benders decomposition, LBBD), комбінаторну декомпозицію Бендерса (combinatorial Benders decomposition) та інші модифікації, придатні для цілочисельних або логічно структурованих підзадач. Проте такі методи потребують спеціальних правил побудови відсікань, залежать від математичної структури задачі та складніше переносяться між різними моделями GEP. Тому їх практичне застосування потребує суттєвої методичної адаптації для кожного класу задач.

Окремий напрям розвитку декомпозиції пов'язаний із підвищенням сили відсікань і стабілізацією збіжності. У стохастичних задачах УС запропоновано формулювання на основі інтервальних змінних, що дає змогу будувати сильніші відсікання порівняно з класичними формулюваннями станів обладнання. Такий підхід пришвидшує збіжність, але стосується насамперед короткострокової стохастичної задачі УС, а не повної задачі GEP [93]. Також застосовують регуляризовану декомпозицію Бендерса, зокрема методи рівневих пучків (level bundle methods) і довірені області (trust regions), які зменшують коливання розв'язків головної задачі між ітераціями та прискорюють збіжність [9].

Попри ці вдосконалення, декомпозиція Бендерса може мати повільну збіжність, особливо на завершальних етапах розв'язування. Значна кількість ітерацій може витратитися на незначне покращення цільової функції або

оптимізаційного розриву. Крім того, у задачах великої розмірності з багатьма сценаріями, періодами й мережевими обмеженнями зростає навантаження на головну задачу, яка накопичує дедалі більше відсікань. Тому навіть за паралельного розв'язування підзадач загальна ефективність методу залежить від координації між головною задачею та підзадачами [9].

Для багатоперіодних і робастних постановок GEP застосовують також інші схеми декомпозиції. У моделях регіональних інтегрованих енергосистем використовують удосконалену білінійну декомпозицію Бендерса (improved bilinear Benders decomposition, IBBD), що дає змогу ефективніше розв'язувати великі багатоперіодні задачі після лінеаризації окремих компонентів моделі [62]. У робастних задачах з вуглецевими обмеженнями застосовують вкладену генерацію стовпців та обмежень (nested column-and-constraint generation, nested C&CG), придатну для структур min-max-min, де інвестиційні рішення перевіряються відносно найгірших допустимих реалізацій невизначеності [63]. Для робастних моделей GTER використовують спеціалізовані схеми декомпозиції Бендерса, зокрема за невизначеності тривалості типових режимів навантаження [75].

Альтернативою декомпозиції Бендерса для стохастичних задач є метод РН, який розділяє задачу за сценаріями й поступово узгоджує сценарні розв'язки за допомогою штрафних членів. Він корисний для задач, де сценарні підзадачі можна розв'язувати незалежно та паралельно, зокрема для моделей із сотнями репрезентативних днів і великою кількістю мережових вузлів [77]. Окремим від РН напрямом є врахування невизначеності, пов'язаної з тим, що частина проєктів генерації та СНЕ, заявлених у черзі технологічного приєднання, може не дійти до стадії комерційної експлуатації [78].

Методи декомпозиції можуть поєднуватися з ітеративним м'яким зв'язуванням (soft-linking), коли спрощена інвестиційна модель формує варіант плану розвитку, а потім цей план перевіряється на операційній моделі вищої часової роздільної здатності. Такий підхід дає змогу виявляти помилки часової агрегації та коригувати інвестиційні рішення. Наприклад, перевірка результатів GEP на

п'ятихвилинних моделях диспетчеризації показує, що погодинна агрегація може недооцінювати потребу в СНЕ та швидкій гнучкості [73]. Водночас м'яке зв'язування не є повною інтегрованою оптимізаційною постановкою і не гарантує глобальної оптимальності плану в повній деталізованій моделі.

У низці досліджень обчислювальну складність зменшують не лише через декомпозицію, а й через агрегацію операційного рівня або релаксацію частини обмежень. Наприклад, у моделях GEP з високою часткою ВДЕ застосовують опуклі релаксації UC, напіврелаксовані постановки або спрощені лінійні подання короткострокових операційних обмежень [82, 87, 88]. Такі підходи корисні для масштабних досліджень, але можуть втрачати частину фізичної адекватності операційної моделі, особливо коли інвестиційні рішення чутливі до пусків, зупинок, резервів і обмежень міжчасового зв'язку.

Таким чином, методи декомпозиції є ключовим інструментом підвищення обчислювальної придатності задач GEP. Вони дають змогу розділяти інвестиційні та операційні рішення, розв'язувати сценарні або часові підзадачі паралельно та працювати з вищою часовою або просторовою деталізацією. Водночас їх застосування пов'язане з побудовою відсікань, залежністю від двоїстої інформації, труднощами роботи з цілочисельними операційними підзадачами та можливим зниженням фізичної адекватності при релаксації або агрегації операційного рівня. Це пояснює інтерес до гібридних підходів, у яких декомпозиція та детерміновані солвери поєднуються з евристичними або метаевристичними механізмами пошуку інвестиційних рішень.

1.3.7. Метаевристичні та гібридні підходи до розв'язування задач оптимізації структури генеруючих потужностей

Обмеження детермінованих методів у задачах GEP великої розмірності стимулювали розвиток метаевристичних і гібридних підходів, орієнтованих на наближений пошук якісних розв'язків у великих дискретних, нелінійних або неопуклих просторах. На відміну від класичних методів математичного

програмування, метаевристичні алгоритми (метаевристики) не потребують опуклості цільової функції, диференційовності обмежень або ефективної двоїстої інформації. Огляди досліджень з оптимізації мікромереж підтверджують широке застосування генетичних алгоритмів (Genetic Algorithm, GA), методу рою часток (Particle Swarm Optimization, PSO), мурашиних алгоритмів (Ant Colony Optimization, ACO), диференціальної еволюції (Differential Evolution, DE) та інших метаевристик у задачах розміщення, вибору структури й керування розподіленими енергетичними ресурсами [94].

У класичних роботах з GEP показано, що метаевристики можуть працювати з великими дискретними просторами рішень, де потрібно визначити типи, кількість і строки введення генеруючих потужностей. Для задач GEP порівнювалися GA, DE, еволюційне програмування, еволюційні стратегії, ACO, PSO, імітація відпалу, табу-пошук та гібридні підходи. Такі методи дають змогу знаходити конкурентні за якістю інвестиційні плани порівняно з динамічним програмуванням та іншими детермінованими методами, особливо за наявності багатьох дискретних рішень і обмеженого обчислювального часу [95].

Перевагою метаевристик є гнучкість: вони можуть застосовуватися до задач, у яких цільова функція має вигляд «чорної скриньки», а значення цільового критерію визначається через зовнішній розрахунок, зокрема оптимізаційну або імітаційну модель. Водночас чисті метаевристики не гарантують знаходження глобального оптимуму, можуть бути чутливими до параметрів, потребують великої кількості оцінок цільової функції та часто не мають строгих критеріїв зупинки за розривом оптимальності. Тому їх застосування в GEP потребує балансування між якістю розв'язку, кількістю обчислювальних експериментів і стабільністю результатів.

Одним із напрямів розвитку є застосування метаевристик до прикладних задач GEP з урахуванням ВДЕ, екологічних обмежень і регіональної специфіки. Наприклад, двійковий генетичний алгоритм використовується для визначення оптимальної структури СЕС та проточних гідроелектростанцій (ГЕС) у задачах

довгострокового розвитку локальних ЕЕС [96]. Робастна модель GER з урахуванням невизначеності вітрової генерації може розв'язуватися за допомогою алгоритму медоїда (Honey Badger Algorithm, HBA), доповненого процедурами штрафування, спеціального кодування рішень і формування початкової популяції [83]. Багатокритеріальні постановки GER, орієнтовані на цілі політики підтримки ВДЕ, також розв'язуються еволюційними алгоритмами, які формують множину компромісних рішень між витратами, ризиком, викидами та політичними обмеженнями [86].

Інший напрям пов'язаний з удосконаленням самих метаевристичних алгоритмів для підвищення якості пошуку. Наприклад, у техніко-економічній задачі GER застосовано вдосконалений алгоритм оптимізації карликового мангусти (Enhanced Dwarf Mongoose Optimization Algorithm, EDMOA), у якому базовий механізм глобального пошуку доповнюється фазою взаємодії алгоритму симбіотичних організмів (Symbiotic Organisms Search, SOS) для локального уточнення розв'язків. Така гібридизація в межах класу метаевристик спрямована на балансування дослідження простору пошуку та локального уточнення рішень (exploration and exploitation), що є важливим для нелінійних і неопуклих задач GER з великою кількістю дискретних змінних [85].

Однак окреме використання метаевристик не усуває проблему фізичної адекватності операційного рівня. Якщо оцінювання кожного інвестиційного рішення виконується на основі спрощеної балансової моделі, агрегованої функції витрат або нечітко формалізованого імітаційного розрахунку, отриманий план може не відображати УС, резерви, СНЕ та обмеження міжчасового зв'язку. Тому розвиваються гібридні методи, або матевристики (matheuristics), у яких метаевристичний пошук поєднується з детермінованими методами математичного програмування. У таких схемах метаевристика формує варіанти інвестиційних рішень, а солвер використовується для перевірки допустимості, оцінювання операційних витрат, уточнення локального розв'язку або побудови додаткової інформації для пошуку [8, 97].

Ранні приклади такої гібридизації в GER включають поєднання GA з декомпозицією Бендерса, де GA використовується для пошуку перспективних варіантів інвестиційної структури, а операційні підзадачі в межах декомпозиції Бендерса — для оцінювання витрат і допустимості рішень [97]. Подібна логіка простежується в суміжних задачах координованої оптимізації ліній передачі електроенергії та СНЕ, де метаевристичний пошук інвестиційних рішень поєднується з MILP-оцінюванням операційного рівня з урахуванням УС за репрезентативними сценаріями [98]. Однак такі постановки орієнтовані на вибір ліній передачі та СНЕ, а не на оптимізацію структури генеруючих потужностей.

Окрему групу становлять сурогатно-еволюційні підходи, у яких багаторазове розв'язання обчислювально складної операційної задачі замінюється або доповнюється наближеним оцінюванням на основі сурогатної моделі (метамоделі). У задачах GER з високою часткою ВДЕ застосовуються метамодельно-допоміжні еволюційні алгоритми (Metamodel-Assisted Evolutionary Algorithms, MAEA), де метамоделі апроксимують вплив встановленої потужності на операційні витрати та зменшують кількість запусків повної операційної моделі. Такий підхід є обчислювально привабливим, але його точність залежить від якості апроксимації, навчальної вибірки та здатності метамоделі відображати критичні режими ЕЕС [99].

Сурогатні моделі є особливо корисними тоді, коли повна операційна модель надто дорога для багаторазового запуску під час ітераційного пошуку. Проте прискорення досягається за рахунок наближеного оцінювання, а в задачах, де інвестиційні рішення чутливі до пусків і зупинок обладнання, резервів, роботи СНЕ або ризику дефіциту потужності, така апроксимація може призвести до недооцінювання операційних обмежень. Тому сурогатне оцінювання доцільно розглядати як окремий напрям, що зменшує обчислювальну вартість аналізу варіантів рішень, але не завжди забезпечує повне збереження операційної моделі [99].

Метаевристичні та гібридні підходи також використовуються в суміжних задачах розвитку мереж, зокрема в задачах оптимізації структури мережі передачі електроенергії. У таких постановках метаевристики можуть бути корисними для моделей з нелінійним описом потокорозподілу змінного струму, реактивної потужності та критерію надійності N-1, тобто здатності системи зберігати допустимий режим роботи після відмови одного елемента мережі. Для таких задач класичні MILP-постановки можуть бути надто спрощеними або непридатними, оскільки великий простір варіантів розвитку поєднується зі складними нелінійними обмеженнями. Порівняння метаевристичних і математичних методів у задачах оптимізації структури мережі передачі показує, що метаевристики можуть краще працювати з такими постановками [100].

Таким чином, метаевристичні та гібридні методи є важливим напрямом розв'язування GER, оскільки дають змогу працювати з дискретними, нелінійними задачами великої розмірності. Водночас метаевристики самі по собі не гарантують детального операційного оцінювання, гібридні методи потребують спеціалізованої структури декомпозиції, а сурогатні підходи зменшують обчислювальні витрати ціною апроксимації операційної моделі. Тому наявні підходи доцільно порівнювати за здатністю поєднувати пошук інвестиційних рішень, фізичну адекватність операційної моделі та обчислювальну масштабовність.

1.3.8. Узагальнення наявних підходів до розв'язування задачі оптимізації структури генеруючих потужностей

Проведений аналіз показує, що сучасні методи розв'язання задач GER розвиваються у кількох взаємопов'язаних напрямках. Один напрям орієнтований на підвищення фізичної адекватності моделей через інтеграцію обмежень операційного рівня, зокрема задачі UC. Інший напрям спрямований на подолання обчислювальної складності за рахунок часової агрегації, релаксації, декомпозиції, стохастичного або робастного подання невизначеності. Окремо розвиваються метаевристичні, еволюційні та гібридні підходи, які забезпечують гнучкий пошук

у дискретному просторі інвестиційних рішень, але не завжди зберігають детальне операційне моделювання.

З огляду на мету дослідження, узагальнення наявних підходів доцільно виконувати не за всіма характеристиками моделей GEP загалом, а за ознаками, що безпосередньо впливають на обчислювальну ефективність і фізичну адекватність моделювання: використанням метаевристичного пошуку, способом подання операційного рівня та характером розпаралелювання обчислень. Основні групи підходів, які безпосередньо стосуються задач GEP або є близькими до них за алгоритмічною схемою, узагальнено в таблиці 1.2, де використано такі позначення:

1. «Так» — відповідна ознака прямо реалізована як складова методу.
2. «Ні» — ознака відсутня або не реалізована у потрібному для цього дослідження сенсі.
3. «Потенційно» — ознака природно впливає з алгоритмічної структури методу, але не заявлена авторами як окремий елемент методу.
4. «Незалежні» — підзадачі сформульовано як незалежні або декомпозовані, однак явну паралельну реалізацію їх розв'язання не показано.

У колонці «Без релаксації чи сурогатних моделей» мається на увазі пряме розв'язання задач операційного рівня у постановці MILP з урахуванням обмежень УС без релаксації до задачі LP, без неперервного подання змінних вмикання/вимикання генеруючого обладнання, без м'якого зв'язування окремих інвестиційних та операційних моделей і без апроксимації операційного рівня за допомогою сурогатних моделей.

Таблиця 1.2 — Порівняння підходів до оптимізації структури генеруючих потужностей за ознаками обчислювальної схеми

Група підходів	GER / суміжна задача	Метаевристичний пошук	Без релаксації чи сурогатних моделей	Розпаралелювання за варіантами структури	Розпаралелювання за сценарними підзадачами
Інтегровані формулювання з урахуванням УС у задачах GER та GTER [67, 80, 81, 101, 102]	Так / суміжна задача	Ні	Так	Ні	Ні
Моделі зі спрощеним, релаксованим, агрегованим або м'яко зв'язаним операційним рівнем [65, 82, 87, 88]	Так / суміжна задача	Ні	Ні	Ні	Ні
Декомпозиція Бендерса, вкладена декомпозиція Бендерса та робастна декомпозиція без явної паралельної реалізації [60, 62, 63, 68, 69, 75, 91, 92]	Так / суміжна задача	Ні	Ні	Ні	Незалежні
Декомпозиційні підходи, прогресивне узгодження та високопродуктивні обчислення з явним паралельним розв'язанням сценарних або операційних підзадач [9, 77, 90]	Так / суміжна задача	Ні	Ні	Ні	Так
Метаевристичні підходи до задачі GER без детермінованого MILP/UC-рівня: [83, 85, 86, 95, 96]	Так	Так	Ні	Потенційно	Ні
Гібридні еволюційно-декомпозиційні підходи на основі генетичного алгоритму та декомпозиції Бендерса [97]	Так	Так	Ні	Потенційно	Ні
Сурогатно-еволюційні підходи до планування розвитку генеруючих потужностей [99]	Так	Так	Ні	Потенційно	Незалежні
Суміжні гібридні підходи на основі генетичного алгоритму, MILP та декомпозиції для GTER з урахуванням УС [98]	Ні, суміжна задача	Так	Так	Потенційно	Потенційно / не заявлено

Як видно з таблиці 1.2, у проаналізованій літературі вже представлені окремі рішення, важливі для ефективного розв'язування задач GER. Інтегровані формулювання з урахуванням УС у задачах GER та GTER забезпечують детальне подання операційного рівня, зокрема пуску, зупинки, мінімальної тривалості роботи й простою, обмежень зміни навантаження і резервів. Їхня перевага полягає у підвищенні фізичної адекватності операційної моделі та можливості

безпосередньо враховувати технологічні обмеження роботи генеруючого обладнання. Водночас такі підходи здебільшого зберігають монолітну або спеціалізовану математичну постановку, не використовують метаевристичний пошук дискретних варіантів структури та не формують окремої двовимірної схеми розпаралелювання за варіантами структури і сценарними підзадачами [67, 80, 81, 101, 102].

Інша група підходів забезпечує обчислювальну придатність моделей за рахунок спрощення операційного рівня. До неї належать моделі з опуклою релаксацією задачі УС, неперервним поданням змінних стану генеруючого обладнання, агрегованим поданням операційних режимів без явного моделювання пуску, зупинки та стану одиниць обладнання, мінімальним набором обмежень УС без бінарних змінних або м'яким зв'язуванням довгострокової моделі розвитку ЕЕС з окремим операційним модулем. Такі підходи є корисними для масштабних сценарних досліджень і довгострокового аналізу політик розвитку ЕЕС, але вони не забезпечують прямого розв'язання сценарних операційних підзадач у постановці MILP з урахуванням УС без релаксації або апроксимації операційної моделі [65, 82, 87, 88].

Окрему групу становлять підходи на основі декомпозиції Бендерса, вкладеної декомпозиції Бендерса, робастної оптимізації з декомпозиційними алгоритмами та методу генерації стовпців і обмежень (column-and-constraint generation, C&CG). Вони є одним із поширених способів подолання розмірності задач GEP і GTEP, оскільки дають змогу відокремлювати інвестиційні рішення від операційних підзадач, враховувати багатоперіодність, сценарність, робастність і часову структуру. У низці таких робіт підзадачі є незалежними або можуть розв'язуватися окремо, проте явна паралельна реалізація не виокремлюється як складова запропонованого методу. Крім того, ці підходи не використовують популяційний метаевристичний пошук варіантів структури генеруючих потужностей, а їхня обчислювальна логіка базується на головній задачі, підзадачах, обмеженнях відсікання, штрафних доданках або ітеративній генерації обмежень, а не на

незалежному оцінюванні популяції структур через сценарні операційні підзадачі [60, 62, 63, 68, 69, 75, 91, 92].

Найближчими до вимоги обчислювальної масштабовності є декомпозиційні підходи та метод прогресивного узгодження, реалізовані з використанням високопродуктивних обчислень і явного паралельного розв'язання операційних підзадач. Такі підходи прямо використовують декомпозицію за часовими періодами або сценаріями, паралелізацію операційних підзадач, розподілені обчислювальні ресурси та високопродуктивну обчислювальну інфраструктуру. Водночас вони масштабують декомпозиційні схеми або схеми прогресивного узгодження, але не поєднують їх із метаевристичним пошуком дискретних варіантів структури генеруючих потужностей і, відповідно, не передбачають окремого паралельного оцінювання саме варіантів структури у популяції [9, 77, 90].

Метаевристичні підходи до розв'язання задач GEP, навпаки, орієнтовані на пошук у дискретному або змішаному просторі інвестиційних рішень. Генетичні алгоритми, диференціальна еволюція, ройові методи, алгоритми на основі поведінки тварин та інші метаевристики добре пристосовані до задач великої розмірності, що характеризуються нелінійністю, багатокритеріальністю та неопуклістю. Для популяційних методів алгоритмічно природним є незалежне оцінювання окремих варіантів рішень, що створює передумови для паралелізації. Однак у розглянутих роботах такі підходи не поєднуються з прямим розв'язанням сценарних операційних підзадач у постановці MILP з урахуванням УС. Тому вони забезпечують ефективний механізм пошуку оптимальної структури генеруючих потужностей, але не дають змоги оцінювати операційну допустимість кожного варіанта на основі детальної моделі MILP операційного рівня [83, 85, 86, 95, 96].

Проміжним випадком є гібридні еволюційно-декомпозиційні підходи, зокрема поєднання генетичного алгоритму з декомпозицією Бендерса. Такі роботи підтверджують, що гібридизація еволюційного пошуку з методами математичного програмування у задачах GEP є відомим напрямом, однак не поєднують її з прямим

багатосценарним розв'язанням операційних підзадач у постановці MILP і двовимірним розпаралелюванням за варіантами структури та сценаріями [97].

Сурогатно-еволюційні підходи до розв'язування задач GER поєднують довгострокове планування, короткострокове моделювання режимів роботи обладнання та еволюційний пошук, зменшуючи кількість обчислювально витратних операційних розрахунків за рахунок сурогатних моделей. Однак у таких підходах операційні підзадачі не розв'язуються безпосередньо для кожного варіанта структури генеруючих потужностей, а їх результат замінюється наближеною оцінкою [99].

Гібридні підходи до суміжних задач, зокрема координованої оптимізації мережі передачі електроенергії та СНЕ з урахуванням УС, підтверджують можливість поєднання метаевристичного пошуку з MILP-підзадачами, однак не спрямовані на оптимізацію структури генеруючих потужностей і не заявляють двовимірне розпаралелювання за варіантами структури та сценаріями операційними підзадачами як ознаку методу [98].

Отже, аналіз показує, що в наявних підходах реалізовано окремі елементи, важливі для досягнення мети дослідження. Інтегровані формулювання з урахуванням УС підвищують фізичну адекватність операційного моделювання, але не поєднують її з метаевристичним пошуком і двовимірним розпаралелюванням. Декомпозиційні підходи та підходи з використанням високопродуктивних обчислень масштабують розв'язання операційних підзадач, але не виконують популяційний пошук варіантів структури генеруючих потужностей. Метаевристичні підходи забезпечують гнучкий пошук інвестиційних рішень, але не передбачають прямого розв'язання операційних підзадач у постановці MILP з урахуванням УС. Сурогатно-еволюційні методи зменшують обчислювальні витрати, але роблять це шляхом апроксимації операційної моделі.

Таким чином, у розглянутих роботах не виявлено підходу, який одночасно поєднує:

- 1) метаевристичний пошук дискретних варіантів структури генеруючих потужностей;
- 2) розв'язання сценарних операційних підзадач у постановці MILP з урахуванням УС без релаксації УС-обмежень та без сурогатної апроксимації операційної моделі;
- 3) явне розпаралелювання як оцінювання варіантів структури генеруючих потужностей, так і розв'язання сценарних операційних підзадач.

Саме така комбінація ознак є недостатньо представленою в наявних підходах і обґрунтовує необхідність розроблення паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей для задач прогнозування розвитку ЕЕС.

1.4. Постановка наукового завдання дослідження

Проведений аналіз показав, що прогнозування розвитку генеруючих потужностей ЕЕС потребує одночасного врахування інвестиційних рішень щодо структури генеруючого обладнання та операційних режимів його роботи. Зростання частки ВДЕ, використання СНЕ та необхідність урахування обмежень УС приводять до задач MILP великої розмірності, розв'язання яких потребує значних обчислювальних ресурсів.

Наявні підходи до оптимізації структури генеруючих потужностей розв'язують цю проблему лише частково. Інтегровані формулювання з урахуванням УС забезпечують детальне операційне моделювання, але мають високу обчислювальну складність. Метаевристичні методи дають змогу виконувати пошук у дискретному просторі інвестиційних рішень, однак часто потребують спрощеного оцінювання операційного рівня. Декомпозиційні та паралельні підходи зменшують обчислювальні витрати, але не завжди поєднують розпаралелювання за варіантами структури та за сценарними операційними підзадачами з прямим розв'язанням цих підзадач у постановці MILP.

Окремою проблемою є розподіленість моделей, даних і обчислювальних ресурсів між незалежними учасниками моделювання. Централізовані монолітні

системи потребують агрегації даних в одному середовищі, тоді як наявні розподілені платформи переважно орієнтовані на ко-симуляцію або оперативне керування. Це зумовлює потребу в архітектурі середовища, здатній забезпечити узгоджену взаємодію незалежних моделей у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей.

Отже, наукове завдання дослідження полягає у підвищенні обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей шляхом розроблення паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей, алгоритмів організації його виконання та відповідних програмних засобів, а також в обґрунтуванні концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС за умов розподіленості моделей, даних і обчислювальних ресурсів.

Висновки до розділу 1

У першому розділі проаналізовано сучасний стан електроенергетики, наявні інструменти моделювання ЕЕС та методи оптимізації структури генеруючих потужностей. На основі проведеного аналізу сформульовано наукове завдання дослідження. Отримано такі основні результати:

1. Встановлено, що сучасна трансформація ЕЕС визначається зростанням електрифікації, інтеграцією ВДЕ, децентралізацією генерації та підвищенням вимог до резильєнтності енергетичної інфраструктури. В умовах України ці тенденції посилюються воєнними загрозами, що зумовлює потребу в інструментах прогнозування розвитку генеруючих потужностей, здатних враховувати мінливість генерації та споживання, операційну гнучкість, роботу СНЕ та технічні обмеження генеруючого обладнання.

2. Показано, що наявні інструменти моделювання ЕЕС мають обмеження для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей в умовах децентралізації та розподіленості даних. Традиційні монолітні системи здебільшого передбачають централізовану агрегацію вхідної інформації, тоді як наявні розподілені платформи

переважно орієнтовані на ко-симуляцію або оперативне керування. Це обґрунтовує потребу в архітектурі моделювання, яка забезпечує узгоджену взаємодію незалежних учасників, моделей, даних і обчислювальних ресурсів.

3. Визначено, що сучасні задачі оптимізації структури генеруючих потужностей потребують поєднання довгострокових інвестиційних рішень із детальним оцінюванням операційних режимів роботи ЕЕС. Врахування сценаріїв роботи ВДЕ, СНЕ та обмежень задачі вибору складу генеруючого обладнання приводить до задач MILP великої розмірності, пряме розв'язування яких потребує значних обчислювальних ресурсів.

4. Встановлено, що наявні підходи до розв'язування задач оптимізації структури генеруючих потужностей лише частково поєднують фізичну адекватність операційної моделі, пошук у дискретному просторі інвестиційних рішень та обчислювальну масштабність. Інтегровані формулювання з урахуванням УС забезпечують детальне моделювання, але мають високу обчислювальну складність; метаявристичні методи дають змогу працювати з дискретними інвестиційними альтернативами, але часто потребують спрощеного оцінювання операційного рівня; декомпозиційні та паралельні підходи зменшують обчислювальні витрати, але не завжди поєднують розпаралелювання за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами з прямим розв'язанням цих підзадач у постановці MILP.

5. Обґрунтовано наукове завдання дослідження, яке полягає у підвищенні обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей шляхом розроблення паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей, алгоритмів організації його виконання та відповідних програмних засобів, а також в обґрунтуванні концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС за умов розподіленості моделей, даних і обчислювальних ресурсів.

РОЗДІЛ 2. ПАРАЛЕЛЬНИЙ МЕТОД ОПТИМІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

У цьому розділі представлено теоретичне обґрунтування та алгоритмічну реалізацію паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей. На основі формалізованої математичної моделі та концепції дворівневої декомпозиції розроблено алгоритм, що інтегрує метаевристичний пошук із детермінованими методами розрахунку режимів. Окрему увагу приділено стратегії розпаралелювання обчислювального процесу шляхом зведення задачі до множини незалежних сценарних операційних підзадач.

2.1. Моделювання режимів роботи електроенергетичної системи на основі сценарного підходу

Для врахування мінливої природи генерації ВДЕ та нерівномірності електроспоживання застосовано сценарний підхід, який дає змогу дискретизувати неперервну невизначеність шляхом переходу від аналізу часових рядів великої тривалості до множини репрезентативних сценаріїв. Кожен сценарій характеризується ймовірністю реалізації, репрезентативним тижневим графіком споживання та окремими репрезентативними тижневими графіками коефіцієнтів використання встановленої потужності СЕС та вітрових електростанцій (ВЕС).

2.1.1. Часова декомпозиція горизонту прогнозування

Горизонт прогнозування розбивається на множину прогнозних періодів Z , кожен з яких відповідає певному сезону (зима, весна, літо, осінь). Кожен такий період $z \in Z$ характеризується тривалістю τ_z , яка для п'ятирічного горизонту прогнозування складає приблизно 65 тижнів. Погодинна дискретність застосовується в межах репрезентативних тижнів, які подають сезонні прогнозні періоди.

2.1.2. Формування репрезентативних графіків генерації та споживання електроенергії методом кластеризації

Для формування репрезентативних графіків використовуються вихідні погодинні ряди споживання електроенергії та погодинні ряди коефіцієнтів використання встановленої потужності (окремо для СЕС і ВЕС), отримані з історичних даних за кілька років і підготовлені окремо для кожного сезону. Вихідні погодинні ряди розбиваються на тижневі інтервали, після чого тижневі графіки групуються методом агломеративної кластеризації [103], який забезпечує детермінованість результатів за фіксованих налаштувань.

Для кожного прогностного періоду формуються три незалежні множини кластерів: для споживання, для генерації СЕС та для генерації ВЕС. Кількість тижневих графіків у кожному кластері використовується як основа для розрахунку ймовірностей відповідних сценаріїв. Для подальшого моделювання у межах кожного кластера визначається медоїд (medoid) — тижневий графік, який репрезентує даний кластер.

2.1.3. Стратегія формування сценаріїв генерації та споживання електроенергії

Для уникнення комбінаторного вибуху застосовано гібридну стратегію формування сценаріїв. Якщо, наприклад, множини кластерів споживання, генерації СЕС та генерації ВЕС містять по чотири кластери, спочатку формуються шість сценаріїв ефективності ВДЕ замість повного декартового добутку (16 комбінацій графіків коефіцієнтів використання встановленої потужності СЕС та ВЕС). Примусово створюються два граничні сценарії: мінімальна ефективність СЕС та ВЕС (критичний мінімум) і максимальна ефективність обох джерел (критичний максимум). Решта чотири сценарії формуються декартовим добутком проміжних кластерів. Далі ці шість сценаріїв ВДЕ об'єднуються з чотирма кластерами споживання, формуючи 24 сценарії на сезон та 96 сценаріїв для всього горизонту прогнозування [13].

2.1.4. Розрахунок імовірнісних ваг сценаріїв генерації та споживання електроенергії

Ключовим параметром цільової функції є величина $\Lambda_{k,z}$ — еквівалентна кількість тижнів реалізації сценарію k у прогнозному періоді z , яка визначає його статистичну вагу. Розрахунок базується на припущенні, що граничні сценарії ефективності ВДЕ (критичний мінімум і максимум) є унікальними подіями, ймовірність кожної з яких становить $1/\Lambda_z$, де Λ_z — загальний обсяг вибірки.

Для решти сценаріїв ВДЕ, сформованих комбінуванням проміжних кластерів, розподіляється залишкова ймовірність $(\Lambda_z - 2)/\Lambda_z$. Вага кожного проміжного сценарію розраховується пропорційно добутку розмірів відповідних кластерів СЕС та ВЕС, нормованих на обсяг вибірки без урахування екстремальних тижнів. Ваги часткових сценаріїв ВДЕ перемножуються на частки відповідних кластерів навантаження, унаслідок чого сума ймовірностей усіх сформованих сценаріїв дорівнює одиниці [13].

2.2. Математична модель задачі оптимізації структури генеруючих потужностей

Математична модель задачі базується на підході, викладеному в роботі [104], але адаптована для умов локальної ЕЕС з двома відмінностями. По-перше, розв'язується одноетапна задача GEP з одноразовим введенням потужностей, багатоетапна траєкторія їх введення та виведення не моделюється. Поширення методу на багатоетапні постановки потребує окремої перевірки. По-друге, як джерело керованої потужності використовуються ТЕС.

2.2.1. Параметри та змінні моделі

Для формалізації задачі визначено множини вхідних параметрів та змінних. Параметри (таблиця 2.1) задають техніко-економічні характеристики обладнання, обмеження генерації та ринкові умови. Змінні моделі (таблиця 2.2) включають як цілочисельні величини N_i , що визначають кількісний склад обладнання, так і

неперервні та бінарні змінні, які описують поточні режими роботи ЕЕС та баланс потужності в кожний момент часу [13].

Таблиця 2.1 — Параметри моделі

Параметр	Опис
S, R, F	Множини доступних типів СНЕ, ВДЕ та ТЕС
\bar{P}_i^{tech}	Встановлена потужність електростанції типу i
C_i^{con}	Капітальні витрати на будівництво одиниці обладнання типу i
N_i^{max}	Максимальна кількість обладнання СНЕ типу i
Z	Множина прогнозних періодів z
τ_z	Тривалість прогнозного періоду z в тижнях
Λ_z	Загальна кількість тижнів у статистичній вибірці за період z
K	Множина індексів репрезентативних сценаріїв
$\Lambda_{k,z}$	Еквівалентна кількість тижнів реалізації сценарію k за період z
$W_{k,z}$	Множина часових інтервалів репрезентативного тижня для сценарію k прогнозного періоду z
$E_{i,t}$	Значення репрезентативного тижневого графіка коефіцієнта використання встановленої потужності генеруючої станції ВДЕ типу i в момент часу $t \in W_{k,z}$
l_t	Навантаження споживання електроенергії в момент часу $t \in W_{k,z}$
Invest	Максимальний обсяг капітальних інвестицій
H	Максимально допустиме навантаження на лінії електропередачі, що з'єднують локальну ЕЕС з національною ЕЕС
c_i	Питомі експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії генеруючою установкою ВДЕ
c_i^P, c_i^G	Питомі експлуатаційні витрати для СНЕ типу i у режимах накопичення та виробництва електроенергії
η_i^P, η_i^G	Коефіцієнт корисної дії СНЕ типу i у режимах накопичення та виробництва електроенергії
\bar{p}_i^P, \bar{p}_i^G	Максимальне навантаження СНЕ типу i у режимах накопичення та виробництва електроенергії
$\bar{q}_i, \underline{q}_i$	Максимальний і мінімальний обсяг енергії, яку може зберігати СНЕ типу i
t_0, T_0	Номери крайнього лівого та крайнього правого часового інтервалу тижневого періоду
Pr_t^{TL}	Ціна електроенергії на оптовому ринку в момент часу t
Pr_t^{TSO}	Тариф на послуги з передачі електроенергії в момент часу t
$c_i^{\text{SU}}, c_i^{\text{SD}}$	Витрати на пуск та зупинку відповідно для установки типу $i \in F$
$\Delta P_i^{\text{up}}, \Delta P_i^{\text{down}}$	Максимально допустиме збільшення та зменшення навантаження відповідно для установки типу $i \in F$
$\bar{P}_i, \underline{P}_i$	Мінімальне та максимальне навантаження відповідно для установки типу $i \in F$
a_i, b_i, c_i	Коефіцієнти полінома $a_i p_{i,t}^2 + b_i p_{i,t} + c_i$, який апроксимує залежність операційних витрат для установки типу $i \in F$ від її навантаження $p_{i,t}$
\mathcal{L}_i	Множина порядкових номерів відрізків, що утворюють кусково-лінійну апроксимацію залежності операційних витрат для установки типу $i \in F$ від її навантаження $p_{i,t}$

Таблиця 2.2 — Змінні моделі

Змінна	Опис
N_i	Кількість обладнання типу i , яке розглядається для введення в експлуатацію
$\text{Cost}_{i,t}$	Операційні витрати на виробництво електроенергії генеруючою установкою типу i на часовому інтервалі t
$\text{Cost}_t^{\text{Ext}}$	Вартість закупівлі електроенергії на оптовому ринку на часовому інтервалі t
Income_t	Дохід від продажу електроенергії на оптовому ринку на часовому інтервалі t
$p_{i,t}$	Навантаження установки типу $i \in R \cup F$ в момент часу t
$p_{i,t}^P, p_{i,t}^G$	Навантаження СНЕ типу i в момент часу t в режимі накопичення та виробництва електроенергії
$p_t^{\text{Int}}, p_t^{\text{Ext}}$	Потужність експорту та імпорту електроенергії на оптовому ринку в момент часу t
h_t	Бінарна змінна, яка визначає напрям взаємодії з оптовим ринком: 0 — експорт електроенергії, 1 — імпорт електроенергії
$q_{i,t}$	Обсяг накопиченої електроенергії в СНЕ типу i в момент часу t
$u_{i,t}^{\text{PG}}$	Бінарна функція, яка набуває значення 0, коли СНЕ типу i працює в режимі накопичення електроенергії, та значення 1, коли СНЕ працює в режимі виробництва електроенергії
$u_{i,t}, y_{i,t}, x_{i,t}$	Цілочисельні змінні, що визначають кількість установок типу $i \in F$, які перебувають у режимі генерації, пуску та зупинки відповідно в момент часу t
$\tilde{p}_{i,t}^l$	Змінна частина навантаження установок типу $i \in F$ в момент часу t
$\text{Cost}_{i,t}^{\text{SU}}, \text{Cost}_{i,t}^{\text{SD}}$	Витрати на пуск та зупинку відповідно установок типу $i \in F$ на часовому інтервалі t

2.2.2. Цільова функція

Цільовою функцією, що мінімізується, є загальні витрати на виробництво електроенергії, тобто сума капітальних інвестицій та поточних операційних витрат:

$$\begin{aligned}
& \sum_{i \in \text{SURUF}} \bar{p}_i^{\text{tech}} C_i^{\text{con}} N_i + \\
& + \sum_{z \in Z} \tau_z \sum_{k \in K} \frac{\Lambda_{k,z}}{\Lambda_z} \sum_{t \in W_{k,z}} \left(\sum_{i \in \text{SURUF}} \text{Cost}_{i,t} + \right. \\
& \left. + \sum_{i \in F} (\text{Cost}_{i,t}^{\text{SU}} + \text{Cost}_{i,t}^{\text{SD}}) + \text{Cost}_t^{\text{Ext}} - \text{Income}_t \right) \rightarrow \min.
\end{aligned} \tag{2.1}$$

2.2.3. Основні обмеження

Капітальні інвестиції обмежуються встановленим лімітом:

$$\sum_{i \in SURUF} \bar{p}_i^{\text{tech}} C_i^{\text{con}} N_i \leq \text{Invest.} \quad (2.2)$$

Баланс між виробництвом і споживанням електроенергії описується рівнянням:

$$\begin{aligned} \sum_{i \in RUF} p_{i,t} + \sum_{i \in S} p_{i,t}^G + p_t^{\text{Ext}} &= l_t + \sum_{i \in S} p_{i,t}^P + p_t^{\text{Int}}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Навантаження ліній електропередачі, що з'єднують локальну ЕЕС з національною ЕЕС, є обмеженим, тобто:

$$\begin{aligned} 0 \leq p_t^{\text{Ext}} \leq h_t H, \quad 0 \leq p_t^{\text{Int}} \leq (1 - h_t) H, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Вартість закупівлі електроенергії на оптовому ринку обчислюється за формулою:

$$\begin{aligned} \text{Cost}_t^{\text{Ext}} &= (\text{Pr}_t^{\text{TL}} + \text{Pr}_t^{\text{TSO}}) p_t^{\text{Ext}}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Дохід від продажу надлишкової електроенергії на оптовому ринку визначається співвідношенням:

$$\text{Income}_t = \text{Pr}_t^{\text{TL}} p_t^{\text{Int}}, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K. \quad (2.6)$$

2.2.4. Моделювання систем накопичення енергії

Операційні витрати СНЕ:

$$\begin{aligned} \text{Cost}_{i,t} &= c_i^{\text{P}}(1 - \eta_i^{\text{P}})p_{i,t}^{\text{P}} + c_i^{\text{G}}(1 - \eta_i^{\text{G}})p_{i,t}^{\text{G}}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in S. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Електроенергетичний баланс СНЕ:

$$\begin{aligned} q_{i,t} - q_{i,t-1} &= \eta_i^{\text{P}} p_{i,t}^{\text{P}} - \frac{p_{i,t}^{\text{G}}}{\eta_i^{\text{G}}}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, t \neq t_0, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in S. \end{aligned} \quad (2.8)$$

Умова тижневої циклічності процесів накопичення енергії:

$$q_{i,t_0} = q_{i,T_0}, \quad \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in S. \quad (2.9)$$

Обсяг накопиченої енергії є обмеженим:

$$N_i \underline{q}_i \leq q_{i,t} \leq N_i \bar{q}_i, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in S. \quad (2.10)$$

Доступна для використання кількість СНЕ є обмеженою, тобто:

$$N_i \leq N_i^{\text{max}}, \quad \forall i \in S. \quad (2.11)$$

Навантаження СНЕ у режимі виробництва електроенергії є обмеженим:

$$p_{i,t}^G \leq u_{i,t}^{PG} N_i^{\max} \bar{p}_i^G, \quad p_{i,t}^G \leq N_i \bar{p}_i^G, \quad p_{i,t}^G \geq 0, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in S. \quad (2.12)$$

Також обмеженням є навантаження СНЕ у режимі накопичення електроенергії:

$$p_{i,t}^P \leq (1 - u_{i,t}^{PG}) N_i^{\max} \bar{p}_i^P, \quad p_{i,t}^P \leq N_i \bar{p}_i^P, \quad p_{i,t}^P \geq 0, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in S. \quad (2.13)$$

2.2.5. Моделювання відновлюваних джерел енергії

Операційні витрати на виробництво електроенергії з ВДЕ обчислюються за формулою:

$$\text{Cost}_{i,t} = c_i p_{i,t}, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in R. \quad (2.14)$$

Навантаження установок ВДЕ визначається співвідношенням:

$$p_{i,t} = N_i E_{i,t} \bar{p}_i^{\text{tech}}, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in R. \quad (2.15)$$

2.2.6. Моделювання теплових електростанцій

У роботі враховано такі обмеження УС: дискретні стани генеруючих блоків, їх пуски й зупинки, межі навантаження та швидкість його зміни. Операційні витрати на виробництво електроенергії генеруючими блоками ТЕС обчислюються за формулою:

$$\text{Cost}_{i,t} = \bar{C}_i u_{i,t} + \sum_{l \in \mathcal{L}_i} \tilde{C}_i^l \tilde{p}_{i,t}^l, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F, \quad (2.16)$$

де параметри \bar{C}_i та \tilde{C}_i^l розраховуються за виразами:

$$\bar{C}_i = (a_i \underline{P}_i + b_i) \underline{P}_i + c_i, \quad (2.17)$$

$$\tilde{C}_i^l = a_i [2\underline{P}_i + (2l - 1)\Delta P_i] + b_i, \quad \Delta P_i = (\bar{P}_i - \underline{P}_i) / |\mathcal{L}_i|. \quad (2.18)$$

Змінна складова навантаження є обмеженою, тобто:

$$\tilde{p}_{i,t}^l \leq \Delta P_i u_{i,t}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall l \in \mathcal{L}_i, \forall i \in F. \quad (2.19)$$

Величина повного навантаження обчислюється за формулою виду:

$$p_{i,t} = \underline{P}_i u_{i,t} + \sum_{l \in \mathcal{L}_i} \tilde{p}_{i,t}^l, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \quad (2.20)$$

Величина повного навантаження має такі обмеження:

$$\underline{P}_i u_{i,t} \leq p_{i,t} \leq \bar{P}_i u_{i,t}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \quad (2.21)$$

Балансові рівняння станів для множин генеруючих блоків, що перебувають в режимах пуску, навантаження та зупинки, мають вигляд:

$$\begin{aligned} y_{i,t} - x_{i,t} &= u_{i,t} - u_{i,t-1}, \quad t \neq t_0; \quad y_{i,t_0} - x_{i,t_0} = u_{i,t_0} - u_{i,T_0}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \end{aligned} \quad (2.22)$$

Загальна кількість генеруючих блоків, що перебувають в режимах пуску та зупинки, є обмеженою:

$$y_{i,t} + x_{i,t} \leq N_i, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \quad (2.23)$$

Також обмеженою є множина генеруючих блоків, що перебувають в режимі навантаження:

$$u_{i,t} \leq N_i, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \quad (2.24)$$

Швидкість зростання навантаження генеруючих блоків є обмеженою:

$$\begin{aligned} p_{i,t} - p_{i,t-1} &\leq \Delta P_i^{\text{up}} u_{i,t-1}, \quad t \neq t_0; \quad p_{i,t_0} - p_{i,T_0} \leq \Delta P_i^{\text{up}} u_{i,T_0}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Також обмеженою є швидкість зниження навантаження генеруючих блоків:

$$\begin{aligned} p_{i,t} - p_{i,t-1} &\geq -\Delta P_i^{\text{down}} u_{i,t-1}, \quad t \neq t_0; \\ p_{i,t_0} - p_{i,T_0} &\geq -\Delta P_i^{\text{down}} u_{i,T_0}, \\ \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \end{aligned} \quad (2.26)$$

Операційні витрати на пуск генеруючих блоків обчислюються за формулою:

$$\text{Cost}_{i,t}^{\text{SU}} = c_i^{\text{SU}} y_{i,t}, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \quad (2.27)$$

Операційні витрати на зупинку генеруючих блоків визначаються співвідношенням:

$$\text{Cost}_{i,t}^{\text{SD}} = c_i^{\text{SD}} x_{i,t}, \quad \forall t \in T = W_{k,z}, \forall z \in Z, \forall k \in K, \forall i \in F. \quad (2.28)$$

2.2.7. Аналіз обчислювальної складності задачі

Сформульована задача належить до класу NP-складних MILP-задач великої розмірності. Її висока обчислювальна складність зумовлена необхідністю детального погодинного моделювання балансу потужності на тривалому горизонті прогнозування з урахуванням мінливої природи ВДЕ, що вимагає розгляду значної кількості ймовірнісних сценаріїв генерації та споживання. Обчислювальна складність додатково зростає через наявність цілочисельних змінних, які визначають оптимальну структуру генеруючих потужностей, та бінарних змінних, які описують оперативні режими роботи обладнання і логіку СНЕ, що у сукупності призводить до значного зростання кількості можливих комбінацій станів системи. Таке поєднання множинності сценаріїв та комбінаторної природи робить пряме розв'язання монолітної задачі традиційними детермінованими алгоритмами неефективним через надмірні витрати часу та пам'яті, що обґрунтовує необхідність її декомпозиції на менші задачі, що можуть бути розв'язані незалежно і паралельно.

2.3. Декомпозиція задачі оптимізації структури генеруючих потужностей

2.3.1. Принцип дворівневої декомпозиції задачі

Для подолання обчислювальної складності задачі, модель якої подано вище, було використано метод декомпозиції [14], що розділяє змінні на два ієрархічні рівні:

1. **Головна задача** на стратегічному рівні визначає довгострокову структуру генеруючих потужностей (кількість одиниць обладнання), мінімізуючи капітальні витрати та очікувані операційні витрати.
2. **Підзадачі** на операційному рівні визначають оптимальні погодинні режими роботи фіксованого складу обладнання для кожного сценарію, мінімізуючи операційні витрати при дотриманні технологічних обмежень.

2.3.2. Формування та незалежність підзадач

Ключовою властивістю моделі є те, що при фіксації вектора інвестиційних змінних (кількості обладнання), зв'язки між різними прогностичними періодами (сезонами) та сценаріями в межах сезону зникають. Це дає змогу трансформувати єдину стохастичну задачу в множину повністю незалежних детермінованих підзадач, кожна з яких моделює роботу системи протягом одного репрезентативного тижня для конкретного сценарію генерації та споживання електроенергії. Завдяки обмеженій розмірності такі підзадачі можуть розв'язуватися детермінованими методами без спрощення прийнятої MILP-постановки.

2.3.3. Агрегація результатів розв'язання підзадач

Взаємодія між головною задачею на стратегічному рівні та набором незалежних підзадач на операційному рівні реалізується через послідовні ітерації. Головна задача генерує варіант структури потужностей, який передається в усі підзадачі. Результати незалежних розрахунків підзадач (операційні витрати) агрегуються шляхом зваженого підсумовування з використанням імовірностей

сценаріїв, визначених у сценарній моделі. Отримана повна вартість слугує критерієм якості для коригування пошуку.

2.4. Паралельний алгоритм оптимізації структури генеруючих потужностей

Реалізація дворівневої декомпозиції задачі [14] вимагає ефективного обчислювального механізму для пошуку розв'язків у багатовимірному просторі інвестиційних рішень. Для цього розроблено паралельний алгоритм, що інтегрує метаевристичні методи оптимізації, які працюють на інвестиційному рівні, з MILP-солвером для розв'язування операційних підзадач [16]. Таке поєднання дає змогу прискорити дослідження простору пошуку та водночас забезпечити технічну допустимість режимів роботи ЕЕС у межах заданих обмежень операційної MILP-моделі.

2.4.1. Узагальнена схема алгоритму з розпаралелюванням за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами

Розроблений алгоритм оптимізації структури генеруючих потужностей спеціально адаптовано для виконання у багатопотоковому обчислювальному середовищі. На рисунку 2.1 зображено узагальнену схему алгоритму, що ілюструє логіку розпаралелювання та взаємодію обчислювальних процесів.

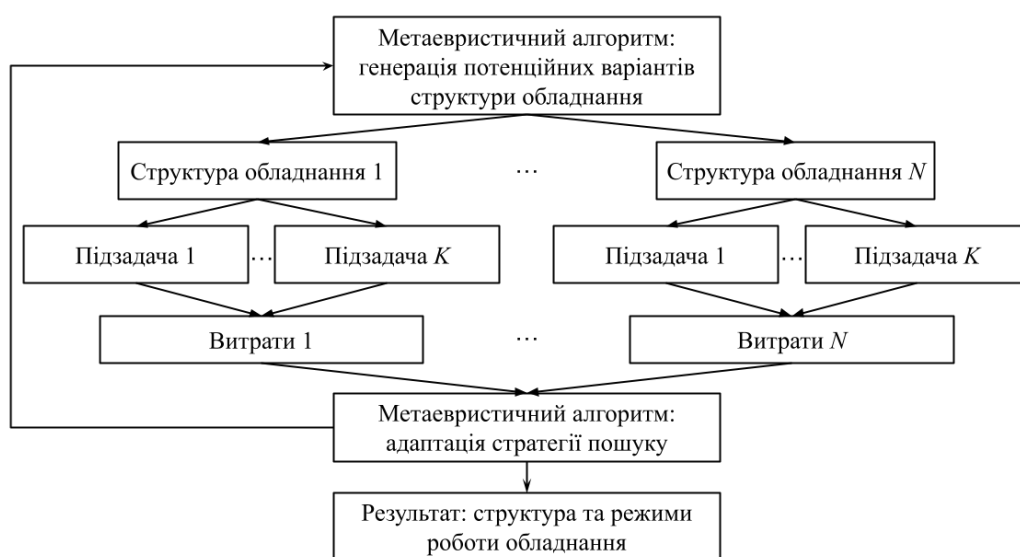


Рисунок 2.1 — Узагальнена схема алгоритму

На початку кожної ітерації метаевристичний алгоритм формує популяцію з N незалежних варіантів структури обладнання. Кожен варіант характеризується набором цілочисельних значень, які задають кількість одиниць встановленого обладнання кожного типу.

Згенерована популяція рішень передається на етап паралельного оцінювання. Для кожного варіанта структури виконується розрахунок операційних витрат, який вимагає розв'язання K незалежних підзадач, де кожна підзадача відповідає окремому сценарію споживання та генерації ВДЕ. Оскільки всі підзадачі для всіх варіантів структури є взаємно незалежними, алгоритм формує $N \times K$ обчислювальних завдань, які розподіляються між доступними потоками виконання. Використання MILP-солвера для кожної підзадачі забезпечує моделювання режимів роботи обладнання з допустимою похибкою.

Отримані результати розв'язання підзадач об'єднуються з урахуванням імовірнісних ваг сценаріїв. Сума інвестиційних та зважених операційних витрат формує значення цільової функції для поточного варіанта структури.

Значення цільових функцій для усіх варіантів структури обладнання повертаються до метаевристичного алгоритму. На основі аналізу отриманих даних алгоритм адаптує стратегію пошуку, зміщуючи фокус у бік перспективних областей простору рішень. Ітераційний процес триває до досягнення заданих критеріїв збіжності.

2.4.2. Адаптація метаевристичних алгоритмів до пошуку дискретних інвестиційних рішень

Головна задача у схемі декомпозиції належить до класу задач оптимізації «чорної скриньки» з цілочисельними змінними. Цільова функція є неявною та недиференційовною, оскільки її значення формується як сума інвестиційних та операційних витрат, останні з яких визначаються шляхом розв'язання множини MILP-підзадач. Враховуючи високу вартість обчислення кожного розв'язку,

доцільно застосовувати популяційні метаевристичні алгоритми, здатні ефективно досліджувати простір пошуку без використання градієнтної інформації.

Для обробки цілочисельних змінних, які задають кількість одиниць обладнання кожного типу, застосовано стратегію округлення: метаевристичний алгоритм генерує пробні точки у неперервному просторі, до яких перед обчисленням цільової функції застосовується оператор округлення до найближчого цілого. Це дає змогу використовувати широкий спектр метаевристичних алгоритмів без модифікації їхньої внутрішньої логіки. Водночас окремі реалізації можуть застосовувати спеціалізовані механізми роботи з цілими числами для прискорення пошуку та запобігання стагнації алгоритму на дискретній решітці [105, 106].

Обмеження задачі враховуються методом штрафних функцій. Якщо згенерований вектор структури порушує бюджетні ліміти або є технічно недопустимим, коли солвер підзадач не знаходить розв'язку, цільовій функції присвоюється велике штрафне значення. Це автоматично спрямовує пошук у допустиму область, усуваючи необхідність у додаткових процедурах корекції неприпустимих розв'язків.

Як ефективні кандидати для реалізації розробленого методу розглядаються кілька підходів. По-перше, алгоритм ЕСА виділяється завдяки швидкій збіжності при обмеженому бюджеті обчислень, демонструючи високу ефективність для даного класу задач серед інших популяційних алгоритмів [24, 107]. По-друге, алгоритм СМА-ES є перспективним, оскільки здатен гнучко адаптувати форму розподілу пошуку під складну топологію оптимізаційних задач [22, 105]. По-третє, мурашині алгоритми (АСО) забезпечують дієву роботу з дискретними структурами завдяки використанню адаптованих імовірнісних моделей [23, 106].

Для підвищення швидкодії метод передбачає використання глобального кешу розв'язків. Оскільки метаевристичні алгоритми на фінальних стадіях часто генерують повторні точки, перевірка наявності вектора у кеші перед запуском обчислювально складних підзадач дає змогу уникнути дублювання обчислень.

2.4.3. Алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним обчислювальним процесом

Ефективність розробленого методу базується на багаторівневій системі управління обчисленнями, яка мінімізує сумарні витрати ресурсів на оцінювання цільової функції. Концептуально це досягається шляхом інтеграції механізмів інтелектуальної фільтрації простору пошуку та динамічного планування завдань в умовах неоднорідного обчислювального навантаження.

На верхньому рівні застосовується принцип ієрархічної попередньої фільтрації обчислювальних завдань. Перед запуском MILP-солвера пробні варіанти структури генеруючих потужностей проходять послідовну перевірку на обчислювальну доцільність. Спочатку виконується відбір унікальних варіантів структури обладнання після округлення чисел, згенерованих метавристичним алгоритмом, що усуває дублікати, які можуть виникати в межах однієї популяції. Далі застосовується кешування: якщо для отриманої унікальної структури обладнання вже обчислено значення цільової функції, повторні розрахунки не виконуються, а результат повертається з кешу. Лише для унікальних значень, відсутніх у кеші, виконується швидка перевірка бюджетного обмеження: якщо інвестиційні витрати перевищують встановлений ліміт, варіант вилучається з подальшої обробки із присвоєнням штрафного значення цільової функції.

Центральним елементом методу є асинхронне розпаралелювання сценарного простору: сукупність $N \times K$ задач, що формується популяцією рішень і множиною сценаріїв, розглядається як єдина черга незалежних завдань. Щоб уникнути ситуації, коли ітерація затримується через кілька найскладніших задач, застосовано рандомізоване впорядкування черги. Випадкове перемішування сценаріїв перед їх розподілом між потоками сприяє статистичному вирівнюванню сумарного обчислювального навантаження у кожному потоці, зменшуючи очікувані простой обчислювальних потоків.

Для підвищення операційної ефективності реалізовано механізм динамічного пулу сценарних моделей, що функціонує за принципом створення «за запитом». Екземпляри математичних моделей формуються потоками лише за потреби: якщо вільна модель для необхідного сценарію відсутня в пулі, вона будується, а після завершення розрахунку повертається до пулу для повторного використання. Це дає змогу системі автоматично адаптувати розмір пулу до числа доступних обчислювальних ядер та розміру популяції. Такий підхід зводить роботу потоку до фіксації інвестиційних змінних, трансформуючи процес у суто обчислювальний розрахунок та нівелюючи витрати часу на виділення пам'яті й конструювання екземплярів моделей.

Запропонована організація обчислень створює архітектурні передумови для ефективного розпаралелювання методу. Оскільки підзадачі є математично незалежними, а накладні витрати на їх координацію зменшуються завдяки попередній фільтрації та використанню пулу моделей, метод має потенціал до істотного скорочення часу виконання зі збільшенням кількості обчислювальних потоків. Водночас фактичний характер масштабування визначається накладними витратами на координацію, доступом до пам'яті, роботою солвера та нерівномірною складністю окремих підзадач, тому має оцінюватися експериментально.

2.5. Порівняльний аналіз та позиціонування розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей

Для визначення місця розробленого паралельного методу серед наявних підходів до оптимізації структури генеруючих потужностей нижче виконано його порівняння з класичними методами декомпозиції та методами сурогатної оптимізації. Основну увагу зосереджено на способі декомпозиції задачі, характері операційних підзадач, використанні апроксимацій і можливостях розпаралелювання обчислень.

2.5.1. Порівняння розробленого методу з класичними методами декомпозиції

У теорії оптимізації декомпозиція Бендерса була початково запропонована для задач MILP, у яких після фіксації ускладнюючих змінних отримуємо множину LP-підзадач [108]. Однак класична декомпозиція Бендерса в її стандартній формі, що використовує двоїсту інформацію LP-підзадач, не є безпосередньо застосовною через цілочисельну природу UC-підзадач. Наявність бінарних змінних порушує умову сильної двоїстості, необхідну для генерації класичних відсікань, а альтернативні модифікації, такі як LBBD, вимагають розробки складних, специфічних для кожної моделі правил логічного виведення, що суттєво ускладнює їх практичну реалізацію та масштабування [108]. Крім того, методи на основі відсікань часто страждають від ефекту осциляцій («zigzagging») та повільної збіжності, що змушує дослідників застосовувати складні техніки регуляризації, які, втім, не усувають необхідності розв'язання ресурсомісткої NP-складної головної (master) задачі на кожній ітерації [9].

Натомість розроблений метод [13] усуває необхідність централізованого генерування відсікань Бендерса та оброблення двоїстої інформації, оскільки пошук дискретних інвестиційних рішень здійснюється метаевристичними алгоритмами, а їх оцінювання виконується через незалежні сценарні підзадачі. Це спрощує організацію паралельних обчислень і зменшує комунікаційні накладні витрати порівняно зі схемами декомпозиції, які, навіть за підтримки розпаралелювання за часовими інтервалами, зберігають ітераційну координацію через головну задачу та відсікання Бендерса [90]. Водночас відмова від використання двоїстих меж не дає змоги формально підтвердити глобальну оптимальність отриманого розв'язку, проте для задач великої розмірності такий компроміс є виправданим, оскільки дає змогу швидше знаходити допустимі рішення прийнятної якості.

2.5.2. Порівняння розробленого методу з методами сурогатної оптимізації

Альтернативним підходом до прискорення розрахунків є сурогатна оптимізація на основі мета-моделей, коли ресурсомістке імітаційне моделювання операційних режимів частково замінюють статистичним апроксиматором (наприклад, нейронною мережею або регресією), що швидко оцінює значення цільової функції. Зазвичай таку мета-модель будують за результатами обмеженої кількості детальних симуляцій і далі використовують для відбору найперспективніших рішень, які потім перевіряють повною моделлю та, за потреби, застосовують для її донавчання в процесі пошуку [99]. Однак такий підхід є ризикованим, оскільки сурогатна модель лише прогнозує вартість, але не гарантує технічну допустимість режиму. Навіть незначні похибки моделі можуть призвести до порушення балансу потужності та зниження надійності постачання електроенергії [94].

Натомість розроблений метод оцінює варіанти структури генеруючих потужностей через моделювання режимів роботи генеруючого обладнання. Метаевристичний алгоритм формує дискретні інвестиційні рішення, а сценарні операційні підзадачі розв'язуються у постановці MILP. Такий підхід можна віднести до класу гібридних методів, що поєднують метаевристичний пошук із детермінованими методами математичного програмування. Близький напрям поєднання детермінованих методів з еволюційними алгоритмами для комбінаторної оптимізації розглянуто в роботі [8]. Це забезпечує перевірку допустимості кожної прийнятої конфігурації ЕЕС за всіма розрахунковими сценаріями на основі повноцінної математичної моделі, а не її статистичного наближення. За такого підходу висока обчислювальна складність компенсується дворівневою паралелізацією, що дає змогу зберегти фізичну адекватність операційної моделі без переходу до сурогатної апроксимації. Подальше обґрунтування цього підходу наведено в [18].

Висновки до розділу 2

У другому розділі розроблено паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС та розвинуто алгоритмічний підхід до організації й керування паралельним розв'язуванням відповідних оптимізаційних задач. Отримано такі основні результати:

1. Сформовано сценарну основу моделювання режимів роботи ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Для врахування мінливості генерації ВДЕ та нерівномірності електроспоживання використано репрезентативні сценарії, що дає змогу перейти від аналізу тривалих часових рядів до скінченної множини сценарних операційних підзадач зі збереженням імовірнісного опису режимів роботи системи.

2. Формалізовано математичну модель задачі оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС у постановці MILP, яка поєднує інвестиційні рішення щодо складу генеруючого обладнання з операційним моделюванням режимів роботи ВДЕ, СНЕ та ТЕС. У моделі враховано балансові обмеження, обмеження роботи СНЕ, обмеження генерації ВДЕ та обмеження УС, що створює основу для детального оцінювання варіантів структури генеруючих потужностей без спрощення операційної MILP-моделі.

3. Розроблено паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС, який поєднує метаевристичний пошук дискретних інвестиційних рішень, декомпозицію задачі на інвестиційний та операційний рівні, розпаралелювання обчислень за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами, а також пряме розв'язання цих підзадач у постановці MILP з урахуванням обмежень УС. Така організація забезпечує паралельне багатосценарне моделювання режимів роботи генеруючого обладнання для оцінювання інвестиційних альтернатив без переходу до релаксованої постановки УС та без сурогатної апроксимації операційної моделі.

4. Розвинуто алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним розв'язуванням задач оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС. У межах розпаралелювання за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами обчислювальний процес подано як сукупність незалежних завдань, кожне з яких відповідає парі «варіант структури — сценарна операційна підзадача». Для зменшення обчислювальних витрат поєднано попередню фільтрацію варіантів інвестиційних рішень, кешування результатів їх оцінювання, планування та балансування виконання сформованих завдань, а також повторне використання екземплярів сценарних операційних моделей. Це зменшує повторні обчислення й накладні витрати без спрощення операційної MILP-моделі.

5. Показано відмінності розробленого паралельного методу від класичних методів декомпозиції та методів сурогатної оптимізації. На відміну від класичної декомпозиції, запропонований підхід не потребує побудови відсікань на основі двоїстості неперервної операційної підзадачі. На відміну від сурогатних підходів, операційна модель не замінюється статистичним наближенням, а кожний варіант структури оцінюється через розв'язання сценарних підзадач, що зберігає прийняту в роботі деталізацію операційної MILP-моделі.

РОЗДІЛ 3. ФЕДЕРАТИВНЕ СЕРЕДОВИЩЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ У ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗУВАННЯ РОЗВИТКУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

У цьому розділі запропоновано та обґрунтовано концепцію та архітектурні принципи побудови федеративного середовища моделювання ЕЕС, яке може слугувати інфраструктурною основою практичної реалізації методів прогнозування розвитку генеруючих потужностей в умовах децентралізації ринку електричної енергії. Основну увагу приділено опрацюванню архітектурних передумов для зменшення інформаційної фрагментації та неузгодженості даних шляхом створення екосистеми, що об'єднує незалежних учасників на засадах суверенітету даних та інтероперабельності. Нижче детально розглянуто загальну архітектуру та механізми довіри федеративного середовища, структурну організацію локальних обчислювальних вузлів, а також архітектурні засади функціонування розподіленої інфраструктури.

3.1. Архітектура федеративного середовища моделювання

Розроблення архітектури середовища моделювання ЕЕС вимагає врахування специфіки розвитку електроенергетики України, що характеризується децентралізацією генерації та необхідністю залучення значних інвестицій. Традиційні монолітні системи, що об'єднують усі дані в єдиному центрі, у таких умовах мають обмежену придатність через складність масштабування, ризики кібербезпеки та потребу в централізованій консолідації чутливих даних. Тому, виходячи з вимог учасників сектору електроенергетики, пропонується будувати середовище моделювання на базі федеративної архітектури.

3.1.1. Аналіз потреб зацікавлених сторін та вимоги до середовища

Для обґрунтування архітектурних рішень було проаналізовано потреби ключових учасників сектору електроенергетики України. Згідно з аналізом, існує потреба в синхронізації державних документів, які розробляються різними

відомствами. Міністерство енергетики відповідає за формування енергетичної стратегії, макроекономічні прогнози формує Мінекономіки, а плани розвитку інфраструктури створюють інші органи державної влади. Для забезпечення узгодженості цих стратегій та їх відповідності європейським зобов'язанням (зокрема, у рамках НПЕК) необхідною є уніфікація індикативних цілей та підходів до моделювання, що вимагає створення єдиного координаційного середовища для агрегації даних з усіх секторів [109].

З іншого боку, комерційні учасники ринку та інвестори фокусуються на мінімізації ризиків, пов'язаних з високою капіталоємністю проєктів відновлюваної електроенергетики, вимагаючи прозорості щодо механізмів державної підтримки та технічних обмежень мережі [110]. Водночас, з боку комерційних учасників існують об'єктивні застереження щодо розкриття детальних даних про режими роботи власного обладнання та пов'язані з цим витрати. Оскільки в децентралізованих системах така інформація є критично чутливою для збереження конкурентних переваг, виникає суперечність між вимогою публічної верифіковності результатів моделювання та необхідністю забезпечення приватності первинних даних, що в [111] розглядається як «трилема децентралізації, безпеки та приватності». Пом'якшення цієї суперечності можливе в межах федеративної архітектури, яка створює архітектурні та організаційно-технічні передумови для збереження контролю учасників над власними даними [21].

3.1.2. Концепція та гібридна модель управління середовищем

У відповідь на виявлені потреби пропонується концепція федеративного середовища моделювання ЕЕС, що базується на принципах децентралізованого володіння моделями, відкритості стандартів, фізичного рознесення обчислень та технологічної незалежності учасників. Вибір розподіленої архітектури для національного рівня обґрунтований її ефективністю в умовах невизначеності: доведено, що на відміну від монолітних систем, розподілені архітектури

забезпечують вищу гнучкість та здатність до еволюції без необхідності перебудови ядра системи при зміні окремих компонентів [112].

Ключовим елементом запропонованої архітектури є гібридна модель управління, спрямована на зменшення проблеми ізольованості даних, характерної для конкурентного ринку електричної енергії. Такий підхід дає змогу координувати використання різномірних джерел інформації без обов'язкового передавання конфіденційних локальних наборів даних за межі захищеного периметра власника [53]. Відповідно, у запропонованій моделі функції зберігання та обробки чутливих даних залишаються повністю децентралізованими, тоді як функції координації централізуються для забезпечення цілісності інформаційного простору.

3.1.3. Багаторівнева структура реєстрів ресурсів середовища

Технічна реалізація федеративного підходу базується на концепції багаторівневої архітектури, яка систематизує всі компоненти середовища у вигляді логічно впорядкованої структури, що зображена на рисунку 3.1. Ключовим елементом цієї архітектури є система спеціалізованих реєстрів, що забезпечують інтеграцію різномірних ресурсів. Доступ як до самих реєстрів, так і до ресурсів, що в них описані, здійснюється через стандартизовані Web API.

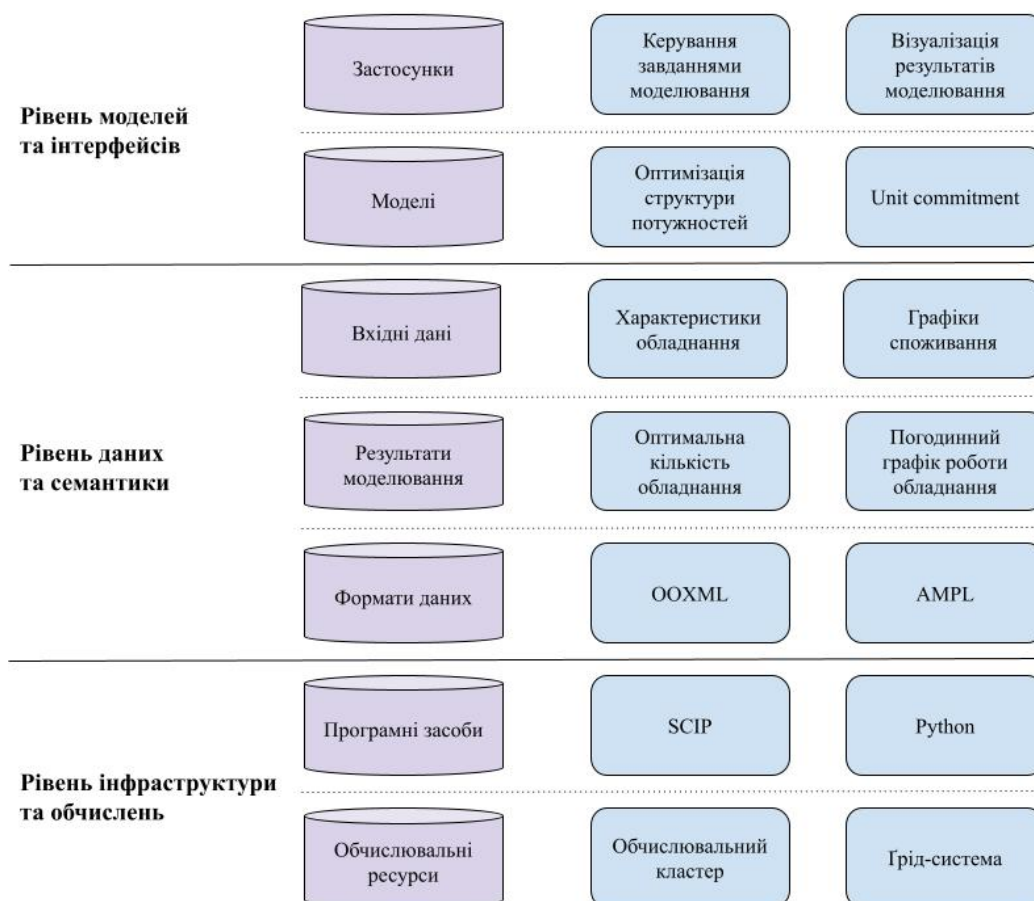


Рисунок 3.1 — Структура реєстрів ресурсів з прикладами

Архітектура передбачає розподіл ресурсів на три логічні рівні, кожен з яких виконує специфічні функції в процесі моделювання:

1. Рівень моделей та інтерфейсів — забезпечує абстракцію від конкретної реалізації алгоритмів та надає інструменти взаємодії з користувачем. До його складу входять:

1.1. Реєстр застосунків — містить описи та посилання на прикладні програмні інструменти (клієнтські застосунки), що надають користувачам графічний інтерфейс для доступу до функцій середовища. Це можуть бути як веб-застосунки, доступні через браузер, так і спеціалізоване програмне забезпечення (ПЗ) для різних операційних систем.

- 1.2. **Реєстр моделей** — виконує подвійну функцію: зберігає формальні математичні описи моделей для їхньої ідентифікації та надає технічну можливість ініціювати процес моделювання через відповідні Web API без необхідності локального розгортання коду моделі.
2. **Рівень даних та семантики** — призначений для забезпечення сумісності інформаційних потоків та уніфікації даних, що циркулюють у системі. Він включає:
 - 2.1. **Реєстр вхідних даних** — каталогізує параметри, необхідні для моделювання, зокрема прогнози вартості технологій, демографічні показники та макроекономічні сценарії.
 - 2.2. **Реєстр результатів моделювання** — забезпечує публікацію, архівування та обмін результатами розрахунків. Важливою функцією реєстру є збереження метаданих про сценарні припущення, за яких було отримано результати, що є необхідною умовою для їх коректної інтерпретації та верифікації.
 - 2.3. **Реєстр форматів даних** — містить узгоджені специфікації та стандарти обміну даними, такі як схеми даних та онтології. Функціонування цього реєстру забезпечує нормалізацію різномірних даних від учасників відповідно до єдиних стандартів, що створює передумови для синтаксичної та семантичної сумісності інформаційних потоків у системі.
3. **Рівень інфраструктури та обчислень** — відповідає за фізичне виконання обчислювальних задач:
 - 3.1. **Реєстр програмних засобів** — дає змогу учасникам надавати доступ до своїх спеціалізованих обчислювальних модулів (зокрема, оптимізаційних солверів та симуляторів динамічних процесів) у форматі сервісу, усуваючи потребу в їх локальній інсталяції та налаштуванні на стороні кінцевого користувача.

3.2. Реєстр обчислювальних ресурсів — містить каталог доступних потужностей (високопродуктивних кластерів, хмарних платформ, виділених серверів) із детальним описом їхніх технічних характеристик (тип процесора, обсяг оперативної пам'яті, місткість накопичувачів), що дає змогу планувальнику завдань ефективно розподіляти навантаження.

Важливою особливістю запропонованої архітектури є наявність залежностей між ресурсами різних типів, що формує складну мережу взаємозв'язків. Наприклад, застосунок, розроблений одним учасником, може через Web API звертатися до моделі, яка належить іншому учаснику. При цьому модель може використовувати верифіковані вхідні дані, підготовлені третьою стороною. Така організація сприяє гармонізації сценарних припущень та дає змогу уникнути дублювання зусиль при підготовці даних.

3.1.4. Інфраструктура довіри та безпеки обміну даними

Перехід до федеративної архітектури зумовлює необхідність впровадження розподіленої моделі довіри, яка може базуватися на еталонній архітектурі міжнародних просторів даних (International Data Spaces — IDS) [113]. Ця модель передбачає поділ функцій адміністрування між окремими спеціалізованими ролями, що дає змогу уникнути концентрації повноважень. До таких ролей належать:

1. **Провайдер ідентичності** (Identity Provider), що здійснює управління, моніторинг та валідацію ідентифікаційної інформації учасників;
2. **Орган сертифікації** (Certification Body), що відповідає за перевірку відповідності та сертифікацію як самих учасників, так і технічних компонентів перед їх допуском до екосистеми;
3. **Брокер метаданих** (Metadata Broker), що керує індексами ресурсів, дозволяючи пошук даних, але не маючи при цьому доступу до їхнього вмісту;

4. **Кліринговий центр** (Clearing House), що фіксує метадані транзакцій у журналі подій для забезпечення можливості аудиту та вирішення спорів.

Така структура передбачає розподіл повноважень між учасниками середовища, за якого жодна окрема сторона не повинна мати повного контролю над даними, а архітектура орієнтована на технічну підтримку суверенітету даних через прив'язку політик використання безпосередньо до даних без необхідності їхнього централізованого зберігання. Для захисту середовища застосовується служба динамічної атрибуції, яка використовує динамічні токени для підтвердження атрибутів та автентичності конекторів під час обміну даними [113].

З практичної точки зору, реалізація суверенітету даних є компромісом між жорстким технічним контролем та операційною ефективністю. Складні технічні засоби забезпечують високий рівень захисту, проте часто є надмірними для простих випадків обміну та використання даних. Альтернативою є процедурно-правовий підхід, за якого довіра й безпека підтримуються через перевірені ідентифікатори, юридичні угоди та можливість виключення порушників правил із реєстру учасників. Вибір між цими моделями залежить від оцінки ризиків, пов'язаних із конкретними умовами використання даних [114].

Концептуальні засади федеративної архітектури з багаторівневою структурою реєстрів ресурсів та інфраструктурою довіри й безпечного обміну даними детально обґрунтовано в [26].

3.1.5. Архітектурні засади підтримання інтероперабельності вебінтерфейсів прикладного програмування у федеративному середовищі

Перехід до федеративної архітектури усуває необхідність централізованого накопичення конфіденційних даних, однак зумовлює потребу в підтриманні сумісності між незалежними моделями, сервісами та джерелами даних. У такому середовищі взаємодія компонентів здійснюється через стандартизовані Web API, які підтримуються різними учасниками федерації та можуть еволюціонувати

асинхронно. Оскільки клієнти Web API не контролюють еволюцію сервісів, зміни на боці надавача можуть вимагати адаптації клієнтських застосунків і створювати додаткові ризики для сумісності [115, 116].

До типових змін Web API належать зміни форматів відповіді, адрес ресурсів, моделей автентифікації, параметрів, методів та кодів помилок. Дослідження показують, що Web API змінюються досить часто, а частина змін впливає на розробників клієнтських застосунків, оскільки потребує оновлення інтеграційного коду [115, 116].

Окрему проблему становлять несумісні зміни, пов'язані з видаленням або модифікацією елементів Web API. Для зменшення їхнього впливу застосовують механізм застарівання, коли елемент спочатку оголошується застарілим, а вже потім вилучається або замінюється. Проте дослідження показують, що такі практики застосовуються непослідовно [117, 118].

Тому в архітектурі федеративного середовища доцільно передбачити правила керування життєвим циклом Web API. До таких правил належать опис контрактів Web API, використання ідентифікаторів версій, семантичне версіонування, оголошення строків підтримки версій, тимчасова паралельна підтримка стабільної та нової версій, а також документування змін і перехідних механізмів сумісності. Такі архітектурні шаблони еволюції Web API дають змогу збалансувати потребу надавачів сервісів у розвитку функціональності з потребою клієнтів у стабільності інтерфейсів [119].

У межах федеративного середовища найбільш прийнятною є стратегія обмеженого терміну підтримки версій із паралельною підтримкою стабільної та нової версій Web API. Такий підхід дає змогу уникнути накопичення надмірного технічного боргу, властивого стратегії необмеженої зворотної сумісності, і водночас не перекладає всі витрати адаптації на клієнтів, як у разі агресивного застарівання інтерфейсів [119].

Отже, підтримання інтероперабельності Web API у федеративному середовищі має забезпечуватися не лише стандартизацією форматів обміну, а й

архітектурними правилами еволюції інтерфейсів. До таких правил належать керування версіями, регламентоване застарівання, перехідні механізми сумісності та фіксація контрактів у реєстрах ресурсів середовища. Узагальнений огляд рушійних сил еволюції Web API, типів змін, їхнього впливу на клієнтів і шаблонів для надавачів наведено в роботі [25].

3.2. Багаторівнева структурна організація середовища учасника федерації

Після розгляду загальної федеративної архітектури необхідно деталізувати структуру локального середовища учасника, яке безпосередньо виконує моделювання. Критичною вимогою до нього є здатність ефективно розв'язувати MILP-задачі великої розмірності. Для подолання високої обчислювальної складності таких задач середовище потребує спеціалізованої багаторівневої організації, яка інтегрує методи паралелізації з високопродуктивними обчислювальними ресурсами [19].

3.2.1. Узагальнена структура локального середовища

Архітектура локального середовища учасника федерації складається з семи функціональних рівнів, що забезпечують повний цикл моделювання: від інтерфейсу користувача до фізичних обчислювальних ресурсів [20].

Рівень користувача надає універсальний доступ до функцій середовища через Web API. Він дає змогу завантажувати моделі та вхідні дані, а також керувати обчисленнями у послідовному, паралельному багатопотоковому та паралельному багатовузловому режимах.

Рівень моделей містить бібліотеку математичних моделей, зокрема, у формі задач MILP. До неї входять моделі ЕЕС різного масштабу, моделі режимів роботи генеруючого обладнання різних типів та систем накопичення енергії, а також моделі прогнозування споживання електроенергії.

Рівень подання даних відповідає за уніфікацію форматів даних. Оскільки різні солвери використовують специфічні формати вхідних даних, цей рівень

забезпечує необхідні перетворення та підтримку універсальних табличних форматів для обміну параметрами моделей та результатами моделювання.

Рівень програмних засобів надає інструментарій для опису моделей та реалізації алгоритмів. На цьому рівні доцільним є використання мови програмування Julia [120] та інструментарію JuMP [121], що дає змогу абстрагуватися від конкретного солвера та гнучко описувати процес моделювання.

Рівень розпаралелювання є ключовим для прискорення обчислень і складається з трьох підрівнів:

- *Алгоритмічний підрівень* реалізує стратегії декомпозиції задач, де обчислення значень цільової функції виконується через паралельне розв'язання підзадач.
- *Підрівень солверів* забезпечує використання таких відкритих MILP-солверів, як SCIP чи HiGHS, або їхніх комерційних аналогів.
- *Підрівень технологій* використовує технічні механізми багатопотоковості, як-от бібліотеки MPI та OpenMP, для розподілу обчислювального навантаження.

Рівень керування та рівень обчислювальних ресурсів відповідають за координацію обчислювальних процесів на фізичному обладнанні, що має забезпечувати використання різномірних ресурсів: від локальних обчислювальних кластерів до розподілених обчислювальних середовищ та хмарних сервісів.

3.2.2. Інтеграція локального середовища у федеративні процеси

Запропонована архітектура федеративного середовища набуває практичної дієздатності лише за умови, що кожен вузол-учасник здатний приймати федеративні запити та виконувати їх відповідно до узгоджених правил. Відповідно до такого підходу, федерація задає правила взаємодії та механізми виявлення та координації ресурсів, а локальне середовище є виконавчою ланкою, яка перетворює зовнішній запит на конкретний обчислювальний процес.

Інтеграцію передбачено здійснювати за принципом інкапсуляції: внутрішні моделі, дані та обчислювальні ресурси залишаються під контролем власника, а взаємодія відбувається виключно через стандартизовані Web API. Це відповідає концепції довірених просторів даних, де створення спільної цінності не вимагає відчуження активів [10]. Практично локальний вузол виконує подвійну роль: уніфікує різноманітні інструменти під вимоги реєстрів федерації та забезпечує розв'язання ресурсомістких задач на власних потужностях, зменшуючи потребу в централізації чутливої інформації [122].

Висновки до розділу 3

У третьому розділі розв'язано завдання щодо розроблення та обґрунтування концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Отримано такі результати:

1. Запропоновано та обґрунтовано концептуальну архітектуру федеративного середовища моделювання ЕЕС, яка поєднує багаторівневу організацію компонентів, реєстри ресурсів, стандартизовані Web API, централізоване узгодження правил взаємодії та децентралізоване керування локальними моделями, даними й обчислювальними ресурсами. На відміну від централізованих монолітних систем, що передбачають агрегацію даних в одному середовищі, та розподілених платформ ко-симуляції або оперативного керування, запропонована архітектура орієнтована на координовану взаємодію незалежних моделей у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей без централізованого накопичення конфіденційних даних.

2. Обґрунтовано багаторівневу організацію компонентів і реєстрів ресурсів федеративного середовища моделювання. Запропонована структура реєстрів забезпечує опис і виявлення моделей, джерел даних, програмних сервісів та обчислювальних ресурсів, необхідних для спільного виконання задач моделювання. Така організація створює основу для підключення незалежних учасників до спільного середовища без уніфікації їхніх внутрішніх інформаційних систем.

3. Визначено архітектурні рішення для підтримання довіри, безпеки та керування доступом у федеративному середовищі. Показано, що ідентифікація учасників, авторизація доступу, розмежування прав і фіксація правил взаємодії мають забезпечувати використання локальних моделей, даних і обчислювальних ресурсів зі збереженням контролю учасників над власними інформаційними активами.

4. Обґрунтовано архітектурні засади підтримання інтероперабельності Web API у федеративному середовищі. Показано, що сумісність незалежних моделей, сервісів і джерел даних має забезпечуватися не лише стандартизацією форматів обміну, а й правилами еволюції інтерфейсів. До таких правил належать керування версіями, регламентоване застарівання, перехідні механізми сумісності та фіксація контрактів Web API у реєстрах ресурсів середовища.

5. Запропоновано багаторівневу структурну організацію локального середовища учасника федерації. Локальне середовище розглянуто як виконавчу частину федеративної архітектури, що забезпечує підключення локальних моделей, даних, програмних компонентів та обчислювальних ресурсів до спільних процесів моделювання через стандартизовані інтерфейси. Така організація дає змогу інтегрувати незалежні моделі у федеративні процеси без передавання первинних даних до централізованого сховища.

РОЗДІЛ 4. ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

Цей розділ присвячено програмній реалізації розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей та його експериментальній верифікації на задачах різної розмірності. У розділі описано програмний стек і ключові інженерні рішення реалізації, а також принципи організації обчислювального процесу. Окрему увагу приділено паралельним обчисленням та експериментальному оцінюванню масштабовності методу на багатоядерних обчислювальних платформах. Далі наведено постановку й параметри обчислювальних експериментів та порівняння результатів прямого застосування MILP-солвера з результатами застосування розробленого методу, що поєднує метаевристичні алгоритми (ACO, CMA-ES, ECA) та MILP-солвер. Завершальну частину розділу присвячено практичному застосуванню результатів дослідження, зокрема визначенню умов і основних напрямів застосування розробленого методу та інтерпретації результатів моделювання.

4.1. Програмна реалізація паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей

Для експериментальної перевірки розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей створено програмний комплекс, який автоматизує взаємодію між метаевристичними алгоритмами та детермінованими процедурами оптимізації. Реалізація орієнтована на проведення експериментів із використанням технологій високопродуктивних обчислень, що забезпечує ефективний розподіл ресурсів при розв'язанні задач великої розмірності.

4.1.1. Компоненти програмного комплексу

Архітектура комплексу базується на використанні мови програмування Julia [120], яку обрано завдяки високій продуктивності та вбудованій підтримці

багатопотоковості. Для математичного моделювання використано інструментарій JuMP [121], який надає уніфікований інтерфейс для формулювання оптимізаційних задач і забезпечує взаємодію з різними солверами.

Обчислювальним ядром для розв'язання MILP-підзадач виступає солвер SCIP [123], який використовує детерміновані методи для знаходження оптимальних режимів роботи обладнання з допустимою похибкою. Доцільність його використання підтверджується результатами попередніх експериментальних досліджень, у яких показано, що серед безкоштовних MILP-солверів, таких як HiGHS, Cbc та GLPK, саме SCIP забезпечує найменший час розв'язання задач GEP [15]. Це є важливою перевагою в задачах великої розмірності, оскільки швидкість розв'язання MILP-підзадач істотно впливає на загальну ефективність декомпозиційних алгоритмів моделювання ЕЕС.

Для реалізації верхнього рівня оптимізації у комплекс інтегровано три бібліотеки метаевристичних алгоритмів. Загалом у літературі метаевристики дедалі частіше доводять свою ефективність в електроенергетиці, успішно розв'язуючи навіть складні багатоперіодні задачі вибору складу обладнання та нелінійні задачі управління ЕЕС [124]. Крім того, за наявності великої кількості системних обмежень сучасні гібридні евристики часто перевершують за швидкодією традиційні математичні методи, знаходячи при цьому високоякісні рішення [125].

Проте у розробленому методі обчислювальний потенціал метаевристичних алгоритмів сфокусовано виключно на рівні вибору структури генеруючих потужностей, що дає змогу швидко досліджувати великий простір рішень, делегуючи перевірку технологічних режимів математичному солверу. Алгоритм АСО реалізовано через бібліотеку MIDACO [126]. Алгоритм CMA-ES підключено за допомогою бібліотеки руста [127] через механізми взаємодії з Python-бібліотеками. Реалізація алгоритму ЕСА базується на бібліотеці Metaheuristics.jl [128].

Важливою складовою комплексу є підсистема введення-виведення даних, реалізована за допомогою Python-бібліотеки openruhl. Вхідні параметри

моделювання, що включають як техніко-економічні характеристики обладнання, так і погодинні графіки споживання та графіки коефіцієнтів використання встановленої потужності ВДЕ, зчитуються з файлу у форматі електронних таблиць. Цей же файл використовується як основа для формування деталізованих звітів. За результатами оптимізації створюється його копія, яка наповнюється розрахованими даними про оптимальну структуру обладнання та режими його роботи, що забезпечує зручність інтерпретації результатів експериментів.

4.1.2. Організація паралельних обчислень

Схема розпаралелювання побудована на дворівневій декомпозиції задачі. На кожній ітерації метаевристичний алгоритм генерує популяцію з N варіантів структури генеруючих потужностей. Для оцінювання кожного варіанту необхідно розв'язати K незалежних MILP-задач для різних сценаріїв, що загалом формує $N \times K$ обчислювальних завдань. Технічно паралелізація реалізована за допомогою стандартної бібліотеки Base.Threads мови Julia. За допомогою макросу `@spawn` створюються завдання, які динамічно розподіляються планувальником Julia між доступними фізичними ядрами процесора.

Для запобігання дисбалансу навантаження застосовується попереднє перемішування черги завдань, що є важливим через неоднакову обчислювальну складність різних сценаріїв. Зокрема сценарії з дефіцитом генерації можуть вимагати більше часу для пошуку оптимального розв'язку солвером. Завдяки випадковому порядку виконання такі завдання більш рівномірно розподіляються вздовж усього часу ітерації, уникаючи ефекту, коли в кінці циклу більшість ядер процесора простоює в очікуванні завершення кількох останніх складних завдань.

Важливим елементом оптимізації швидкодії є система повторного використання екземплярів моделей. Оскільки графіки генерації та споживання незмінні для кожного сценарію, а змінною є лише кількість обладнання, використовується K окремих пулів екземплярів моделей. На початку обробки завдання система звертається до пулу, що відповідає поточному сценарію, та

отримує з нього готовий екземпляр моделі JuMP або створює новий екземпляр, якщо пул порожній. У цій моделі фіксуються змінні, що відповідають згенерованій кількості обладнання, після чого запускається солвер SCIP. Після завершення оптимізації екземпляр моделі повертається до відповідного пулу для використання наступними завданнями. Такий підхід дає змогу уникнути витрат часу на побудову ідентичних екземплярів моделей та суттєво зменшує навантаження на збирач сміття середовища Julia. Додатково застосовується кешування раніше обчислених значень цільової функції, що дає змогу миттєво отримувати результат, коли метаевристичний алгоритм повторно генерує певну структуру обладнання.

4.2. Дослідження ефективності паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей на прикладі локальної електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії

Для експериментального підтвердження ефективності розробленого методу та оцінювання його обчислювальних характеристик проведено дослідження на прикладі локальної ЕЕС з ВДЕ. Вибір такої системи зумовлений необхідністю моделювання мінливості генерації та складних режимів балансування, що є типовими викликами для сучасних ЕЕС з високою часткою ВДЕ. Метою експерименту є визначення якості отриманих розв'язків, порівняння ефективності різних метаевристичних алгоритмів у комбінації з солвером SCIP, а також оцінювання швидкодії обчислень та масштабовності методу при використанні паралельних обчислювальних ресурсів.

4.2.1. Характеристика електроенергетичної системи та вхідні дані

Для дослідження обрано модель локальної ЕЕС, яка має можливість обмінюватися потужністю із зовнішньою ЕЕС. Модель враховує наявність двох типів генерації (СЕС та ВЕС) та одного типу СНЕ. Параметри обладнання, доступного для інвестування, а також його техніко-економічні характеристики наведено в таблиці 4.1. Загальний інвестиційний бюджет проєкту було обмежено на

рівні 1,5 млрд USD, що визначило максимальну кількість одиниць обладнання кожного типу, допустиму для встановлення.

Таблиця 4.1 — Загальні характеристики СНЕ та ВДЕ

Тип обладнання	Потужність одиниці обладнання, МВт	Капітальні витрати, USD/кВт	Максимальна кількість обладнання
СНЕ	25,0	845,00	71
СЕС	20,0	284,81	263
ВЕС	20,0	1417,72	52

Питомі експлуатаційні витрати для ВДЕ c_i прийнято на рівні 5 USD/(МВт·год). Взаємодія із зовнішньою ЕЕС обмежена фізичною пропускнуою здатністю ліній електропередачі H , яка становить 200 МВт. Тариф за послуги з передачі електроенергії Pr_t^{TSO} прийнято на рівні 10 USD/(МВт·год). Погодинна ціна електроенергії на оптовому ринку Pr_t^{TL} моделювалася як лінійна функція від навантаження в системі l_t за формулою:

$$Pr_t^{TL} = 0,163794l_t + 12,24138. \quad (4.1)$$

Для балансування нерівномірності графіків генерації ВДЕ та споживання у модель включено один тип СНЕ, специфікацію якого наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 — Специфікація СНЕ

Параметр	Значення
η^P	0,82
η^G	0,85
c^P	30 USD/(МВт·год)
c^G	30 USD/(МВт·год)
\bar{q}	200 МВт·год
\underline{q}	0 МВт·год
\bar{p}^P	25 МВт
\bar{p}^G	25 МВт

Для врахування сезонності та непередбачуваності генерації ВДЕ було застосовано підхід із використанням репрезентативних кластерних моделей [104]. Для кожного сезону сформовано по чотири репрезентативні 168-годинні (тижневі) графіки коефіцієнтів використання встановленої потужності ВДЕ та споживання електроенергії. При цьому графіки споживання мають однакові ваги, тоді як для графіків генерації ВДЕ два перші графіки відображають режими з мінімальною та максимальною ефективністю, а ще два — середні режими. Відносні ваги літніх і зимових графіків ВДЕ наведено у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 — Ваги графіків ВДЕ

Тип обладнання	Сезон	
	Літо	Зима
СЕС	[1; 1; 28; 7]	[1; 1; 22; 7]
ВЕС	[1; 1; 8; 27]	[1; 1; 10; 19]

Репрезентативні графіки генерації та споживання для виділених кластерів візуалізовано на рисунках 4.1-4.3. Колір ліній на графіках відповідає номеру кластера, а групування здійснено за сезонами для демонстрації відмінностей у режимах роботи ЕЕС.

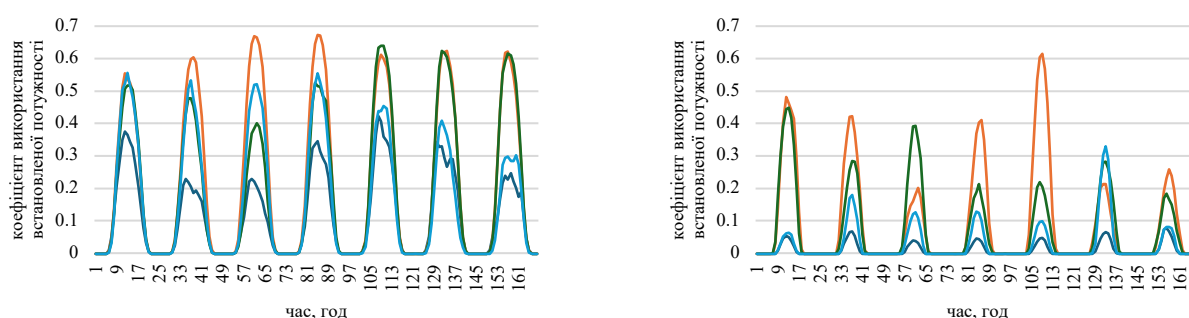


Рисунок 4.1 — Тижневі репрезентативні графіки коефіцієнтів використання встановленої потужності СЕС, позначені кольорами за кластерами, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів.

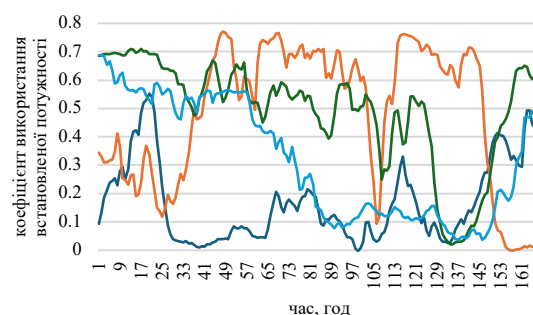
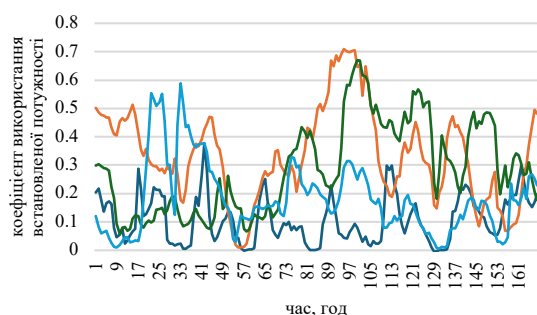


Рисунок 4.2 — Тижневі репрезентативні графіки коефіцієнтів використання встановленої потужності ВЕС, позначені кольорами за кластерами, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів.

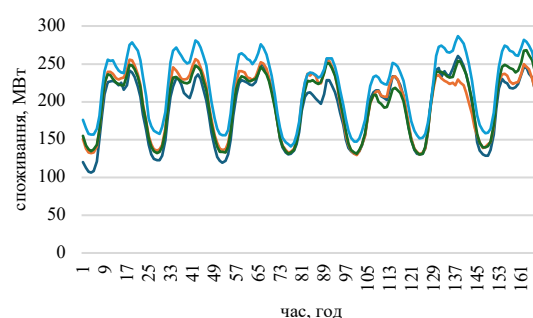
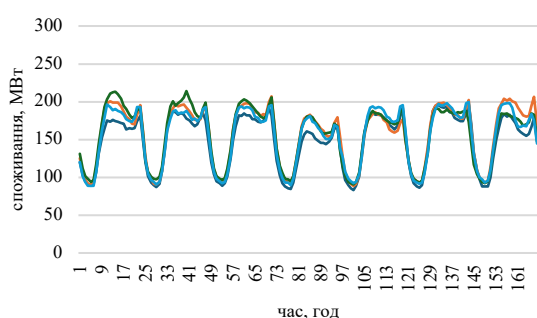


Рисунок 4.3 — Тижневі репрезентативні графіки споживання електроенергії, позначені кольорами за кластерами, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів.

4.2.2. Методика проведення дослідження

Експериментальні дослідження проводилися на обчислювальних вузлах типу Genoa кластера Vulcan високопродуктивного обчислювального центру Штутгарта (HLRS) [129]. Кожен такий вузол був оснащений 768 ГБ оперативної пам'яті та двома 32-ядерними процесорами AMD EPYC 9334 з тактовою частотою 2,7 ГГц.

У межах експериментальних досліджень під часом виконання розумівся астрономічний час повного обчислювального запуску, тобто проміжок часу від початку виконання розрахункової процедури до отримання її кінцевого результату. Цей показник не є сумарним процесорним часом усіх задіяних потоків, а характеризує фактичний час очікування результату користувачем або обчислювальним середовищем.

Для оцінювання ефективності запропонованого методу було розроблено двоетапну методику експерименту. На першому етапі вимірювалися час виконання та пікове використання оперативної пам'яті при розв'язанні повної задачі оптимізації без декомпозиції. Для цього використовувався солвер SCIP у однопоточковому режимі. Щоб мінімізувати вплив випадкових системних чинників, цей етап повторювали десять разів, а отримані результати слугували еталоном.

На другому етапі досліджувалася ефективність розв'язання декомпонованої задачі із застосуванням трьох метаевристичних алгоритмів: АСО, СМА-ES та ЕСА. Експерименти проводилися для різної кількості потоків. Для кожної комбінації алгоритму та кількості потоків виконувалося 100 незалежних запусків. Генератор випадкових чисел ініціалізувався номером поточної спроби, що забезпечувало відтворюваність результатів. Під час кожного запуску фіксувалися час виконання, обсяг використаної пам'яті та відхилення отриманого розв'язку від еталонного. У випадках, коли згенерована конфігурація обладнання порушувала технологічні або бюджетні обмеження, цільовій функції присвоювалося штрафне значення 10^{100} .

Налаштування алгоритмів були обрані на основі попередніх експериментів та рекомендацій розробників відповідних програмних бібліотек:

1. **Алгоритм АСО.** Використано солвер MIDACO версії 6.0, який підтримує цілочисельні змінні та паралелізацію. Адаптер для мови Julia було модифіковано для передачі посилань на функцію, що дає змогу одночасно обчислювати значення цільової функції для групи точок (параметр `parallel`). Змінні, що відповідають кількості блоків кожного типу, оголошено цілочисельними з нижньою межею нуль та верхньою межею відповідно до інвестиційних обмежень, наведених у таблиці 4.1. Початкова точка відповідала нульовій кількості обладнання. Критерій зупинки EVALSTOP (завершення роботи при відсутності покращення протягом заданої кількості ітерацій) встановлено на рівні 1000, а для параметра `parallel` задано значення 10. Ці значення було підібрано експериментально, щоб частка вдалих спроб відтворити еталонний розв'язок була достатньо високою, а час оптимізації залишався прийнятним.

2. Алгоритм CMA-ES. Застосовано бібліотеку руста версії 4.0.0. Усі три змінні, що визначають кількість обладнання, оголошено цілочисельними. Для них встановлено нульову нижню межу, а верхні межі відповідали максимальній кількості обладнання, наведених у таблиці 4.1, що також використовувалася для налаштування масштабування через параметр `CMA_stds`. У якості початкової точки обрано нульову кількість обладнання. Початковий розмір кроку встановлено рівним 0,25, оскільки рекомендоване значення становить чверть ширини області пошуку. З метою підвищення частки успішних спроб знаходження еталонного розв'язку було скориговано стандартні налаштування: вимкнено негативні оновлення коваріаційної матриці (`CMA_active = false`), нормалізовано її слід (`CMA_const_trace = true`) та збільшено розмір популяції до 33 (`popsizе = 33`). Також було відключено фінальний перерахунок значення цільової функції (`eval_final_mean = false`). Критерії зупинки алгоритму визначалися автоматичними налаштуваннями бібліотеки.

3. Алгоритм ЕСА. Використано бібліотеку *Metaheuristics* версії 3.3.5. Хоча ЕСА розроблено для простору дійсних чисел, дана бібліотека здійснює округлення координат згенерованих точок, якщо область пошуку визначена як цілочисельна. До програмного коду бібліотеки було внесено необхідні модифікації для забезпечення коректної роботи механізму округлення в умовах паралельних обчислень. Для кожної змінної встановлено нижню межу, рівну нулю, а верхню межу розраховано з урахуванням обмеження на максимальний обсяг капітальних інвестицій, що вказано в таблиці 4.1. На основі серії попередніх експериментів розмір популяції було встановлено на рівні 40. Таке значення забезпечує достатньо високу ймовірність знаходження еталонного розв'язку, не призводячи до суттєвого збільшення часу виконання алгоритму. Інші параметри, а також критерії зупинки, залишено за замовчуванням або визначалися бібліотекою автоматично.

Програмна реалізація паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей для локальної ЕЕС з ВДЕ на базі алгоритму ЕСА зареєстрована як комп'ютерна програма «GER3-ЕСА» [11].

4.2.3. Результати моделювання електроенергетичної системи

Для оцінювання ефективності розробленого методу проведено серію експериментів з оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС.

На першому етапі задачу розв'язано солвером SCIP без декомпозиції. Отриманий розв'язок прийнято за еталонний: структура системи включала 6 СНЕ, 29 СЕС та 7 ВЕС, а значення цільової функції становило $6,80 \times 10^8$ USD. Час розв'язання становив $1363,23 \pm 1,52$ с, а використання оперативної пам'яті досягло $3,01 \pm 0,02$ ГБ.

На другому етапі застосовано розроблений паралельний метод, де пошук структури здійснювався метаевристичними алгоритмами, а сценарні операційні підзадачі розв'язувалися паралельно солвером SCIP на 64 потоках. Успішним вважався запуск, у якому відтворено еталонну структуру та відповідне значення цільової функції. Результати експериментів підтвердили здатність методу відтворювати еталонний розв'язок. Порівняльні показники алгоритмів наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 — Ефективність метаевристичних алгоритмів

Показник	Алгоритм		
	ACO	CMA-ES	ECA
Частка запусків, у яких відтворено еталонний розв'язок, %	96	99	99
Час виконання, с	$188,50 \pm 20,49$	$150,18 \pm 14,78$	$101,88 \pm 9,08$
Прискорення порівняно з використанням солвера SCIP без декомпозиції задачі	7,23	9,08	13,38
Використання пам'яті, ГБ	$27,13 \pm 0,62$	$51,31 \pm 1,74$	$44,68 \pm 1,37$
Коефіцієнт використання пам'яті порівняно з використанням солвера SCIP без декомпозиції задачі	9,00	17,02	14,82

Найкращий результат за часом виконання продемонстрував алгоритм ECA: на 64 потоках середній час одного запуску порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP зменшено у

13,38 раз, а еталонний розв'язок відтворено у 99 % запусків. Аналіз масштабності розробленого методу проілюстровано на рисунку 4.4.

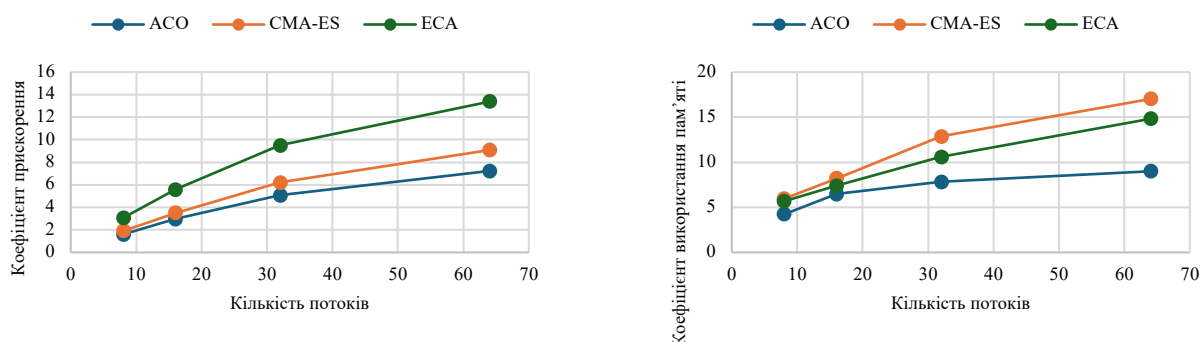


Рисунок 4.4 — Залежність коефіцієнтів прискорення (ліворуч) та використання пам'яті (праворуч) від кількості потоків.

Як видно з графіків, збільшення кількості потоків забезпечує істотне прискорення обчислень, однак отримана залежність не є ідеально лінійною: приріст прискорення зменшується зі зростанням кількості потоків. Водночас використання оперативної пам'яті зростає зі збільшенням рівня паралелізму. Така поведінка узгоджується з архітектурою методу, у якій на кожній ітерації незалежно оцінюється значна кількість пар «варіант структури — сценарна операційна підзадача», але фактична ефективність обмежується накладними витратами на планування завдань, роботу пулу моделей, доступ до пам'яті та різну складність окремих підзадач.

Детальні результати моделювання режимів роботи розглянутої ЕЕС для знайденої оптимальної структури наведено на рисунках 4.5 та 4.6. Ці графіки ілюструють динаміку балансування цієї ЕЕС в умовах мінливої генерації ВДЕ для визначеної оптимальної конфігурації.

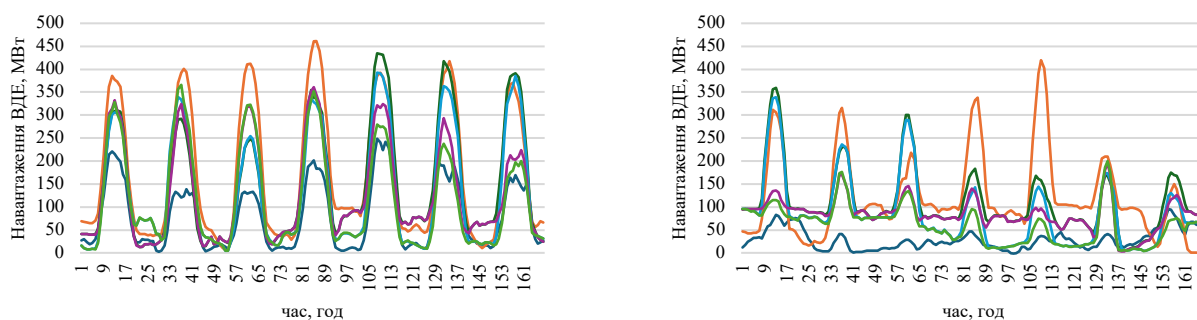


Рисунок 4.5 — Тижневі графіки навантаження ВДЕ, позначені кольорами за сценаріями, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів.

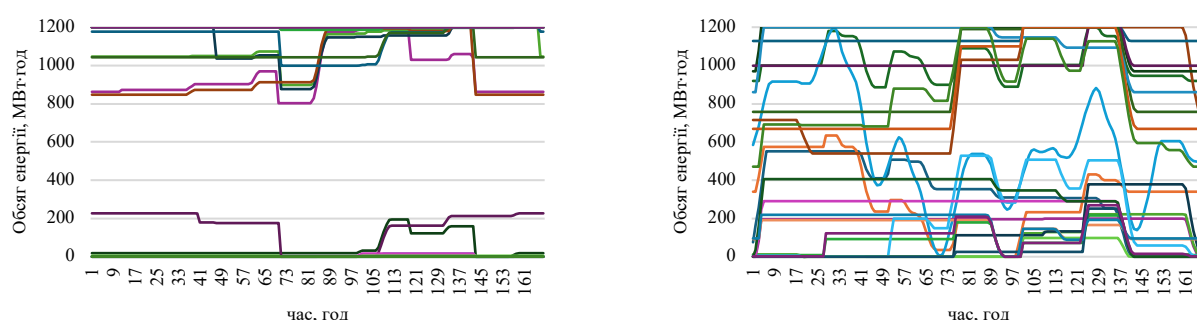


Рисунок 4.6 — Тижневі графіки обсягу накопиченої енергії в СНЕ, позначені кольорами за сценаріями, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів.

4.3. Дослідження ефективності паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей на прикладі локальної електроенергетичної системи з відновлюваними та традиційними джерелами енергії

У попередньому підрозділі було досліджено ефективність розробленого методу на прикладі ЕЕС, яка базується переважно на ВДЕ та СНЕ. Однак функціонування реальних локальних ЕЕС, особливо в автономному режимі або за умов слабких зв'язків із зовнішньою мережею, часто вимагає наявності джерел гарантованої та керованої генерації. Традиційні ТЕС відіграють роль керованого джерела генерації, що сприяє покриттю базового та пікового навантаження, компенсації мінливості ВДЕ та підтриманню балансу потужності в межах прийнятої моделі. З огляду на це виникає необхідність верифікації методу в умовах

змішаної генерації. У цьому підрозділі представлено результати експерименту, в якому до моделі локальної ЕЕС інтегровано теплову генерацію, що дає змогу оцінити ефективність оптимізації для структури ЕЕС, наближеної до типових конфігурацій локальних промислових ЕЕС.

4.3.1. Характеристика електроенергетичної системи та вхідні дані

Загальна структура досліджуваної локальної ЕЕС, графіки навантаження, а також параметри ВДЕ та СНЕ відповідають опису, наведеному в попередньому підрозділі (див. п. 4.2.1).

Ключовими відмінностями поточного експерименту є інтеграція в модель джерела традиційної генерації та зміна умов взаємодії із зовнішньою ЕЕС. Для доданого типу ТЕС прийнято такі базові характеристики:

- 1) номінальна потужність одного енергоблоку: 77,00 МВт;
- 2) питомі капітальні витрати: 5078,00 USD/кВт;
- 3) максимальна кількість установок: 3 одиниці (значення розраховано виходячи із заданого обмеження на загальний обсяг капітальних інвестицій).

Окрім зміни складу генеруючого обладнання, в експерименті змодельовано сценарій підвищеної автономності локальної ЕЕС. З огляду на наявність власної керованої генерації, фізичну пропускну здатність лінії електропередачі для зв'язку із зовнішньою ЕЕС H було обмежено значенням 80 МВт. Це дає змогу оцінити здатність методу забезпечувати баланс потужності переважно за рахунок внутрішніх ресурсів, мінімізуючи залежність від імпорту електроенергії. Детальна специфікація експлуатаційних параметрів ТЕС, використаних під час моделювання, наведена в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 — Специфікація ТЕС

Параметр	Значення
c^{SU}	1337,49 USD
c^{SD}	1337,49 USD
ΔP^{up}	57,75 MBт
ΔP^{down}	57,75 MBт
\bar{P}	77,00 MBт
\underline{P}	57,75 MBт
a	0,00 USD/(MBт ² ·год)
b	3,00 USD/(MBт·год)
c	835,05 USD/год
$ \mathcal{L} $	2

4.3.2. Методика проведення дослідження

Методика проведення експериментальних досліджень у цьому підрозділі базується на підході та налаштуваннях алгоритмів, що включають базові параметри метаевристик, початкові точки та межі масштабування, які були детально описані в п. 4.2.2. Однак для поточного експерименту вона є суттєво розширеною, оскільки передбачає не лише порівняння алгоритмів, а й окремий аналіз впливу розміру популяції, механізму кешування, кількості потоків і причин невдалих запусків.

У цьому дослідженні розглядалися лише алгоритми CMA-ES та ECA, оскільки саме вони продемонстрували найкращі результати за показниками швидкодії та надійності в попередньому експерименті. Крім того, змінилася апаратна платформа для розрахунків. На момент проведення цієї серії експериментів стали доступними обчислювальні вузли з кращими характеристиками, що дозволило задіяти удвічі більше потоків. Кожен вузол був оснащений 1024 ГБ оперативної пам'яті та двома 64-ядерними процесорами AMD Zen4 із тактовою частотою 2,0 ГГц. З огляду на оновлену архітектуру, дослідження масштабовності та швидкодії проводилося на конфігураціях зі 128, 64, 32 та 16 потоками.

На першому етапі було виконано еталонні вимірювання часу розв'язання та використання пам'яті під час розв'язання повної задачі без декомпозиції за

допомогою солвера SCIP в однопоточковому режимі. Після цього дослідження розробленого методу проводилося в чотири кроки.

На першому кроці виконувався аналіз чутливості до розміру популяції. Розмір популяції N для алгоритму ЕСА досліджувався для значень 60, 80, 100, 120 та 140 за фіксованої кількості векторів, що дорівнювала 3. Для алгоритму СМА-ES з початковим розміром кроку 1,0 досліджувалися такі значення розміру популяції popsize: 40, 60, 80, 100 і 120. Для кожного значення виконувалося по 100 запусків на 128 потоках з увімкненим кешуванням, а за результатами цього аналізу визначалися базові конфігурації алгоритмів для наступних кроків.

На другому кроці для обраних базових конфігурацій на 128 потоках оцінювався вплив увімкнення та вимкнення механізму кешування, де для кожного налаштування також проводилося по 100 запусків.

На третьому кроці досліджувалася масштабність розробленого методу. Виконувалося тестування базових конфігурацій на 16, 32, 64 і 128 потоках з ініціалізацією генератора випадкових чисел значеннями від 1 до 10. Це забезпечило умови, за яких порівняння середніх значень ґрунтувалося на ідентичних вибірках.

На завершальному четвертому кроці додатково класифікувалися та аналізувалися причини невдалих запусків для серії експериментів на 128 потоках, щоб виявити характерні збої, через які алгоритмам не вдавалося знайти еталонний розв'язок.

Програмна реалізація розробленого методу для локальної ЕЕС, до складу якої входять як відновлювані, так і традиційні теплові джерела енергії, на основі алгоритму СМА-ES зареєстрована як комп'ютерна програма «GER4-СМА» [12].

4.3.3. Результати моделювання електроенергетичної системи

Згідно з результатами, отриманими за допомогою солвера SCIP без застосування процедури декомпозиції, мінімальні сумарні витрати становили $1,02 \times 10^9$ USD. Розрахована структура локальної ЕЕС для даного сценарію включає 3 одиниці СНЕ, 6 СЕС та 2 ТЕС, тоді як встановлення ВЕС виявилось

економічно недоцільним. Отримання цього еталонного розв'язку вимагало значних обчислювальних ресурсів: середній час розв'язання становив $6644,21 \pm 28,37$ с, а пікове використання оперативної пам'яті досягло $4,51 \pm 0,03$ ГБ.

Результати дослідження впливу розміру популяції на збіжність та використання ресурсів (за 128 потоків з увімкненим кешуванням) наведено у таблиці 4.6. Для алгоритму CMA-ES мінімальним розміром популяції, за якого частка успішних запусків перевищила 90% (а саме 98% успішних запусків), виявилось значення $\text{popsize} = 80$. Для цієї конфігурації CMA-ES на 128 потоках середній час успішних запусків порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP зменшено у 3,77 раза [18]. Для алгоритму ECA поріг успішності 90% вперше долається при $N = 100$. Збільшення розміру популяції понад ці значення не підвищує кількість запусків, у яких відтворено еталонний розв'язок, а лише збільшує час виконання та використання оперативної пам'яті. Тому саме ці дві конфігурації ($\text{popsize} = 80$ для CMA-ES та $N = 100$ для ECA) було обрано як базові для подальших експериментів.

Таблиця 4.6 — Вплив розміру популяції на збіжність та використання ресурсів на 128 потоках з увімкненим кешуванням

Алгоритм	Розмір популяції	Відсоток успішних запусків, %	Час виконання для успішних запусків, с	Пікове використання пам'яті для успішних запусків, ГБ
CMA-ES	40	65	$1107,78 \pm 313,92$	$120,18 \pm 8,97$
CMA-ES	60	89	$1389,07 \pm 290,19$	$135,86 \pm 8,54$
CMA-ES	80	98	$1761,39 \pm 1044,17$	$148,48 \pm 10,76$
CMA-ES	100	100	$2005,63 \pm 396,13$	$161,28 \pm 9,27$
CMA-ES	120	100	$2120,39 \pm 435,09$	$165,24 \pm 11,01$
ECA	60	75	$1149,43 \pm 437,56$	$145,98 \pm 6,53$
ECA	80	84	$1746,26 \pm 2391,36$	$161,00 \pm 5,82$
ECA	100	94	$1760,91 \pm 1883,10$	$173,54 \pm 7,61$
ECA	120	92	$2329,63 \pm 3250,19$	$183,27 \pm 7,34$
ECA	140	93	$2587,11 \pm 3834,36$	$192,28 \pm 7,55$

Оцінку впливу механізму кешування для обраних базових розмірів популяцій наведено в таблиці 4.7. Вимкнення кешу має значно сильніший негативний ефект

для алгоритму CMA-ES, ніж для ECA. Зокрема, для CMA-ES середній час виконання зростає з 1746,20 с до 9246,73 с, а пікове використання пам'яті — з 148,20 ГБ до 223,18 ГБ, що пояснюється високим рівнем повторного використання результатів обчислень другого рівня (середній відсоток влучань у кеш становить 86,17%). Натомість для ECA середній відсоток влучань становить лише 30,01%, тому сповільнення від вимкнення кешу є помірним.

Таблиця 4.7 — Вплив кешування для базових розмірів популяції на 128 потоках

Алгоритм	Розмір популяції	Режим кешування	Відсоток успішних запусків, %	Середній відсоток влучань у кеш, %	Час виконання, с	Пікове використання пам'яті, ГБ
CMA-ES	80	Увімк.	98	86,17	1746,20 ± 1039,77	148,20 ± 10,86
CMA-ES	80	Вимк.	98	-	9246,73 ± 1852,95	223,18 ± 11,34
ECA	100	Увімк.	94	30,01	1657,70 ± 1870,76	164,26 ± 37,67
ECA	100	Вимк.	93	-	2017,34 ± 1931,81	200,40 ± 47,12

Масштабовність розробленого методу залежно від кількості задіяних обчислювальних потоків відображено в таблиці 4.8 та на рисунку 4.7. Для кожної кількості потоків базові конфігурації алгоритмів оцінювали на однаковій контрольній вибірці з 10 запусків за незмінних параметрів. Обидва алгоритми відтворили еталонний розв'язок у 10 із 10 запусків, тому наведена в таблиці 4.8 успішність 100 % не є безпосередньо зіставною з показниками таблиць 4.6 і 4.7, розрахованими за 100 запусків. Зі збільшенням кількості потоків спостерігали монотонне зменшення часу виконання та одночасне зростання пікового використання оперативної пам'яті. Отримана залежність свідчить про сублінійне масштабування часу виконання: коефіцієнт прискорення зростав, однак його приріст поступово зменшувався через накладні витрати на паралельне виконання, роботу солвера, доступ до пам'яті та неоднакову складність окремих підзадач. Використання однакової контрольної вибірки й незмінних параметрів алгоритмів забезпечило коректність порівняння результатів для різної кількості потоків.

Таблиця 4.8 — Масштабовність базових конфігурацій алгоритмів залежно від кількості потоків за результатами 10 узгоджених запусків

Алгоритм	Кількість потоків	Відсоток успішних запусків, %	Час виконання, с	Пікове використання пам'яті, ГБ
CMA-ES	16	100	3145,43 ± 691,05	58,15 ± 3,43
CMA-ES	32	100	2426,09 ± 542,30	69,04 ± 4,43
CMA-ES	64	100	1934,13 ± 424,94	96,96 ± 5,94
CMA-ES	128	100	1557,11 ± 320,06	147,87 ± 8,15
ECA	16	100	3206,34 ± 357,64	65,47 ± 2,33
ECA	32	100	2430,19 ± 260,74	78,67 ± 6,62
ECA	64	100	1986,68 ± 229,13	103,47 ± 5,01
ECA	128	100	1593,66 ± 198,85	173,80 ± 6,77

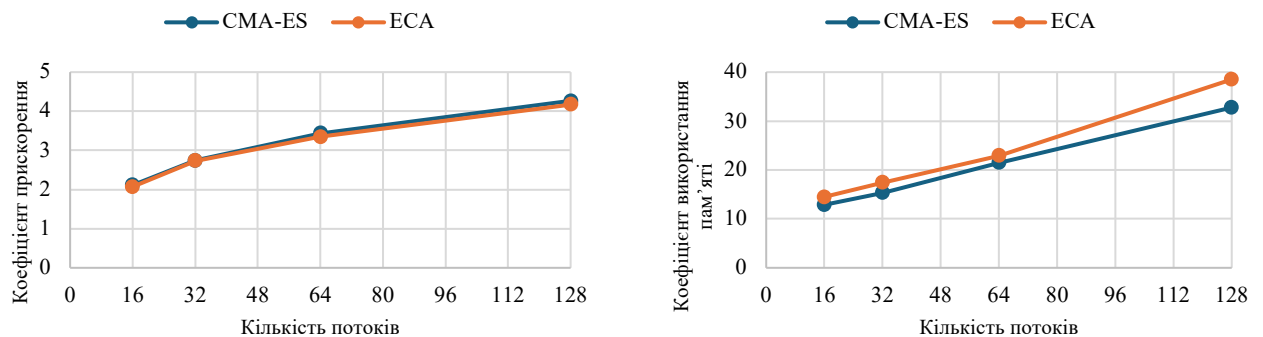


Рисунок 4.7 — Залежність коефіцієнтів прискорення (ліворуч) та використання пам'яті (праворуч) від кількості потоків

Аналіз запусків на 128 потоках, у яких не відтворено еталонний розв'язок (таблиця 4.9), виявив суттєві відмінності у поведінці алгоритмів. Для базової конфігурації CMA-ES (`popsize` = 80) еталонний розв'язок відтворено у 98 зі 100 запусків. У двох інших запусках алгоритм завершився через локальну стагнацію, однак сформував допустимі розв'язки із середнім відносним відхиленням значення цільової функції 0,70 % і максимальним відхиленням 1,30 % від еталонного значення. Отже, ця конфігурація CMA-ES характеризується високою повторюваністю еталонного результату та незначним відхиленням цільової функції в інших допустимих запусках. Для ECA запуски без відтворення еталонного розв'язку переважно завершувалися формуванням недопустимих структур, а для окремих розмірів популяції — також перевищенням ліміту часу.

Таблиця 4.9 — Аналіз запусків, у яких не відтворено еталонний розв’язок, на 128 потоках з увімкненим кешуванням

Алгоритм	Розмір популяції	Кількість невдалих запусків	Збої через ліміт часу	Збої збіжності	Збої збіжності до недопустимих розв’язків	Середнє відхилення, %	Максимальне відхилення, %
CMA-ES	40	35	0	35	0	1,1301	1,2979
CMA-ES	60	11	0	11	0	1,0803	1,2979
CMA-ES	80	2	0	2	0	0,6997	1,2979
CMA-ES	100	0	0	0	0	-	-
CMA-ES	120	0	0	0	0	-	-
ECA	60	25	0	25	25	-	-
ECA	80	16	2	14	14	-	-
ECA	100	6	0	6	6	-	-
ECA	120	8	4	4	4	-	-
ECA	140	7	4	3	3	-	-

Аналіз отриманих режимів роботи ЕЕС (рисунки 4.8-4.11) показав, що за заданих вхідних даних, параметрів і обмежень моделі найменші сумарні витрати відповідають стратегії, за якої генеруючі блоки ТЕС працюють із постійним базовим навантаженням на максимально допустимому рівні. Компенсація коливань генерації СЕС і пікових навантажень при цьому забезпечується маневреними можливостями СНЕ та операціями імпорту й експорту електроенергії. Такий режим дає змогу зменшити операційні витрати ТЕС завдяки уникненню роботи на частковому навантаженні та частих пусків і зупинок генеруючих блоків.

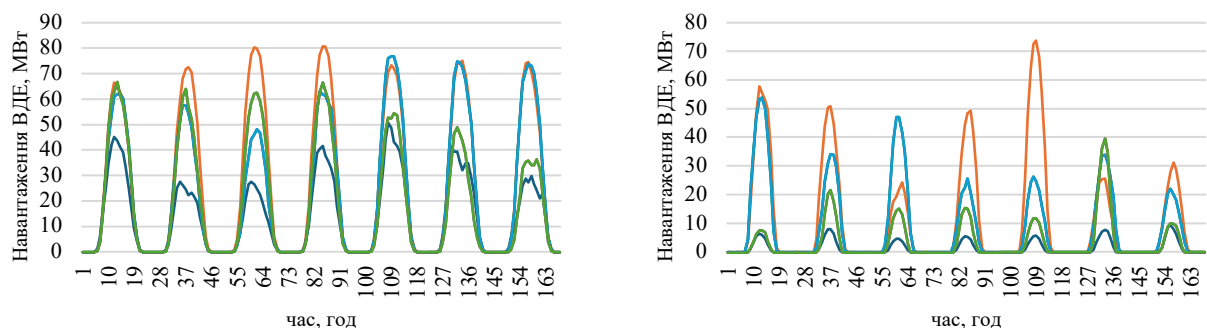


Рисунок 4.8 — Тижневі графіки навантаження ВДЕ, позначені кольорами за сценаріями, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів

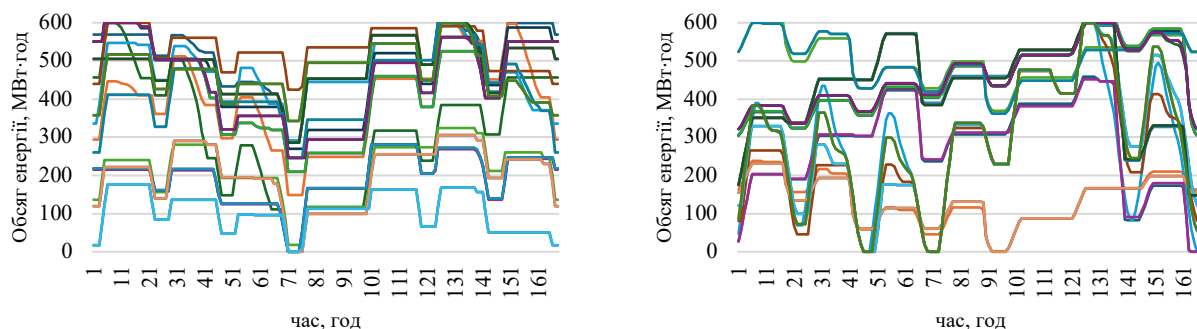


Рисунок 4.9 — Тижневі графіки обсягу накопиченої енергії в СНЕ, позначені кольорами за сценаріями, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів

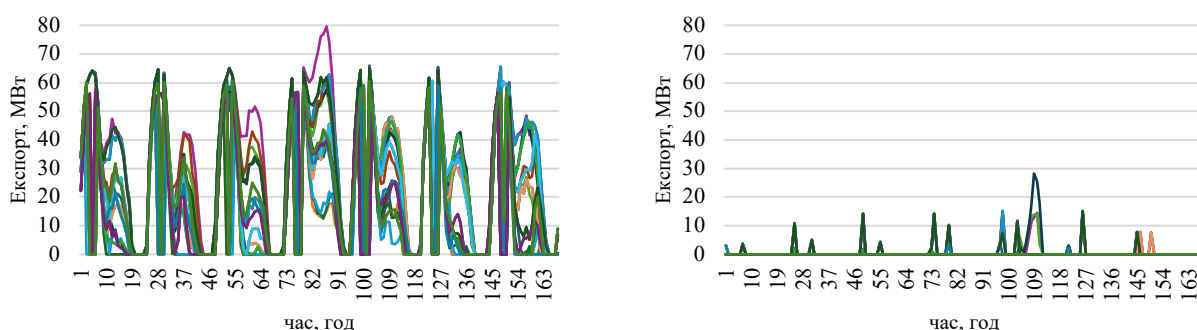


Рисунок 4.10 — Тижневі графіки потужності експорту електроенергії, позначені кольорами за сценаріями, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів

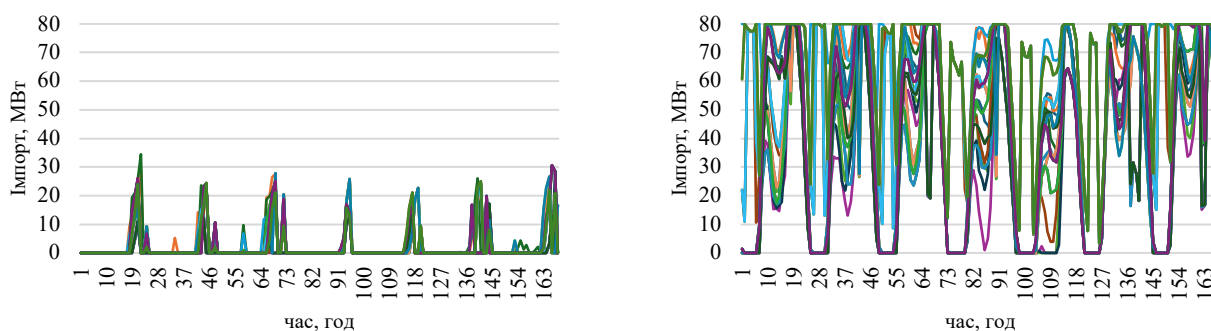


Рисунок 4.11 — Тижневі графіки потужності імпорту електроенергії, позначені кольорами за сценаріями, для літнього (ліворуч) та зимового (праворуч) сезонів

4.4. Практичне застосування результатів дослідження

Отримані теоретичні та експериментальні результати створюють науково-методологічне підґрунтя для розв'язання прикладних задач прогнозування

розвитку ЕЕС в умовах високої невизначеності та децентралізації. Розроблений паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей і архітектурні принципи побудови федеративного середовища моделювання ЕЕС зменшують розрив між складністю сучасних математичних моделей і потребою учасників ринку електроенергії в оперативних та обґрунтованих рішеннях.

Практична цінність запропонованих рішень полягає у створенні інструментарію, здатного забезпечити підтримку прийняття рішень на різних ієрархічних рівнях управління електроенергетикою. В умовах відбудови та трансформації електроенергетичного сектору України розроблені засоби дають змогу проводити сценарний аналіз альтернатив відновлення інфраструктури, оцінювати техніко-економічні характеристики інвестиційних альтернатив розподіленої генерації та створювати інформаційні та архітектурні передумови для узгодження планів розвитку між незалежними учасниками ринку без обов'язкового централізованого накопичення конфіденційних даних.

Нижче визначено умови доцільного застосування розробленого паралельного методу, охарактеризовано основні напрями його практичного використання, а також розглянуто підходи до інтеграції програмного комплексу в єдиний інформаційний простір та ефективність його застосування.

4.4.1. Умови доцільного застосування та основні напрями використання розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей

Доцільність застосування розробленого паралельного методу визначається характеристиками постановки задачі та доступного обчислювального середовища. Метод орієнтований насамперед на задачі, у яких необхідно оцінювати значну кількість дискретних варіантів структури генеруючих потужностей за множиною репрезентативних сценаріїв генерації та споживання, а відповідні операційні підзадачі для кожної пари «варіант структури — сценарій» є незалежними та можуть розв'язуватися у постановці MILP з урахуванням обмежень УС. Практичні

переваги методу проявляються, коли безпосереднє розв'язування задачі у монолітній MILP-постановці потребує значного часу, доступні багатопотокові обчислювальні ресурси та достатній обсяг оперативної пам'яті, а застосування метаевристичного пошуку з оцінюванням повторюваності результатів є прийнятним. Для задач малої розмірності, невеликої кількості сценаріїв або за жорстких обмежень щодо оперативної пам'яті доцільність застосування методу потребує окремого оцінювання.

Першим напрямом застосування розробленого методу є інформаційно-аналітична підтримка стратегічного планування розвитку ЕЕС України. У межах цього напрямку програмний комплекс може виконувати функцію нормативного прогнозування, визначаючи цільовий оптимальний стан структури генеруючих потужностей, необхідний для досягнення заданих техніко-економічних показників за прийнятих модельних обмежень. У поєднанні із запропонованою концептуальною архітектурою федеративного середовища моделювання метод може використовуватися для узгодженого оцінювання локальних прогнозних моделей незалежних учасників ринку, формування балансів потужностей та аналізу системних ефектів розвитку регіональних підсистем без обов'язкової фізичної консолідації чутливих даних.

Іншим напрямом застосування є проєктування локальних ЕЕС для територіальних громад та об'єктів критичної інфраструктури, здатних функціонувати за відсутності або істотного обмеження зовнішнього електропостачання. Розроблений паралельний метод дає змогу розв'язувати задачі структурного синтезу так званих «електроенергетичних островів», визначаючи структуру локальної ЕЕС, яка мінімізує сумарні витрати за заданих вимог до надійності та автономності електропостачання.

Окремим напрямом є інвестиційний аналіз та оцінювання ризиків проєктів розподіленої генерації. Скорочення часу моделювання завдяки паралельним обчисленням розширює можливості проведення багатосценарного аналізу. Розроблені засоби можуть використовуватися для порівняльного оцінювання

інвестиційних альтернатив за множиною заданих сценаріїв генерації, споживання та цін.

4.4.2. Інтеграція програмного комплексу як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання

Програмний комплекс, що реалізує розроблений паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей, може функціонувати як компонент федеративного середовища моделювання ЕЕС. Це відповідає сервіс-орієнтованій моделі (Solver-as-a-Service), де функціональні можливості компонента стають доступними учасникам ринку електроенергії через стандартизовані інтерфейси. Програмний модуль може бути розміщено у контейнері Docker та функціонувати як незалежний мікросервіс, що дає змогу розгортати його на сумісній локальній або хмарній інфраструктурі та викликати процедури оптимізації через Web API без необхідності глибокого розуміння внутрішньої логіки.

Для забезпечення інтероперабельності модуль може використовувати уніфіковані формати даних із реєстру форматів федеративного середовища моделювання ЕЕС. Це дає змогу автоматизувати завантаження вхідних параметрів, таких як прогнози генерації ВДЕ, та публікацію результатів.

Запропонована архітектура передбачає можливість реалізації моделі виконання «обчислення поруч із даними», за якої контейнер із програмним модулем може виконуватися у захищеному середовищі учасника федерації. За такої організації до спільного середовища можуть передаватися лише погоджені агреговані результати. Реалізація та перевірка відповідних механізмів безпеки виходять за межі цієї роботи.

Таким чином, розроблений програмний комплекс може розглядатися як обчислювальний компонент федеративного середовища моделювання ЕЕС, що надає функції оптимізації структури генеруючих потужностей через стандартизовані інтерфейси [26].

4.4.3. Ефективність розробленого методу в задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей

Підвищення обчислювальної ефективності розробленого методу оцінюється за скороченням часу багатосценарного оцінювання варіантів структури генеруючих потужностей за умови дотримання встановлених критеріїв якості та повторюваності результатів. Для локальної ЕЕС з ВДЕ та СНЕ використання ЕСА на 64 потоках зменшило середній час одного запуску з 1363,23 до 101,88 с, тобто у 13,38 раз, а еталонний розв'язок було відтворено у 99 % запусків. Для локальної ЕЕС з ВДЕ, СНЕ та ТЕС використання СМА-ES на 128 потоках зменшило середній час успішних запусків з 6644,21 до 1761,39 с, тобто у 3,77 раз. Еталонний розв'язок було відтворено у 98 % запусків, а у двох інших отримано допустимі розв'язки із середнім відносним відхиленням значення цільової функції 0,70 % від еталонного. Отримані результати розширюють можливості багатоваріантного сценарного оцінювання за прийнятний час.

Експериментально підтверджена здатність методу ефективно використовувати паралельні обчислювальні ресурси дає змогу формувати та розв'язувати значну кількість незалежних сценарних підзадач паралельно. Отримані результати свідчать про істотне, але сублінійне прискорення зі збільшенням кількості потоків, що створює передумови для подальшої апробації методу на більших регіональних моделях за наявності достатніх обчислювальних ресурсів. Водночас збільшення кількості потоків супроводжується зростанням пікового використання оперативної пам'яті, що визначає практичний компроміс між часом виконання та потребою в ресурсі пам'яті.

Отримані результати повністю узгоджуються з даними досліджень у суміжних задачах енергетики: зокрема, порівняння математичних та метаевристичних методів для задачі планування розвитку мереж підтверджує, що детерміновані методи є ефективними лише для малих просторів пошуку, тоді як на

великих масштабах метаевристики стають найефективнішою альтернативою для отримання допустимих рішень за прийнятний час [100].

В умовах воєнного стану така швидкодія забезпечує можливість динамічного перепланування: учасники ринку можуть оперативно перераховувати цільові конфігурації генеруючих потужностей у відповідь на руйнування або зміни попиту. Це може зменшувати ризик неефективних інвестицій і створює передумови для підвищення резильєнтності електроенергетичної інфраструктури за умови використання результатів моделювання у процесах планування та перепланування.

Висновки до розділу 4

У четвертому розділі виконано програмну реалізацію розробленого паралельного методу оптимізації структури генеруючих потужностей, проведено обчислювальні експерименти на тестових моделях ЕЕС та розглянуто практичне застосування отриманих результатів. Отримано такі основні результати:

1. Розроблено програмний комплекс мовою Julia з використанням інструментарію JuMP та солвера SCIP, який реалізує паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей. Програмний комплекс забезпечує формування варіантів структури генеруючих потужностей, розв'язання сценарних операційних підзадач у постановці MILP, агрегацію результатів оцінювання та організацію паралельних обчислень.

2. Визначено показники обчислювальної ефективності розробленого паралельного методу на тестовій моделі ЕЕС з ВДЕ та СНЕ. З використанням ЕСА на 64 потоках середній час одного запуску порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP зменшено у 13,38 раз, а еталонний розв'язок відтворено у 99 % запусків. Це підтверджує ефективність розпаралелювання сценарних операційних підзадач і придатність методу для багатосценарного оцінювання інвестиційних альтернатив.

3. Визначено показники обчислювальної ефективності розробленого паралельного методу на тестовій моделі ЕЕС з ВДЕ, СНЕ та ТЕС. З використанням

СМА-ES на 128 потоках середній час успішних запусків порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP зменшено у 3,77 рази, а еталонний розв'язок відтворено у 98 % запусків. У двох інших запусках отримано допустимі розв'язки, середнє відносне відхилення значення цільової функції яких від еталонного становило 0,70 %. Це підтверджує придатність методу для задач оптимізації структури генеруючих потужностей із детальнішим урахуванням операційних обмежень генеруючого обладнання. Для обох тестових моделей зі збільшенням кількості потоків коефіцієнт прискорення зростав сублінійно, водночас зростало й пікове використання оперативної пам'яті. Це визначає практичний компроміс між скороченням часу виконання та потребою в ресурсі пам'яті.

4. Визначено умови доцільного застосування та основні напрями використання розробленого паралельного методу у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Показано, що застосування методу є доцільним для багатоваріантного оцінювання значної кількості інвестиційних альтернатив за множиною незалежних сценарних операційних підзадач, коли безпосереднє розв'язування задачі у монолітній MILP-постановці потребує значних витрат часу та доступні багатопотокові обчислювальні ресурси з достатнім обсягом оперативної пам'яті. Основними напрямками використання методу є стратегічне планування розвитку ЕЕС, проєктування локальних і розподілених енергетичних систем, оцінювання інвестиційних альтернатив та аналіз впливу сценаріїв генерації і споживання на вибір оптимальної структури генеруючих потужностей.

5. Обґрунтовано можливість застосування програмного комплексу як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання ЕЕС. Програмний комплекс, що реалізує розроблений паралельний метод, може бути поданий як сервісний компонент, доступний через стандартизовані інтерфейси. Така організація дає змогу використовувати його у федеративному середовищі для виконання оптимізаційних розрахунків у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв'язано наукове завдання щодо підвищення обчислювальної ефективності комп'ютерного моделювання ЕЕС у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей шляхом розроблення паралельного методу, алгоритмів і програмних засобів його реалізації, а також щодо обґрунтування концептуальної архітектури федеративного середовища моделювання ЕЕС. Отримано такі основні результати:

1. Проаналізовано сучасні тенденції трансформації ЕЕС, методи та засоби моделювання таких систем у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Встановлено, що такі задачі потребують одночасного врахування інвестиційних рішень щодо структури генеруючого обладнання та операційних режимів його роботи. Показано, що зростання частки ВДЕ, використання СНЕ та необхідність урахування обмежень УС приводять до задач MILP великої розмірності, а наявні детерміновані, метаевристичні, декомпозиційні та паралельні підходи лише частково поєднують фізичну адекватність операційної моделі, пошук у дискретному просторі інвестиційних рішень і обчислювальну масштабовність. Обґрунтовано, що розподіленість моделей, даних і обчислювальних ресурсів між незалежними учасниками моделювання потребує архітектури узгодженої взаємодії незалежних моделей у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей.

2. Розроблено паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС, який поєднує метаевристичний пошук дискретних інвестиційних рішень, розпаралелювання обчислень за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами, а також розв'язання цих підзадач у постановці MILP з урахуванням обмежень УС. Це забезпечує паралельне багатосценарне моделювання режимів роботи генеруючого обладнання для оцінювання варіантів структури генеруючих потужностей без переходу до релаксованої постановки УС та без сурогатної апроксимації операційної моделі.

3. Розвинуто алгоритмічний підхід до організації та керування паралельним розв'язуванням задач оптимізації структури генеруючих потужностей ЕЕС. У межах розпаралелювання за варіантами структури та сценарними операційними підзадачами поєднано попередню фільтрацію варіантів інвестиційних рішень, кешування результатів їх оцінювання, формування незалежних завдань, планування та балансування виконання сформованих завдань, а також повторне використання екземплярів сценарних операційних моделей. Це зменшує повторні обчислення й накладні витрати без спрощення операційної MILP-моделі.

4. Запропоновано та обґрунтовано концептуальну архітектуру федеративного середовища моделювання ЕЕС для задач прогнозування розвитку генеруючих потужностей. Архітектура поєднує багаторівневу організацію компонентів, реєстри ресурсів, стандартизовані Web API, централізоване узгодження правил взаємодії та децентралізоване керування локальними моделями, даними й обчислювальними ресурсами. На відміну від централізованих монолітних систем та розподілених платформ ко-симуляції або оперативного керування, вона створює архітектурні передумови для синтаксичної інтероперабельності та координованої взаємодії незалежних моделей у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей без централізованого накопичення конфіденційних даних.

5. Реалізовано розроблений паралельний метод у вигляді програмного комплексу мовою Julia з використанням інструментарію JuMP та солвера SCIP. Програмний комплекс забезпечує формування варіантів структури генеруючих потужностей, розв'язання сценарних операційних підзадач у постановці MILP, агрегацію результатів оцінювання та організацію паралельних обчислень. Визначено умови доцільного застосування та основні напрями використання розробленого паралельного методу у задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей, а також обґрунтовано можливість застосування програмного комплексу як обчислювального компонента федеративного середовища моделювання ЕЕС.

6. Проведено обчислювальні експерименти на тестових моделях ЕЕС і визначено показники обчислювальної ефективності розробленого паралельного методу порівняно з безпосереднім розв'язуванням задачі у монолітній MILP-постановці солвером SCIP. Для системи на базі ВДЕ та СНЕ з використанням ЕСА на 64 потоках середній час одного запуску зменшено у 13,38 раза, а еталонний розв'язок відтворено у 99 % запусків. Для системи з ВДЕ, СНЕ та ТЕС з використанням СМА-ES на 128 потоках середній час успішних запусків зменшено у 3,77 раза, а еталонний розв'язок відтворено у 98 % запусків; у двох інших отримано допустимі розв'язки, для яких середнє відносне відхилення значення цільової функції від еталонного значення становило 0,70 %. Для обох тестових моделей зі збільшенням кількості потоків коефіцієнт прискорення зростав сублінійно, водночас зростало й пікове використання оперативної пам'яті. Отримані результати підтверджують обчислювальну ефективність розробленого методу з урахуванням компромісу між скороченням часу виконання та потребою в ресурсі пам'яті.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. International Energy Agency. Renewables 2025 - Analysis and forecasts to 2030. Paris: IEA, 2025. URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2025> (accessed: 16.12.2025).
2. Barrera-Singaña C., Comech M. P., Arcos H. A Comprehensive Review on the Integration of Renewable Energy Through Advanced Planning and Optimization Techniques. *Energies*. 2025. Vol. 18, No. 11. P. 2961. DOI: 10.3390/en18112961 (accessed: 21.09.2025).
3. Кабінет Міністрів України. Стратегія розвитку розподіленої генерації до 2035 року. 2024. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-skhvalennia-stratehii-rozvytku-rozpodilenoii-heneratsii-na-period-do-2035-roku-i-zatverdzhennia-s713180724> (дата звернення: 04.12.2025).
4. Knueven B., Ostrowski J., Watson J.-P. On Mixed-Integer Programming Formulations for the Unit Commitment Problem. *INFORMS Journal on Computing*. 2020. Vol. 32, No. 4. P. 857-876. DOI: 10.1287/ijoc.2019.0944 (accessed: 29.05.2025).
5. Henke H., Dekker M., Lombardi F., Pietzcker R., Fragkos P., Zakeri B., Rodrigues R., Sitarz J., Emmerling J., Fattahi A., Dalla Longa F., Tatarewicz I., Fotiou T., Lewarski M., Huppmann D., Kavvadias K., Van Der Zwaan B., Usher W. Comparing energy system optimization models and integrated assessment models: Relevance for energy policy advice. *Open Research Europe*. 2024. Vol. 3. P. 69. DOI: 10.12688/openreseurope.15590.2 (accessed: 26.11.2025).
6. Warweg O., Laskowski M., Sprenger T. Data ecosystem for a climate-neutral energy sector - Gaia-X: A Federated Secure Data Infrastructure. 2024. URL: <https://gaia-x.eu/data-ecosystem-for-a-climate-neutral-energy-sector/> (accessed: 25.11.2025).

7. ENTSO-E. Data Spaces [Electronic resource]. *ENTSO-E Technopedia*. 2025. URL: <https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/energy-data-spaces/> (accessed: 20.12.2025).
8. Duan S., Jiang S., Dai H., Wang L., He Z. The applications of hybrid approach combining exact method and evolutionary algorithm in combinatorial optimization. *Journal of Computational Design and Engineering*. 2023. Vol. 10, No. 3. P. 934-946. DOI: 10.1093/jcde/qwad029 (accessed: 23.08.2025).
9. Pecci F., Jenkins J. D. Regularized Benders Decomposition for High Performance Capacity Expansion Models. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2025. Vol. 40, No. 4. P. 3105-3116. DOI: 10.1109/TPWRS.2025.3526413 (accessed: 01.09.2025).
10. Gouriet M., Barancourt H., Boust M., Calvez P., Laskowski M., Taillandier A.-S., Tilman L., Uslar M., Warweg O. The Energy Data Space: The Path to a European Approach for Energy. *Designing Data Spaces: The Ecosystem Approach to Competitive Advantage* / ed. by Otto B., ten Hompel M., Wrobel S. Cham: Springer International Publishing, 2022. P. 535-575. DOI: 10.1007/978-3-030-93975-5_33 (accessed: 20.12.2025).
11. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 142008 Україна. Комп'ютерна програма «Оптимізація структури генеруючих потужностей локальної мережі, що складається з сонячних і вітрових електростанцій та систем накопичення енергії, з використанням алгоритму еволюційних центрів» («GER3-ECA») / Т. В. Пучко ; заявник і правовласник Т. В. Пучко ; опубл. 28.01.2026.
12. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 142009 Україна. Комп'ютерна програма «Оптимізація структури генеруючих потужностей локальної мережі, до складу якої входять сонячні, вітрові та теплові електростанції й системи накопичення енергії, на основі стратегії еволюції з адаптацією матриці коваріації» («GER4-CMA») / Т. В. Пучко ; опубл. 28.01.2026.

13. Саух С. Є., Пучко Т. В. Паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей з використанням метаевристичних алгоритмів та солвера SCIP. *Електронне моделювання*. 2025. Т. 47, № 4. С. 73-89. DOI: 10.15407/emodel.47.04.073 (дата звернення: 02.09.2025).
14. Saukh S., Puchko T. Parallel Optimization of Generation Capacity Structure in a Local Grid under Military Threats. *2024 14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)*, Athens, 11 October 2024. 2024. P. 1-8. DOI: 10.1109/DESSERT65323.2024.11122148 (accessed: 24.08.2025).
15. Saukh S., Puchko T. Mixed-Integer Linear Programming Solvers for Local Grid Capacity Planning Problems. *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 7 October 2024. 2024. P. 1-6. DOI: 10.1109/KhPIWeek61434.2024.10877970 (accessed: 17.02.2025).
16. Saukh S., Puchko T. Parallel Method Using Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy and SCIP Solver for Generation Capacity Structure Optimization. *2025 IEEE 6th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 6 October 2025. 2025. P. 1-6. DOI: 10.1109/KhPIWeek61436.2025.11288701 (accessed: 20.12.2025).
17. Саух С. Є., Пучко Т. В. Паралельні алгоритми розв'язування задач моделювання резильєнтних електроенергетичних систем. *Резильєнтність динамічних систем, науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали*, Київ, 27 груд. 2024 р. Київ: ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 47-49. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/naukovo-praktichna-konferenciya-rds-2024/> (дата звернення: 27.12.2024).
18. Saukh S., Puchko T. Hybrid Method for Optimizing the Structure of Power Generation Capacities Using An Evolutionary Algorithm and An MILP Solver. *Artificial Intelligence and Applications*. 2026. DOI: 10.47852/bonviewAIA62027499 (accessed: 14.06.2026).

19. Гільгурт С. Я., Пучко Т. В. Створення високопродуктивного середовища для моделювання електроенергетичних систем в умовах цілеспрямованих загроз. *Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія «Проблеми моделювання та автоматизації проектування»*. 2024. Т. 2, № 20. С. 23-34. DOI: 10.31474/2074-7888-2024-2-20-23-34 (дата звернення: 18.02.2025).
20. Hilgurt S., Puchko T., Kharchenko O. Parallel Simulation Environment for Planning the Development of Electric Power Systems under Terrorist and Military Threats. *2024 14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)*, Athens, 11 October 2024. 2024. P. 1-7. DOI: 10.1109/DESSERT65323.2024.11122256 (accessed: 02.09.2025).
21. Пучко Т. В. Федеративне середовище моделювання розвитку електроенергетики: децентралізація та цифровий суверенітет. *Енергетичний фронт: шостий театр воєнних дій (стратегія захисту, управління та відновлення)*, Міжнародна науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали, Київ, 27 берез. 2026 р. Київ: ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2026. С. 31-33. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/energy-front-2026/> (дата звернення: 29.03.2026).
22. Пучко Т. В. Стратегія еволюції з адаптацією матриці коваріації для оптимізації структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Збірник матеріалів XLIII Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, Київ, 14 трав. 2025 р. Київ: ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2025. С. 9-12. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/konferenciya-molodix-vchenix-2025/> (дата звернення: 14.05.2025).
23. Пучко Т. В. Мурашині алгоритми в задачах планування розгортання генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Збірник матеріалів XLII Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів*

- Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, Київ, 15 трав. 2024 р. Київ: ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 42-44. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/konferenciya-molodix-vchenix-2024/> (дата звернення: 15.05.2024).
24. Пучко Т. В. Метаевристичні алгоритми розв'язування задач оптимізації структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Безпека енергетики в епоху цифрової трансформації, VI науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали*, Київ, 13 груд. 2024 р. Київ: ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 111-114. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/naukovo-praktichna-konferenciya-bevect-2024/> (дата звернення: 13.12.2024).
 25. Пучко Т. В. Еволюція вебінтерфейсів прикладного програмування: рушійні сили, вплив на клієнтів та шаблони для надавачів. *Електронне моделювання*. 2023. Т. 45, № 4. С. 61-77. DOI: 10.15407/emodel.45.04.061 (дата звернення: 18.02.2025).
 26. Пучко Т. В. Федеративне середовище прогнозного моделювання енергетики України. *Електронне моделювання*. 2026. Т. 48, № 3. С. 95-110. DOI: 10.15407/elmodel.48.03.095 (дата звернення: 14.06.2026).
 27. International Energy Agency. World Energy Outlook 2025. Paris: IEA, 2025. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025> (accessed: 15.12.2025).
 28. Graham E., Fulghum N., Altieri K. Global Electricity Review 2025. London: Ember, 2025. URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/> (accessed: 15.12.2025).
 29. Dong Y., Zhang H., Ma P., Wang C., Zhou X. A Hybrid Robust-Interval Optimization Approach for Integrated Energy Systems Planning under Uncertainties. *Energy*. 2023. Vol. 274. P. 127267. DOI: 10.1016/j.energy.2023.127267 (accessed: 17.12.2025).

30. IRENA. IRENA Innovation Week 2025: Renewables and Digitalisation for a Sustainable Energy Future. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2025. URL: <https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/events/2025/06/irena-innovation-week/summary-report.pdf> (accessed: 16.12.2025).
31. Aybar-Mejía M., Jiménez E., Coste K., Mariano-Hernández D., Quintal-Palomo R., Sbriz-Zeitun G., Hernández J. D. la C., Domínguez Garabitos M., León Viltre L. T., Taveras Cruz A. J. Impact of distributed generation on the stability and operation of electric power systems: Analysis of scenarios including energy storage systems. *Renewable Energies*. 2025. Vol. 3, No. 2. DOI: 10.1177/27533735251353062 (accessed: 16.12.2025).
32. Kashyap S., Schwinger W., Grünberger S., Schaffer C., Hartner G. Energy Data Governance Fragmentation in Europe: Challenges, Models, and Pathways to Integration. *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2025. P. 1-6. DOI: 10.1109/EEM64765.2025.11050331 (accessed: 16.12.2025).
33. Wang J., Gao F., Zhou Y., Guo Q., Tan C.-W., Song J., Wang Y. Data Sharing in Energy Systems. *Advances in Applied Energy*. 2023. Vol. 10. P. 100132. DOI: 10.1016/j.adapen.2023.100132 (accessed: 16.12.2025).
34. Ali M., Kumar A., Choi B. J. Privacy Preserving Federated Learning for Energy Disaggregation of Smart Homes. *IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications*. 2025. Vol. 10, No. 1. DOI: 10.1049/cps2.70013 (accessed: 16.12.2025).
35. Griffith T. E. Strategic Attack of National Electrical System. Maxwell Air Force Base, Alabama: Air University Press, 1994.
36. Кабінет Міністрів України. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року. Міністерство економіки, довкілля та сільського господарства України, 2024. URL: <https://me.gov.ua/view/bb0b9ef5-ea96-4b8a-8f2f-471faf32c9df> (дата звернення: 25.11.2025).

37. OECD. OECD Energy Investment Policy Review of Ukraine. Paris: OECD Publishing, 2021. DOI: 10.1787/6e6e58c6-en (accessed: 22.12.2025).
38. ГО «ДІКСІ ГРУП». Індекс прозорості енергетики України 2024. 2025. URL: <https://indexua.dixigroup.org/assets/images/indexes/2024-indexua-ukr.pdf> (дата звернення: 22.12.2025).
39. Prina M. G., Manzolini G., Moser D., Nastasi B., Sparber W. Classification and Challenges of Bottom-up Energy System Models - A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 129. P. 109917. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109917 (accessed: 17.12.2025).
40. Ringkjøb H.-K., Haugan P. M., Solbrekke I. M. A Review of Modelling Tools for Energy and Electricity Systems with Large Shares of Variable Renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 96. P. 440-459. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.002 (accessed: 17.12.2025).
41. Lund H., Arler F., Østergaard P. A., Hvelplund F., Connolly D., Mathiesen B. V., Karnøe P. Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling. *Energies*. 2017. Vol. 10, No. 7. DOI: 10.3390/en10070840 (accessed: 17.12.2025).
42. Fattahi A., Sijm J., Faaij A. A Systemic Approach to Analyze Integrated Energy System Modeling Tools: A Review of National Models. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 133. P. 110195. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110195 (accessed: 30.10.2025).
43. Phillips K., Moncada J. A., Ergun H., Delarue E. Spatial Representation of Renewable Technologies in Generation Expansion Planning Models. *Applied Energy*. 2023. Vol. 342. P. 121092. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121092 (accessed: 29.03.2026).
44. Mena R., Godoy M., Catalán C., Viveros P., Zio E. Multi-Objective Two-Stage Stochastic Unit Commitment Model for Wind-Integrated Power Systems: A Compromise Programming Approach. *International Journal of Electrical Power &*

- Energy Systems*. 2023. Vol. 152. P. 109214. DOI: 10.1016/j.ijepes.2023.109214 (accessed: 18.12.2025).
45. Weng Y., Geng G., Jiang Q. Unit commitment of power systems considering system inertia constraints and uncertainties. *IET Renewable Power Generation*. 2024. Vol. 18, No. 14. P. 2512-2523. DOI: 10.1049/rpg2.13095 (accessed: 18.12.2025).
 46. Pfenninger S., Hirth L., Schlecht I., Schmid E., Wiese F., Brown T., Davis C., Gidden M., Heinrichs H., Heuberger C., Hilpert S., Krien U., Matke C., Nebel A., Morrison R., Müller B., Pleßmann G., Reeg M., Richstein J. C., Shivakumar A., Staffell I., Tröndle T., Wingenbach C. Opening the Black Box of Energy Modelling: Strategies and Lessons Learned. *Energy Strategy Reviews*. 2018. Vol. 19. P. 63-71. DOI: 10.1016/j.esr.2017.12.002 (accessed: 30.12.2025).
 47. Bistline J., Budolfson M., Francis B. Deepening Transparency about Value-Laden Assumptions in Energy and Environmental Modelling: Improving Best Practices for Both Modellers and Non-Modellers. *Climate Policy*. 2021. Vol. 21, No. 1. P. 1-15. DOI: 10.1080/14693062.2020.1781048 (accessed: 30.12.2025).
 48. Fodstad M., Crespo del Granado P., Hellemo L., Knudsen B. R., Pisciella P., Silvast A., Bordin C., Schmidt S., Straus J. Next Frontiers in Energy System Modelling: A Review on Challenges and the State of the Art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 160. P. 112246. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112246 (accessed: 30.12.2025).
 49. Pye S., Broad O., Bataille C., Brockway P., Daly H. E., Freeman R., Gambhir A., Geden O., Rogan F., Sanghvi S., Tomei J., Vorushylo I., Watson J. Modelling Net-Zero Emissions Energy Systems Requires a Change in Approach. *Climate Policy*. 2021. Vol. 21, No. 2. P. 222-231. DOI: 10.1080/14693062.2020.1824891 (accessed: 30.12.2025).
 50. Samarasinghe S. L., Moghimi M., Kaparaju P. A Review of Modelling Tools for Net-Zero Emission Energy Systems, Based on Model Capabilities, Modelling Criteria and Model Availability. *Renewable Energy Focus*. 2025. Vol. 53. P. 100659. DOI: 10.1016/j.ref.2024.100659 (accessed: 18.12.2025).

51. Kiviluoma J., Pallonetto F., Marin M., Savolainen P. T., Soininen A., Vennström P., Rinne E., Huang J., Kouveliotis-Lysikatos I., Ihlemann M., Delarue E., O'Dwyer C., O'Donnell T., Amelin M., Söder L., Dillon J. Spine Toolbox: A Flexible Open-Source Workflow Management System with Scenario and Data Management. *SoftwareX*. 2022. Vol. 17. P. 100967. DOI: 10.1016/j.softx.2021.100967 (accessed: 19.12.2025).
52. Alahmari S., Alghamdi I. A Comprehensive Survey on Energy-Efficient and Privacy-Preserving Federated Learning for Edge Intelligence and IoT. *Results in Engineering*. 2025. Vol. 28. P. 107849. DOI: 10.1016/j.rineng.2025.107849 (accessed: 19.12.2025).
53. Grataloup A., Jonas S., Meyer A. A Review of Federated Learning in Renewable Energy Applications: Potential, Challenges, and Future Directions. *Energy and AI*. 2024. Vol. 17. P. 100375. DOI: 10.1016/j.egyai.2024.100375 (accessed: 26.11.2025).
54. Zheng R., Sumper A., Aragüés-Peñalba M., Galceran-Arellano S. Advancing Power System Services With Privacy-Preserving Federated Learning Techniques: A Review. *IEEE Access*. 2024. Vol. 12. P. 76753-76780. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3407121 (accessed: 19.12.2025).
55. Liu H., Cai C., Li P., Wang Y., Zhao M., Tang C., Tu B., Li Y., Zheng X., Ma Y., Liang H., Chen M. Hybrid prediction system for reliable multi-seasonal sustainable energy generation under meteorological and environmental volatility. *Scientific Reports*. 2026. Vol. 16, No. 1. P. 8637. DOI: 10.1038/s41598-026-40486-7 (accessed: 03.04.2026).
56. Marinakis V. Big Data for Energy Management and Energy-Efficient Buildings. *Energies*. 2020. Vol. 13, No. 7. DOI: 10.3390/en13071555 (accessed: 20.12.2025).
57. Sunanda W. Generation Expansion Planning: A Bibliometric Review. *Journal of Engineering and Scientific Research*. 2025. Vol. 7, No. 1. P. 8-14. DOI: 10.23960/jesr.v7i1.199 (accessed: 29.03.2026).

58. Morales-España G., Ramírez-Elizondo L., Hobbs B. F. Hidden power system inflexibilities imposed by traditional unit commitment formulations. *Applied Energy*. 2017. Vol. 191. P. 223-238. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.01.089 (accessed: 29.05.2025).
59. Bacci T., Frangioni A., Gentile C., Tavlaridis-Gyparakis K. New Mixed-Integer Nonlinear Programming Formulations for the Unit Commitment Problems with Ramping Constraints. *Operations Research*. 2024. Vol. 72, No. 5. P. 2153-2167. DOI: 10.1287/opre.2023.2435 (accessed: 12.05.2026).
60. Li C., Conejo A. J., Liu P., Omell B. P., Sirola J. D., Grossmann I. E. Mixed-Integer Linear Programming Models and Algorithms for Generation and Transmission Expansion Planning of Power Systems. *European Journal of Operational Research*. 2022. Vol. 297, No. 3. P. 1071-1082. DOI: 10.1016/j.ejor.2021.06.024 (accessed: 12.05.2026).
61. Tumiran, Putranto L. M., Sarjiya, Wijaya F. D., Priyanto A., Savitri I. Generation Expansion Planning Based on Local Renewable Energy Resources: A Case Study of the Isolated Ambon-Seram Power System. *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 5. P. 3032. DOI: 10.3390/su14053032 (accessed: 29.03.2026).
62. Liu X., Liu J., Liu J., Yang Y. Multi-Period Optimal Capacity Expansion Planning Scheme of Regional Integrated Energy Systems Considering Multi-Time Scale Uncertainty and Generation Low-Carbon Retrofit. *Renewable Energy*. 2024. Vol. 231. P. 120920. DOI: 10.1016/j.renene.2024.120920 (accessed: 29.03.2026).
63. Nan J., Feng J., Deng X., Guan L., Sun K., Zhou H. A two-stage robust generation expansion planning framework for regional integrated energy systems with carbon growth constraints. *Frontiers in Energy Research*. 2023. Vol. 11. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1106628 (accessed: 29.03.2026).
64. Abdin A. F., Caunhye A., Zio E., Cardin M.-A. Optimizing Generation Expansion Planning with Operational Uncertainty: A Multistage Adaptive Robust Approach. *Applied Energy*. 2022. Vol. 306. P. 118032. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.118032 (accessed: 29.03.2026).

65. Bissiri M., Moura P., Perez R. C., Figueiredo N. C., da Silva P. P. Generation Capacity Expansion Planning with Spatially-Resolved Electricity Demand and Increasing Variable Renewable Energy Supply: Perspectives from Power Pooling in West Africa. *Applied Energy*. 2024. Vol. 364. P. 123115. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123115 (accessed: 29.03.2026).
66. Ghanbarzadeh T., Habibi D., Uddin S. M. M., Aziz A. Generation Expansion Planning: Transitioning toward Decarbonization with a Focus on Reliability and Dunkelflaute. *Electric Power Systems Research*. 2025. Vol. 248. P. 111871. DOI: 10.1016/j.epsr.2025.111871 (accessed: 29.03.2026).
67. Pombo D. V., Martinez-Rico J., Carrion M., Cañas-Carretón M. A Computationally Efficient Formulation for a Flexibility Enabling Generation Expansion Planning. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2023. Vol. 14, No. 4. P. 2723-2733. DOI: 10.1109/TSG.2022.3233124 (accessed: 29.03.2026).
68. Schwele A., Kazempour J., Pinson P. Do unit commitment constraints affect generation expansion planning? A scalable stochastic model. *Energy Systems*. 2020. Vol. 11, No. 2. P. 247-282. DOI: 10.1007/s12667-018-00321-z (accessed: 06.06.2026).
69. Vojvodic G., Novoa L. J., Jarrah A. I. Experimentation with Benders Decomposition for Solving the Two-Timescale Stochastic Generation Capacity Expansion Problem. *EURO Journal on Computational Optimization*. 2023. Vol. 11. P. 100059. DOI: 10.1016/j.ejco.2023.100059 (accessed: 20.10.2025).
70. Zizzo A., Schiera D. S., Bottaccioli L., Lanzini A. Optimal Sizing of Variable Renewable Energy Systems Using Two-Stage Stochastic Programming: A Comparative Analysis with the Deterministic Approach. *Renewable Energy*. 2026. Vol. 258. P. 124970. DOI: 10.1016/j.renene.2025.124970 (accessed: 03.04.2026).
71. Iseri F., Iseri H., Shah H., Iakovou E., Pistikopoulos E. N. Planning Strategies in the Energy Sector: Integrating Bayesian Neural Networks and Uncertainty Quantification in Scenario Analysis & Optimization. *Computers & Chemical*

- Engineering*. 2025. Vol. 198. P. 109097. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2025.109097 (accessed: 03.04.2026).
72. Kim M., Park T., Jeong J., Kim H. Stochastic Optimization of Home Energy Management System Using Clustered Quantile Scenario Reduction. *Applied Energy*. 2023. Vol. 349. P. 121555. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121555 (accessed: 03.04.2026).
 73. Levin T., Blaisdell-Pijuan P. L., Kwon J., Mann W. N. High Temporal Resolution Generation Expansion Planning for the Clean Energy Transition. *Renewable and Sustainable Energy Transition*. 2024. Vol. 5. P. 100072. DOI: 10.1016/j.rset.2023.100072 (accessed: 29.03.2026).
 74. Telle J.-S., Schönfeldt P., Schlüters S., Hanke B., von Maydell K. Stochastic Net Load Optimization in Distributed Integrated Energy Systems - A Forecast Based Scheduling Approach. *Smart Energy*. 2026. Vol. 21. P. 100228. DOI: 10.1016/j.segy.2026.100228 (accessed: 03.04.2026).
 75. Bukhari F. A., Alnowibet K. A. Integrated Robust Generation and Transmission Network Expansion Planning Considering Time Duration Uncertainty. *Electric Power Systems Research*. 2025. Vol. 239. P. 111269. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.111269 (accessed: 29.03.2026).
 76. Yang Q., Wang J., Liang J., Wang X. Chance-Constrained Coordinated Generation and Transmission Expansion Planning Considering Demand Response and High Penetration of Renewable Energy. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2024. Vol. 155. P. 109571. DOI: 10.1016/j.ijepes.2023.109571 (accessed: 29.03.2026).
 77. Valencia Zuluaga T., Musselman A., Watson J.-P., Oren S. S. Parallel Computing for Power System Climate Resiliency: Solving a Large-Scale Stochastic Capacity Expansion Problem with Mpi-Sppy. *Electric Power Systems Research*. 2024. Vol. 235. P. 110720. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110720 (accessed: 20.10.2025).
 78. Glista E., Watson J.-P. Electricity Grid Capacity Expansion Planning Considering Interconnection Queue Uncertainty. *2024 18th International Conference on*

- Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAAPS)*, Auckland, New Zealand. Auckland, New Zealand: IEEE, 2024. P. 1-6. DOI: 10.1109/PMAAPS61648.2024.10667148 (accessed: 29.03.2026).
79. Helistö N., Kiviluoma J., Holttinen H., Lara J. D., Hodge B. Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: A review of modeling approaches. *WIREs Energy and Environment*. 2019. Vol. 8, No. 5. P. e341. DOI: 10.1002/wene.341 (accessed: 06.06.2026).
 80. Koltsaklis N. E., Georgiadis M. C. A Multi-Period, Multi-Regional Generation Expansion Planning Model Incorporating Unit Commitment Constraints. *Applied Energy*. 2015. Vol. 158. P. 310-331. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.08.054 (accessed: 26.05.2026).
 81. Tejada-Arango D. A., Morales-España G., Wogrin S., Centeno E. Power-Based Generation Expansion Planning for Flexibility Requirements. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. Vol. 35, No. 3. P. 2012-2023. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2940286 (accessed: 06.06.2026).
 82. Poncelet K., Delarue E., D'haeseleer W. Unit Commitment Constraints in Long-Term Planning Models: Relevance, Pitfalls and the Role of Assumptions on Flexibility. *Applied Energy*. 2020. Vol. 258. P. 113843. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113843 (accessed: 06.06.2026).
 83. Abou El-Ela A. A., El-Sehiemy R. A., Shaheen A. M., Shalaby A. S., Mouwafi M. T. Robust generation expansion planning in power grids under renewable energy penetration via honey badger algorithm. *Neural Computing and Applications*. 2024. Vol. 36, No. 14. P. 7923-7952. DOI: 10.1007/s00521-024-09485-5 (accessed: 22.08.2025).
 84. Karunanithi K., Ramesh S., Raja S. P., Rowlo P. K. Generation Expansion Planning Considering Environmental Impact and Sustainable Development for an Indian State Using the LEAP Platform. *Utilities Policy*. 2024. Vol. 86. P. 101702. DOI: 10.1016/j.jup.2023.101702 (accessed: 29.03.2026).

85. Dora B. K., Bhat S., Halder S., Srivastava I. A Solution to the Techno-Economic Generation Expansion Planning Using Enhanced Dwarf Mongoose Optimization Algorithm. *2022 IEEE Bombay Section Signature Conference (IBSSC)*. 2022. P. 1-6. DOI: 10.1109/IBSSC56953.2022.10037536 (accessed: 03.04.2026).
86. Peng Q., Liu W., Shi Y., Dai Y., Yu K., Graham B. Multi-Objective Electricity Generation Expansion Planning towards Renewable Energy Policy Objectives under Uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Vol. 197. P. 114406. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114406 (accessed: 29.03.2026).
87. Hua B., Baldick R., Wang J. Representing Operational Flexibility in Generation Expansion Planning Through Convex Relaxation of Unit Commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33, No. 2. P. 2272-2281. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2735026 (accessed: 06.06.2026).
88. Shavandi H., Pirnia M., Fuller J. D. An Efficient Data-Driven Model for Generation Expansion Planning with Short-Term Operational Constraints. *2025 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2025. P. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM52009.2025.11225719 (accessed: 06.06.2026).
89. Wetzel M., Cao K.-K., Sasanpour S. Understanding the Performance Impact of a Massively Parallel Solver for Energy System Optimization Models - a Computational Experiment Using the PIPS-IPM++ Solver for REMix Instances. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2025. P. 101893. DOI: 10.1016/j.segan.2025.101893 (accessed: 20.10.2025).
90. Jacobson A., Pecci F., Sepulveda N., Xu Q., Jenkins J. A Computationally Efficient Benders Decomposition for Energy Systems Planning Problems with Detailed Operations and Time-Coupling Constraints. *INFORMS Journal on Optimization*. 2024. Vol. 6, No. 1. P. 32-45. DOI: 10.1287/ijoo.2023.0005 (accessed: 01.09.2025).
91. Lara C. L., Mallapragada D. S., Papageorgiou D. J., Venkatesh A., Grossmann I. E. Deterministic Electric Power Infrastructure Planning: Mixed-Integer Programming Model and Nested Decomposition Algorithm. *European Journal of Operational*

- Research*. 2018. Vol. 271, No. 3. P. 1037-1054. DOI: 10.1016/j.ejor.2018.05.039 (accessed: 26.05.2026).
92. Yagi K., Sioshansi R. Nested Benders's decomposition of capacity-planning problems for electricity systems with hydroelectric and renewable generation. *Computational Management Science*. 2024. Vol. 21, No. 1. P. 16. DOI: 10.1007/s10287-023-00469-9 (accessed: 29.05.2025).
 93. Azema, Leclère V., Ackooij W. van. Stronger cuts for Benders' decomposition for stochastic Unit Commitment Problems based on interval variables. *Optimization Online*, 2025. URL: <https://optimization-online.org/?p=32477> (accessed: 03.04.2026).
 94. Akter A., Zafir E. I., Dana N. H., Joysoyal R., Sarker S. K., Li L., Muyeen S. M., Das S. K., Kamwa I. A review on microgrid optimization with meta-heuristic techniques: Scopes, trends and recommendation. *Energy Strategy Reviews*. 2024. Vol. 51. P. 101298. DOI: 10.1016/j.esr.2024.101298 (accessed: 22.08.2025).
 95. Kannan S., Slochanal S. M. R., Padhy N. P. Application and Comparison of Metaheuristic Techniques to Generation Expansion Planning Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005. Vol. 20, No. 1. P. 466-475. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.840451 (accessed: 20.09.2025).
 96. Pathak K., Chaudhary S., Bhandari M. P., Sharma P., Poudel N., Neupane D. Optimal generation expansion planning model for solar PV generation on Run of River-based hydro-based power system using binary genetic algorithm. *International Journal of Low-Carbon Technologies*. 2024. Vol. 19. P. 1315-1322. DOI: 10.1093/ijlct/ctae079 (accessed: 22.08.2025).
 97. Sirikum J., Techanitisawad A., Kachitvichyanukul V. A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22, No. 3. P. 1092-1100. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.901092 (accessed: 01.09.2025).
 98. de Oliveira E. J., Nepomuceno L. S., de Oliveira L. W., de Paula A. N. A Novel Framework for Co-Expansion Planning of Transmission Lines and Energy Storage

- Devices Considering Unit Commitment. *Technologies*. 2025. Vol. 13, No. 6. P. 241. DOI: 10.3390/technologies13060241 (accessed: 26.05.2026).
99. Vrionis C., Tsalavoutis V., Tolis A. A Generation Expansion Planning Model for Integrating High Shares of Renewable Energy: A Meta-Model Assisted Evolutionary Algorithm Approach. *Applied Energy*. 2020. Vol. 259. P. 114085. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114085 (accessed: 20.10.2025).
 100. Morquecho E. G., Torres S. P., Astudillo-Salinas F., Ergun H., Van Hertem D., Castro C. A., Blum C. Comparison of an Improved Metaheuristic and Mathematical Optimization Based Methods to Solve the Static AC TNEP Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2024. Vol. 39, No. 2. P. 3240-3256. DOI: 10.1109/TPWRS.2023.3305431 (accessed: 03.04.2026).
 101. Alrasheedi A. F., Alnowibet K. A., Alshamrani A. M. A Unit Commitment Based-Co-Optimization of Generation and Transmission Expansion Planning to Mitigate Market Power. *Electric Power Systems Research*. 2023. Vol. 214. P. 108860. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108860 (accessed: 06.06.2026).
 102. Flores-Quiroz A., Palma-Behnke R., Zakeri G., Moreno R. A Column Generation Approach for Solving Generation Expansion Planning Problems with High Renewable Energy Penetration. *Electric Power Systems Research*. 2016. Vol. 136. P. 232-241. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.02.011 (accessed: 06.06.2026).
 103. Eric U. O., Michael O. O. Overview of Agglomerative Hierarchical Clustering Methods. *British Journal of Computer, Networking and Information Technology*. 2024. Vol. 7, No. 2. P. 14-23. DOI: 10.52589/BJCNIT-CV9POOGW (accessed: 27.03.2026).
 104. Saukh S., Borysenko A. Cluster and Representative Models for Generation Units of Flexible Grids with Small Modular Reactors. *Nuclear and Radiation Safety*. 2024. 1(101). P. 49-58. DOI: 10.32918/nrs.2024.1(101).05 (accessed: 22.11.2024).
 105. Marty T., Hansen N., Auger A., Semet Y., Héron S. LB+IC-CMA-ES: Two Simple Modifications of CMA-ES to Handle Mixed-Integer Problems. *Parallel Problem Solving from Nature – PPSN XVIII* / ed. by Affenzeller M., Winkler S. M.,

- Kononova A. V., Trautmann H., Tušar T., Machado P., Bäck T. Cham: Springer Nature Switzerland, 2024. Vol. 15149. P. 284-299. (Lecture Notes in Computer Science). DOI: 10.1007/978-3-031-70068-2_18 (accessed: 29.05.2025).
106. Schlüter M., Egea J. A., Banga J. R. Extended ant colony optimization for non-convex mixed integer nonlinear programming. *Computers & Operations Research*. 2009. Vol. 36, No. 7. P. 2217-2229. DOI: 10.1016/j.cor.2008.08.015 (accessed: 07.05.2025).
 107. Mejía-de-Dios J.-A., Mezura-Montes E. A New Evolutionary Optimization Method Based on Center of Mass. *Decision Science in Action* / ed. by Deep K., Jain M., Salhi S. Singapore: Springer Singapore, 2019. P. 65-74. (Asset Analytics). DOI: 10.1007/978-981-13-0860-4_6 (accessed: 22.11.2024).
 108. Rahmaniani R., Crainic T. G., Gendreau M., Rei W. The Benders decomposition algorithm: A literature review. *European Journal of Operational Research*. 2017. Vol. 259, No. 3. P. 801-817. DOI: 10.1016/j.ejor.2016.12.005 (accessed: 22.11.2024).
 109. Energy Charter Secretariat. Synchronization of Strategic Documents in the Energy Sector in the Context of the Post-War Recovery of Ukraine. 2022. URL: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2022_11_15_-_Strategic_documents-_eng.pdf (accessed: 25.11.2025).
 110. Stiewe C. A Cost-Efficient Deployment of Renewables. *Reaching Ukraine's energy and climate targets*. Low Carbon Ukraine, 2021. P. 119-135. URL: https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/LCU_Reaching-Ukraines-energy-and-climate-targets.pdf (accessed: 25.11.2025).
 111. Sun Q., Ma H., Zhao T., Xin Y., Chen Q. Break down the decentralization-security-privacy trilemma in management of distributed energy systems. *Nature Communications*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 4508. DOI: 10.1038/s41467-024-48860-7 (accessed: 15.01.2026).

112. Mosleh M., Dalili K., Heydari B. Distributed or Monolithic? A Computational Architecture Decision Framework. *IEEE Systems Journal*. 2018. Vol. 12, No. 1. P. 125-136. DOI: 10.1109/JSYST.2016.2594290 (accessed: 25.11.2025).
113. Pettenpohl H., Spiekermann M., Both J. R. International Data Spaces in a Nutshell. *Designing Data Spaces : The Ecosystem Approach to Competitive Advantage* / ed. by Otto B., ten Hompel M., Wrobel S. Cham: Springer International Publishing, 2022. P. 29-40. DOI: 10.1007/978-3-030-93975-5_3 (accessed: 18.01.2026).
114. Lycklama D. Data Space Functionality. *Designing Data Spaces : The Ecosystem Approach to Competitive Advantage* / ed. by Otto B., ten Hompel M., Wrobel S. Cham: Springer International Publishing, 2022. P. 521-534. DOI: 10.1007/978-3-030-93975-5_32 (accessed: 18.01.2026).
115. Wang S., Keivanloo I., Zou Y. How Do Developers React to RESTful API Evolution? *Service-Oriented Computing*, Berlin, Heidelberg / ed. by Franch X., Ghose A. K., Lewis G. A., Bhiri S. Berlin, Heidelberg: Springer, 2014. P. 245-259. DOI: 10.1007/978-3-662-45391-9_17 (accessed: 06.06.2026).
116. Sohan S. M., Anslow C., Maurer F. A Case Study of Web API Evolution. *2015 IEEE World Congress on Services*, New York City, NY, USA. New York City, NY, USA: IEEE, 2015. P. 245-252. DOI: 10.1109/SERVICES.2015.43 (accessed: 06.06.2026).
117. Yasmin J., Tian Y., Yang J. A First Look at the Deprecation of RESTful APIs: An Empirical Study. *2020 IEEE International Conference on Software Maintenance and Evolution (ICSME)*. 2020. P. 151-161. DOI: 10.1109/ICSME46990.2020.00024 (accessed: 06.06.2026).
118. Di Lauro F., Serbout S., Pautasso C. To Deprecate or to Simply Drop Operations? An Empirical Study on the Evolution of a Large OpenAPI Collection. *Software Architecture*, Cham / ed. by Gerostathopoulos I., Lewis G., Batista T., Bureš T. Cham: Springer International Publishing, 2022. P. 38-46. DOI: 10.1007/978-3-031-16697-6_3 (accessed: 25.11.2025).
119. Lübke D., Zimmermann O., Pautasso C., Zdun U., Stocker M. Interface Evolution Patterns: Balancing Compatibility and Extensibility across Service Life Cycles.

- Proceedings of the 24th European Conference on Pattern Languages of Programs*, New York, NY, USA. New York, NY, USA: Association for Computing Machinery, 2019. P. 1-24. DOI: 10.1145/3361149.3361164 (accessed: 26.01.2026).
120. Bezanson J., Edelman A., Karpinski S., Shah V. B. Julia: A Fresh Approach to Numerical Computing. *SIAM Review*. 2017. Vol. 59, No. 1. P. 65-98. DOI: 10.1137/141000671 (accessed: 22.11.2024).
 121. Lubin M., Dowson O., Garcia J. D., Huchette J., Legat B., Vielma J. P. JuMP 1.0: recent improvements to a modeling language for mathematical optimization. *Mathematical Programming Computation*. 2023. Vol. 15, No. 3. P. 581-589. DOI: 10.1007/s12532-023-00239-3 (accessed: 29.05.2025).
 122. Berkhout V., Frey C., Hertweck P., Nestle D., Wickert M. Energy Data Space. *Designing Data Spaces : The Ecosystem Approach to Competitive Advantage* / ed. by Otto B., ten Hompel M., Wrobel S. Cham: Springer International Publishing, 2022. P. 329-341. DOI: 10.1007/978-3-030-93975-5_20 (accessed: 23.12.2025).
 123. Bolusani S., Besançon M., Bestuzheva K., Chmiela A., Dionísio J., Donkiewicz T., van Doornmalen J., Eifler L., Ghannam M., Gleixner A., Graczyk C., Halbig K., Hedtke I., Hoen A., Hojny C., van der Hulst R., Kamp D., Koch T., Kofler K., Lentz J., Manns J., Mexi G., Mühmer E., Pfetsch M. E., Schlösser F., Serrano F., Shinano Y., Turner M., Vigerske S., Weninger D., Xu L. The SCIP Optimization Suite 9.0. arXiv, 2024. DOI: 10.48550/ARXIV.2402.17702 (accessed: 22.12.2024).
 124. Syama S., Ramprabhakar J., Anand R., Guerrero J. M. An integrated binary metaheuristic approach in dynamic unit commitment and economic emission dispatch for hybrid energy systems. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14, No. 1. P. 23964. DOI: 10.1038/s41598-024-75743-0 (accessed: 29.05.2025).
 125. Wang F., Zheng W., Zhao J., Forghan H. Enhancing Efficiency and Reliability of Multi-Energy Systems: A Hybrid Heuristic Algorithm for Interconnected Energy Hubs. *Electric Power Systems Research*. 2024. Vol. 231. P. 110273. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110273 (accessed: 03.04.2026).

126. Schlueter M., Munetomo M. MIDACO Parallelization Scalability on 200 MINLP Benchmarks. *Journal of Artificial Intelligence and Soft Computing Research*. 2017. Vol. 7, No. 3. P. 171-181. DOI: 10.1515/jaiscr-2017-0012 (accessed: 22.11.2024).
127. Nikolaus Hansen [et al.]. CMA-ES/Pycma: R4.0.0. Zenodo, 2024. DOI: 10.5281/ZENODO.2559634 (accessed: 02.05.2025).
128. Mejía-de-Dios J.-A., Mezura-Montes E. Metaheuristics: A Julia Package for Single- and Multi-Objective Optimization. *Journal of Open Source Software*. 2022. Vol. 7, No. 78. P. 4723. DOI: 10.21105/joss.04723 (accessed: 22.11.2024).
129. Batch System PBSPRO (Vulcan) - HLRS Platforms [Electronic resource]. 2025. URL: [https://kb.hlrs.de/platforms/index.php/Batch_System_PBSPRO_\(vulcan\)](https://kb.hlrs.de/platforms/index.php/Batch_System_PBSPRO_(vulcan)) (accessed: 29.05.2025).

ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Saukh S., Puchko T. Hybrid Method for Optimizing the Structure of Power Generation Capacities Using An Evolutionary Algorithm and An MILP Solver. *Artificial Intelligence and Applications*. 2026. DOI: 10.47852/bonviewAIA62027499 (*Scopus*, кuartиль Q1. *Особистий внесок: методологічне опрацювання алгоритмічної схеми оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції на рівні популяцій та сценаріїв, програмна реалізація, підготовка й опрацювання даних, проведення обчислювальних експериментів та візуалізація отриманих результатів*).
2. Пучко Т. В. Федеративне середовище прогнозного моделювання енергетики України. *Електронне моделювання*. 2026. Т. 48, № 3. С. 95-110. DOI: 10.15407/elmodel.48.03.095 (*Фахове видання категорії Б*).
3. Саух С. Є., Пучко Т. В. Паралельний метод оптимізації структури генеруючих потужностей з використанням метаевристичних алгоритмів та солвера SCIP. *Електронне моделювання*. 2025. Т. 47, № 4. С. 73–89. DOI: 10.15407/emodel.47.04.073 (*Фахове видання категорії Б. Особистий внесок: розроблення методології та алгоритмів оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції на рівні популяцій та сценаріїв, програмна реалізація, проведення експериментів та візуалізація отриманих результатів*).
4. Гільгурт С. Я., Пучко Т. В. Створення високопродуктивного середовища для моделювання електроенергетичних систем в умовах цілеспрямованих загроз. *Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія «Проблеми моделювання та автоматизації проектування»*. 2024. Т. 2, № 20. С. 23–34. DOI: 10.31474/2074-7888-2024-2-20-23-34 (*Фахове*

видання категорії Б. *Особистий внесок: технічна реалізація паралельного середовища моделювання, інтеграція моделей з алгоритмами оптимізації та форматами даних, проведення обчислювальних експериментів*).

5. Пучко Т. В. Еволюція вебінтерфейсів прикладного програмування: рушійні сили, вплив на клієнтів та шаблони для надавачів. *Електронне моделювання*. 2023. Т. 45, № 4. С. 61–77. DOI: 10.15407/emodel.45.04.061 (Фахове видання категорії Б).
6. Saukh S., Puchko T. Parallel Method using Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy and SCIP Solver for Generation Capacity Structure Optimization. 2025 *IEEE 6th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 6 October 2025. 2025. P. 1–6. DOI: 10.1109/KhPIWeek61436.2025.11288701 (*Scopus. Особистий внесок: розроблення методології оптимізації структури генеруючих потужностей на основі алгоритму СМА-ES, адаптація математичної моделі, проведення обчислювальних експериментів та формальний аналіз результатів. Форма участі: усна доповідь*).
7. Saukh S., Puchko T. Parallel Optimization of Generation Capacity Structure in a Local Grid under Military Threats. 2024 *14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)*, Athens, 11 October 2024. 2024. P. 1–8. DOI: 10.1109/DESSERT65323.2024.11122148 (*Scopus. Особистий внесок: розроблення алгоритмів оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням дворівневої декомпозиції, програмна реалізація та візуалізація отриманих результатів. Форма участі: усна доповідь*).
8. Hilgurt S., Puchko T., Kharchenko O. Parallel Simulation Environment for Planning the Development of Electric Power Systems under Terrorist and Military Threats. 2024 *14th International Conference on Dependable Systems, Services and Technologies (DESSERT)*, Athens, 11 October 2024. 2024. P. 1–7. DOI: 10.1109/DESSERT65323.2024.11122256 (*Scopus. Особистий внесок:*

технічна реалізація паралельного середовища моделювання на основі програмних скриптів для керування обчислювальним процесом на кластері, інтеграція моделей з алгоритмами оптимізації та форматами даних, проведення обчислювальних експериментів. Форма участі: заочна участь).

9. Saukh S., Puchko T. Mixed-Integer Linear Programming Solvers for Local Grid Capacity Planning Problems. *2024 IEEE 5th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, 7 October 2024. 2024. P. 1–6. DOI: 10.1109/KhPIWeek61434.2024.10877970 (*Scopus. Особистий внесок: адаптація математичної моделі, здійснення програмної реалізації, проведення обчислювальних експериментів та формальний аналіз результатів. Форма участі: усна доповідь*).
10. Пучко Т. В. Федеративне середовище моделювання розвитку електроенергетики: децентралізація та цифровий суверенітет. *Енергетичний фронт: шостий театр воєнних дій (стратегія захисту, управління та відновлення)*, Міжнародна науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали, м. Київ, 27 берез. 2026 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2026. С. 31–33. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/energy-front-2026/> (*Форма участі: усна доповідь*).
11. Пучко Т. В. Стратегія еволюції з адаптацією матриці коваріації для оптимізації структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Збірник матеріалів XLIII Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, м. Київ, 14 трав. 2025 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2025. С. 9–12. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/konferenciya-molodix-vchenix-2025/> (*Форма участі: усна доповідь*).

12. Саух С. Є., Пучко Т. В. Паралельні алгоритми розв'язування задач моделювання резильєнтних електроенергетичних систем. *Резильєнтність динамічних систем, науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали*, м. Київ, 27 груд. 2024 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 47–49. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/naukovo-praktichna-konferenciya-rds-2024/> (Особистий внесок: розроблення алгоритмів оптимізації структури генеруючих потужностей із застосуванням декомпозиції, проведення обчислювальних експериментів. Форма участі: усна доповідь).
13. Пучко Т. В. Метаевристичні алгоритми розв'язування задач оптимізації структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Безпека енергетики в епоху цифрової трансформації, VI науково-практична конференція Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України : матеріали*, м. Київ, 13 груд. 2024 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 111–114. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/naukovo-praktichna-konferenciya-bevect-2024/> (Форма участі: усна доповідь).
14. Пучко Т. В. Мурашині алгоритми в задачах планування розгортання генеруючих потужностей електроенергетичних систем. *Збірник матеріалів XLII Науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, м. Київ, 15 трав. 2024 р. Київ : ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2024. С. 42–44. URL: <https://ipme.kiev.ua/konferencii/konferenciya-molodix-vchenix-2024/> (Форма участі: усна доповідь).

**ДОДАТОК Б. КОПІЇ СВИДОЦТВ ПРО ДЕРЖАВНУ РЕЄСТРАЦІЮ
АВТОРСЬКОГО ПРАВА**

УКРАЇНА



СВИДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 142008

Комп'ютерна програма «Оптимізація структури генеруючих потужностей локальної мережі, що складається з сонячних і вітрових електростанцій та систем накопичення енергії, з використанням алгоритму еволюційних центрів» («GER3-ECA»)

(вид, назва твору)

Автор (співавтори) Пучко Тарас Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), псевдонім (за наявності))

Авторські майнові права належать повністю Пучко Тарас Вікторович, вул. Воскресенська, 12-А, кв. 148, м. Київ, 02130

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності) фізичної особи / найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації 28 січня 2026 р.

**Директор Державної організації
«Український національний
офіс інтелектуальної власності
та інновацій»**

 **Олена ОРЛЮК**



УКРАЇНА



СВІДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 142009

Комп'ютерна програма «Оптимізація структури генеруючих потужностей локальної мережі, до складу якої входять сонячні, вітрові та теплові електростанції й системи накопичення енергії, на основі стратегії еволюції з адаптацією матриці коваріації» («GER4-CMA»)

(вид, назва твору)

Автор (співавтори) **Пучко Тарас Вікторович**

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), псевдонім (за наявності))

Авторські майнові права належать повністю **Пучко Тарас Вікторович, вул. Воскресенська, 12-А, кв. 148, м. Київ, 02130**

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності) фізичної особи / найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації 28 січня 2026 р.

Директор Державної організації
«Український національний
офіс інтелектуальної власності
та інновацій»


Олена ОРЛЮК



ДОДАТОК В. КОПІЯ АКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор Інституту проблем
моделювання в енергетиці
ім. Г.Є. Пухова НАН України,
чл.-кор. НАН України, д.т.н., проф.



 Володимир МОХОР

«05» травня 2026 р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Цей акт складено про те, що результати дисертаційної роботи **Пучка Тараса Вікторовича** на тему «**Методи, алгоритми та програмні засоби паралельного моделювання електроенергетичних систем в задачах прогнозування розвитку генеруючих потужностей**», поданої на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю 122 «Комп'ютерні науки», впроваджено у науково-дослідну діяльність Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України під час виконання проєкту **2025.07/0204 «Паралельні методи та алгоритми розв'язування задач змішаного цілочисельного лінійного програмування для планування розвитку структурно мінливих і резильєнтних електроенергетичних систем України**», що виконується за рахунок грантової підтримки Національного фонду досліджень України в межах конкурсу «Передова наука в Україні 2026–2028». Впровадження здійснено шляхом використання науково-методичних положень, моделей, алгоритмічних підходів і програмних напрацювань, одержаних у дисертаційній роботі, зокрема для: формування методичної основи розроблення паралельних методів розв'язування великомасштабних задач змішаного цілочисельного лінійного програмування, що виникають під час планування розвитку структурно мінливих і резильєнтних електроенергетичних систем України; обґрунтування принципів декомпозиції та паралельного розв'язування задач планування розвитку генеруючих потужностей, зокрема шляхом поєднання пошуку інвестиційних рішень із детальним MILP-моделюванням операційних режимів електроенергетичної системи; уточнення постановок задач коротко- та середньострокового прогнозування розвитку електроенергетичних систем з урахуванням обмежень резильєнтності, сценарності, структурної мінливості та можливості функціонування окремих фрагментів системи в режимі керованих енергетичних островів; формування вимог до бібліотеки моделей і тестових задач, що використовуються у проєкті для перевірки, порівняння та експериментальної апробації паралельних алгоритмів розв'язування MILP-задач; визначення архітектурних принципів побудови програмного інструментарію для моделювання резильєнтних електроенергетичних систем, включно з можливістю інтеграції незалежних моделей і джерел даних у спільне середовище без централізованого накопичення конфіденційної інформації.

Науковий керівник проєкту 2025.07/0204,
заступник директора з науково-організаційної роботи
Інституту проблем моделювання в енергетиці
ім. Г.Є. Пухова НАН України,
д.т.н., с.н.с.



Володимир АРТЕМЧУК