НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ХОМУТОВ СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ

УДК 620.9; 621.311.26; 621.311.24

ДИСЕРТАЦІЯ

БАГАТОРІВНЕВЕ АДАПТИВНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ЛОКАЛЬНИХ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ТА УСТАНОВКАМИ ЗБЕРІГАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії
Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
Частини тексту дисертації, під час написання яких використовувалися технології штучного інтелекту, перевірені та відредаговані особисто.

_____ Хомутов Сергій

Науковий керівник член-кор. НАН України, доктор техн. наук

Кузнєцов Микола Петрович

Київ – 2026

АНОТАЦІЯ

Хомутов С. В. Багаторівневе адаптивне керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами та установками зберігання електроенергії. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Інститут відновлюваної енергетики Національної академії наук України, Київ, 2026.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню актуальної науково-технічної задачі – підвищенню динамічної стійкості, надійності та енергоефективності локальних комбінованих систем електрозабезпечення (ЛКСЕ) в умовах інерційного дефіциту та стохастичності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Об’єктом дослідження є процеси перетворення, балансування та керування потоками енергії у ЛКСЕ з ВДЕ та установками зберігання електроенергії (УЗЕ). Предметом дослідження виступають методи, моделі та алгоритми багаторівневого адаптивного керування режимами роботи таких систем із інверторними джерелами. Метою дослідження є забезпечення стабільності параметрів частоти й напруги при зміні режимів роботи шляхом розроблення методів адаптивного керування параметрами інверторів та участю УЗЕ у балансуванні потужності.

Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел, а також додатків.

У *вступі* обґрунтовано актуальність теми дисертаційної роботи, сформульовано мету та основні завдання дослідження, вказано наукову новизну та практичне значення одержаних результатів.

У *першому розділі* виконано аналіз сучасних тенденцій розвитку локальних комбінованих систем електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії. Розглянуто особливості функціонування інверторно-орієнтованих енергетичних систем, проаналізовано алгоритми керування

інверторними ресурсами, формалізовано технологічні конфлікти, обґрунтовано необхідність адаптивного багаторівневого керування.

У *другому розділі* розроблено математичні моделі та методи адаптивного керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення. Сформовано багаторівневу структуру керування, запропоновано інтегральний критерій адаптивності J_{adapt} та метод побудови карт режимів. Обґрунтовано використання стохастичної оптимізації та цифрових двійників.

У *третьому розділі* розроблено цифровий двійник ЛКСЕ та алгоритми адаптивного керування режимами роботи інверторно-орієнтованих енергетичних систем. Досліджено вплив параметрів керування на стійкість системи, сформовано методи інтеграції цифрового двійника з SCADA/EMS-системами на основі стандартів CIM та IEC/TS 62351.

У *четвертому розділі* проведено моделювання, аналіз та оцінювання практичних режимів роботи комбінованої системи електрозабезпечення. Сформовано сценарії роботи, виконано моделювання перехідних процесів, проведено аналіз ресурсних характеристик та оцінено вплив різних алгоритмів керування на динамічну стійкість системи. Побудовано карти адаптивності, виконано порівняння режимів роботи системи за критеріями надійності, енергоефективності та деградації УЗЕ, сформовано практичні рекомендації щодо впровадження запропонованих методів керування.

У *висновках* наведено основні результати дисертаційного дослідження, визначено перспективні напрями подальших досліджень у сфері адаптивного керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення.

Було отримано наступні результати. Проведено комплексний аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку інверторно-орієнтованих систем електрозабезпечення, де встановлено, що масове впровадження таких об'єктів, як сонячна електростанція та вітроелектростанція, призводить до зниження системної інерції. Виявлено та формалізовано ключові технологічні конфлікти між надійністю живлення об'єктів критичної інфраструктури, загальною енергоефективністю системи та деградацією акумуляторних модулів УЗЕ, яка

зменшує ємність. Обґрунтовано, що традиційні підходи до керування (PLL, Droop, P-Q) не забезпечують достатньої стійкості у сценаріях, де виникає острівний режим або висока швидкість зміни частоти (RoCoF).

Виконано дослідження на стійкість та моделювання структурної схеми ЛКСЕ, на основі чого побудована загальна математична модель. Модель враховує, що розподілена генерація та вітроустановка функціонують у складі єдиної мережі, де електрична схема описує взаємодію інверторів, конверторів та УЗЕ. Встановлено, що електрична енергія та електрична потужність у системі повинні розподілятися з урахуванням стохастичного характеру ВДЕ, для чого використано імовірнісні розподіли Вейбулла та методи Монте-Карло, що дозволяють оцінити ймовірність виникнення критичних небалансів.

Розроблено багаторівневий адаптивний підхід, у якому режим роботи ЛКСЕ подано як дискретну керовану змінну. Це дозволило реалізувати автоматичне перемикання між режимами Grid-Following та Grid-Forming залежно від стану мережі та того, яку потужність генерує вітроелектрична установка чи сонячна панель. Уточнено параметри батареї та її роль як джерела «віртуальної інерції», що дозволяє ефективно демпфувати коливання в автономних режимах.

Створено цифровий двійник системи, який інтегрує моделі ВДЕ, УЗЕ та алгоритми керування через стандарти CIM та IEC 62351. На основі цифрового двійника побудовано тривимірні карти режимів (RegimeMap), які відображають області оптимального функціонування ЛКСЕ залежно від рівня генерації та стану УЗЕ. Встановлено, що зона найвищої адаптивності відповідає SoC УЗЕ у діапазоні 50–65%.

Результати чисельного моделювання та апробація методик показали високу ефективність запропонованих рішень. Доведено, що адаптивне керування за результатами моделювання режимів GFL/GFM, острівного режиму та ресинхронізації дозволяє знизити RoCoF на 28–35%, скоротити час встановлення параметрів частоти на 30–40% та мінімізувати деградацію, яку демонструють УЗЕ, на 18–25% порівняно з базовими сценаріями. Встановлено, що віртуальна

електростанція, сформована на базі таких ЛКСЕ, забезпечує успішність ресинхронізації на рівні ≈95%.

Наукова новизна полягає у розробленні багаторівневого адаптивного підходу, в якому режим роботи енергосистеми розглядається як керована змінна, а вибір режиму здійснюється на основі тривимірної карти режимів, яка поєднує потужність сонячної та/або вітрової електростанцій, стан УЗЕ, обмеження мережі та критерії оптимізації. Це дозволяє визначати оптимальні, допустимі та критичні області функціонування системи і формувати керуючі дії для EMS/SCADA.

Практичне значення результатів підтверджено розробленням рекомендацій для об’єктів, де інтелектуальні системи керування забезпечують живлення телекомунікаційних вузлів та дата-центрів. Розрахунковий економічний ефект від впровадження адаптивного алгоритму становить 2384 тис. грн на рік за рахунок подовження ресурсу обладнання та зниження енергетичних втрат. Отримані кількісні оцінки стійкості можуть бути використані при плануванні автономних мікромереж та інтеграції великої частки ВДЕ у слабкі вузли енергосистеми.

Ключові слова: моделювання, відновлювані джерела енергії, сонячна електростанція, вітрова генерація, математична модель, електрична енергія, острівний режим, розподілена генерація, інтелектуальні системи, EMS/SCADA, УЗЕ, параметри батареї, віртуальна електростанція, критична інфраструктура, RoCoF.

ABSTRACT

Khomutov S. Multilevel Adaptive Control of Operating Modes of Local Hybrid Electric Power Systems with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems. – Qualification scholarly work submitted as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in speciality 141 “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics”. – Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2026.

The dissertation is devoted to solving a relevant scientific and technical problem, namely increasing the dynamic stability, reliability, and energy efficiency of local combined power supply systems (LCPS; Ukrainian: ЛКСЕ) under conditions of inertia deficit and stochasticity of renewable energy sources (RES; Ukrainian: ВДЕ). The object of the research is the processes of conversion, balancing, and control of energy flows in LCPS with RES and energy storage systems (ESS; Ukrainian: УЗЕ). The subject of the research comprises methods, models, and algorithms of multilevel adaptive control of the operating modes of such systems with inverter-based resources. The aim of the research is to ensure the stability of frequency and voltage parameters during changes in operating modes by developing methods for adaptive control of inverter parameters and the participation of energy storage systems in power balancing.

The dissertation consists of an introduction, four chapters, conclusions, a list of references, and appendices.

The introduction substantiates the relevance of the dissertation topic, formulates the aim and main objectives of the research, and identifies the scientific novelty and practical significance of the obtained results.

The first chapter analyzes current trends in the development of localized combined power supply systems based on renewable energy sources. The specific features of inverter-oriented power systems are considered, control algorithms for inverter-based resources are analyzed, technological conflicts are formalized, and the need for adaptive multilevel control is substantiated.

The second chapter develops mathematical models and methods of adaptive control for localized combined power supply systems. A multilevel control structure is formed, an integral adaptability criterion and a method for constructing operating regime maps are proposed. The use of stochastic optimization and digital twins is substantiated.

The third chapter develops a digital twin of an LCPS and algorithms for adaptive control of the operating modes of inverter-oriented power systems. The influence of control parameters on system stability is investigated, and methods for integrating the digital twin with SCADA/EMS systems based on CIM and IEC/TS 62351 standards are developed.

The fourth chapter presents simulation, analysis, and assessment of practical operating modes of the combined power supply system. Operating scenarios are formed, transient processes are simulated, resource characteristics are analyzed, and the influence of different control algorithms on the dynamic stability of the system is assessed. Adaptability maps are constructed; system operating modes are compared according to the criteria of reliability, energy efficiency, and ESS degradation; and practical recommendations for implementing the proposed control methods are formulated.

The conclusions present the main results of the dissertation research and identify promising areas for further research in the field of adaptive control of localized combined power supply systems.

The following results were obtained. A comprehensive analysis of the current state and development trends of inverter-oriented power supply systems was carried out, establishing that the large-scale deployment of such facilities as solar power plants and wind power plants leads to a reduction in system inertia. Key technological conflicts between the reliability of power supply to critical infrastructure facilities, the overall energy efficiency of the system, and the degradation exhibited by the battery were identified and formalized. It was substantiated that traditional control approaches, including PLL, Droop, and P-Q control, do not provide sufficient stability in scenarios involving islanded operation or a high rate of change of frequency (RoCoF).

A stability study and simulation of the LCPS structural scheme were performed, on the basis of which a general mathematical model was constructed. The model takes into account that distributed generation and wind turbine installations operate as part of a single network, where the electrical scheme describes the interaction of inverters, converters, and storage systems. It was established that electrical energy and electrical power in the system must be distributed with due consideration of the stochastic nature of RES. For this purpose, Weibull probability distributions and Monte Carlo methods were used, making it possible to assess the probability and likelihood of critical imbalances.

A multilevel adaptive approach was developed in which the mathematical model of the operating mode is considered as a controllable variable. This made it possible to implement automatic switching between Grid-Following and Grid-Forming modes depending on the state of the grid and the power generated by a wind power plant or photovoltaic module. The battery parameters and its role as a source of "virtual inertia" were refined, enabling effective damping of oscillations in autonomous operating modes.

A digital twin of the system was created, integrating models of RES, energy storage systems, and control algorithms through the CIM and IEC 62351 standards. On the basis of the digital twin, three-dimensional regime maps (RegimeMap) were constructed, reflecting the areas of optimal LCPS operation depending on the generation level and the state of the ESS. It was established that the zone of the highest adaptability corresponds to an energy storage system SoC in the range of 50–65%.

The results of numerical simulation and approbation of the methodologies demonstrated the high efficiency of the proposed solutions. It was proven that adaptive control makes it possible to reduce RoCoF by 28–35%, shorten the frequency parameter settling time by 30–40%, and minimize the degradation exhibited by energy storage systems by 18–25% compared with baseline scenarios. It was established that a virtual power plant formed on the basis of such LCPS ensures a resynchronization success rate of approximately 95%.

The scientific novelty consists in the development of a multilevel adaptive approach in which the operating mode of the power system is considered as a controllable variable, while mode selection is performed on the basis of a three-dimensional regime map that combines the power output of solar and/or wind power plants, the state of energy storage systems, grid constraints, and optimization criteria. This makes it possible to determine optimal, permissible, and critical areas of system operation and to generate control actions for EMS/SCADA systems.

The practical significance of the results is confirmed by the development of recommendations for facilities where intelligent control systems ensure the power supply of telecommunication nodes and data centers. The estimated economic effect from the implementation of the adaptive algorithm amounts to UAH 2.384 million per year due to the extension of equipment service life and the reduction of energy losses. The obtained quantitative stability assessments can be used in the planning of autonomous microgrids and the integration of a high share of RES into weak nodes of the power system.

Keywords: modelling, renewable energy sources, solar power plant, wind generation, mathematical model, electrical energy, islanded operation, distributed generation, intelligent systems, EMS/SCADA, energy storage systems, battery parameters, virtual power plant, critical infrastructure, RoCoF.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ

Публікації, що відображають основні результати дисертації:

1. **Хомутов С.В.** Моделювання автономного режиму гібридної енергомережі з ВДЕ через додавання віртуальної УЗЕ. Відновлювана енергетика, 2026, №1. С. 89-108. DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2026.1(84).89-108 (категорія А, Scopus).

2. Кузнєцов М.П., Лисенко О.В., **Хомутов С.В.** Мікромережі як частина електроенергетичного ринку в умовах збільшення частки відновлюваної енергії. Відновлювана енергетика, 2025, №2. С. 9-17. DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81)9-17 . (категорія А, Scopus). (Особистий внесок: аналіз критеріїв оптимальності, оцінка економічних факторів, визначення можливостей балансування потужності).

3. Кузнєцов М.П., **Хомутов С.В.** Оцінка роботи установок зберігання електроенергії в енергосистемі з відновлюваною генерацією. Відновлювана енергетика, 2024, №3. С. 34-45. DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.3(78).34-45 (категорія А, Scopus). (Особистий внесок: алгоритм оцінки ефективності установок зберігання енергії за критеріями продуктивності, індексів операційного ризику, нормованого розмаху, критерію серій, виконано також кількісні оцінки та висновки).

4. Кузнєцов М.П., Лисенко О.В., **Хомутов С.В.** Сезонне акумулювання енергії в гібридній енергосистемі. Відновлювана енергетика, 2024, №1. С. 6-21. DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.1(76).6-21 . (категорія А, Scopus). (Особистий внесок: вибір конфігурації локальної енергосистеми, порівняльний аналіз сценаріїв з різним складом генерувального обладнання, побудова гістограм імовірнісного розподілу та формування висновків).

5. **Хомутов С.В**. Можливості використання ВДЕ в комбінованих системах електропостачання центрів обробки даних. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXIV міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 18-19 травня 2023 р.). К.: ІВЕ НАН України, 506

с. (тези конференції). С. 88-89. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_Conferencii_2023_13_06.pdf .

6. **Хомутов С.В**. Моделювання острівного режиму роботи гібридної енергосистеми. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXV міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 22-24 травня 2024 р.). К.: ІВЕ НАН України, 546 с. (тези конференції). С. 91-93. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_2024_Publication.pdf .

7. **Хомутов С.В**. Моделювання реагування об'єднаної енергомережі на частоту в гібридній енергомережі з ВДЕ шляхом додавання віртуальної УЗЕ. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXVI міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 21-23 травня 2025 р.). К.: ІВЕ НАН України, 587 с. (тези конференції). С. 571-573. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_2025.pdf .

8. **Хомутов С.В**. Віртуальна інерція та VPP-координація в комбінованих системах електропостачання. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXVII міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 20-22 травня 2026 р.). К.: ІВЕ НАН України, 493 с. (тези конференції). С. 106-109. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/tezy_conferentsii_2026_publication.pdf .

9. **Хомутов С.В**. Моделювання автономного режиму гібридної енергомережі з ВДЕ через додавання віртуальної УЗЕ за допомогою MATLAB. IV Міжнародна науково-практична конференція «Цифрові технології в енергетиці і автоматиці». Київ, 5 червня 2026 року. (тези конференції). С. 17-19. https://drive.google.com/file/d/1l-YxWlVITsyXY2k1rnVOMH5k_T7l809m/view .

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ, ПОЗНАЧЕНЬ 14
ВСТУП 19
РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ РОБОТИ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ 31
1.1 Аналіз сучасних тенденцій розвитку комбінованих систем електрозабезпечення (КСЕ) 31
1.2 Структура та класифікація режимів роботи КСЕ 47
Висновки до розділу 63
РОЗДІЛ 2 БАЗОВІ ВИМОГИ ТА ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБОТИ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ 67
2.1 Вимоги до надійності, якості електроенергії та енергетичного балансу 67
2.2 Проблематика керування режимами КСЕ 78
Висновки до розділу 97
РОЗДІЛ 3 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА ЇЇ РЕЖИМІВ 99
3.1 Побудова математичної моделі структурної схеми КСЕ 99
3.2 Моделі елементів КСЕ 107
3.2.1 Стохастичні моделі відновлюваних джерел енергії та навантаження 108
3.2.2 Модель систем зберігання енергії 110
3.2.3 Динамічні моделі інверторних перетворювачів 113
3.2.4 Модель переходу між режимами GFL та GFM 114
3.2.5 Узагальнена модель динамічної взаємодії елементів ЛКСЕ 115
3.3 Математичний опис режимів роботи 117
3.3.1 Математична модель режиму паралельної роботи з мережею (Grid-Following) 118
3.3.2 Математична модель режиму формування мережі (Grid-Forming) 119
3.3.3 Математичний опис режиму нульових перетоків потужності 121
3.3.4 Математичний опис автономного режиму роботи ЛКСЕ 121
3.3.5 Математичний опис процесів відокремлення від мережі та ресинхронізації 122
3.3.6 Аналіз власних значень динамічної стійкості режимів роботи 123

3.3.7 Кількісна оцінка перехідних процесів у режимах роботи ЛКСЕ 124
3.4 Оптимізаційні задачі керування режимами 125
3.4.1 Формалізація критеріїв оптимальності режимів роботи ЛКСЕ 128
3.4.2 Побудова карти режимів функціонування ЛКСЕ 130
3.4.3 Формалізація технологічних конфліктів режимів роботи ЛКСЕ 130
3.4.4 Постановка задачі нелінійної оптимізації вибору режиму роботи ЛКСЕ 132
3.4.5 SoC-орієнтовані стратегії керування установками зберігання енергії 133
3.4.6 Аналіз вузьких місць режимів роботи ЛКСЕ 134
3.4.7 Забезпечення динамічної стійкості режимів роботи ЛКСЕ 135
Висновки до розділу 137
РОЗДІЛ 4 МОДЕЛЮВАННЯ, АНАЛІЗ ТА ПРАКТИЧНІ РЕЖИМИ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ 140
4.1 Сценарії роботи КСЕ та умови їх виникнення 140
4.2 Моделювання роботи КСЕ 143
4.3 Дослідження ресурсних характеристик УЗЕ 150
4.4 Порівняння режимів КСЕ та визначення оптимальних режимів 159
4.5 Практичні рекомендації з керування КСЕ 171
Висновки до розділу 181
Обмеження дослідження 184
ВИСНОВКИ 186
ДОДАТОК А 200

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ, ПОЗНАЧЕНЬ

AEMO (Australian Energy Market Operator) – оператор енергетичного ринку Австралії.

AC (Alternating Current) – змінний струм.

ASUI (Average Service Unavailability Index) – середній індекс недоступності електропостачання.

BESS (Battery Energy Storage System) – система акумуляторного зберігання енергії.

Battery Stability Score (BSS) – інтегральний показник стабілізаційної здатності системи зберігання енергії.

CBEMA curve – крива допустимості короткочасних відхилень напруги для IT-обладнання.

C-rate – відносна швидкість заряджання або розряджання акумулятора.

DC (Direct Current) – постійний струм.

DFT (Discrete Fourier Transform) – дискретне перетворення Фур’є.

DoD (Depth of Discharge) – глибина розряду акумуляторної системи.

Droop-control – пропорційне регулювання частоти та напруги інверторних джерел.

DER (Distributed Energy Resources) – розподілені енергетичні ресурси.

DMS (Distribution Management System) – система керування розподільчою мережею.

DSO (Distribution System Operator) – оператор системи розподілу.

EMS (Energy Management System) – система керування енергетичними ресурсами.

EN 50160 – європейський стандарт якості електроенергії.

EN 50600 – стандарт для центрів обробки даних.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії.

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) – програмне середовище моделювання електроенергетичних систем.

ETSI (European Telecommunications Standards Institute) – Європейський інститут телекомунікаційних стандартів.

FFT (Fast Fourier Transform) – швидке перетворення Фур'є.

FFR (Fast Frequency Response) – швидка частотна підтримка.

GB Grid Code – мережевий кодекс Великої Британії.

GFL (Grid-Following) – режим роботи інвертора з орієнтацією на параметри зовнішньої мережі.

GFM (Grid-Forming) – режим роботи інвертора з функцією формування частоти та напруги.

HIL (Hardware-in-the-Loop) – апаратно-програмне моделювання в контурі реального часу.

HVRT (High Voltage Ride Through) – здатність обладнання зберігати працездатність при короткочасному підвищенні напруги.

IEC (International Electrotechnical Commission) – Міжнародна електротехнічна комісія.

IEC 61000-2-4 – стандарт електромагнітної сумісності та якості електроенергії.

IEC 61850 – стандарт комунікаційних мереж та систем автоматизації енергетичних об'єктів.

IEC 61968/61970 – стандарти інформаційної взаємодії та CIM-моделювання в енергетичних системах.

IEC/TS 62351 – серія стандартів кіберзахисту інформаційного обміну в енергосистемах.

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) – Інститут інженерів з електротехніки та електроніки.

IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme) – міжнародна програма досліджень фотоелектричних систем.

Islanding – режим автономної роботи локальної енергосистеми після відокремлення від зовнішньої мережі.

ITIC curve – крива допустимості відхилень напруги для інформаційного обладнання.

ITU-T – сектор стандартизації телекомунікацій Міжнародного союзу електрозв'язку.

LVRT (Low Voltage Ride Through) – здатність обладнання зберігати працездатність при короткочасному провалі напруги.

MATLAB/Simulink – програмне середовище математичного моделювання динамічних систем.

Monte-Carlo simulation – метод статистичного моделювання випадкових процесів.

NC RfG (Network Code Requirements for Generators) – мережевий кодекс вимог до генераторів.

NREL (National Renewable Energy Laboratory) – Національна лабораторія відновлюваної енергетики США.

NERC (North American Electric Reliability Corporation) – Північноамериканська корпорація надійності електроенергетичних систем

OES / OEC – об'єднана енергетична система.

PCC (Point of Common Coupling) – точка спільного приєднання до мережі.

PEM-електролізер – електролізер із полімерною електролітною мембраною.

PLL (Phase-Locked Loop) – система фазового автопідлаштування частоти.

PowerFactory – програмний комплекс моделювання електроенергетичних систем.

RegimeMap – карта режимів функціонування локальної комбінованої системи електрозабезпечення.

RoCoF (Rate of Change of Frequency) – швидкість зміни частоти.

RMS (Root Mean Square) – середньоквадратичне значення параметра.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – середня тривалість перерв електропостачання.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – середня частота перерв електропостачання.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) – система диспетчерського керування та збору даних.

SCR (Short Circuit Ratio) – коефіцієнт короткозамикальної потужності мережі.

Settling time – час встановлення перехідного процесу.

SoC (State of Charge) – рівень заряду системи зберігання енергії.

SoH (State of Health) – показник технічного стану акумуляторної системи.

THD (Total Harmonic Distortion) – коефіцієнт гармонічних спотворень.

TSO (Transmission System Operator) – оператор системи передачі.

TTR (Time To Recovery) – час відновлення електроживлення.

UPS (Uninterruptible Power Supply) – система безперебійного живлення.

VDE – відновлювані джерела енергії.

VPP - (Virtual Power Plant) - віртуальна електростанція, координована система керування розподіленими енергетичними ресурсами, установками зберігання енергії та керованим навантаженням.

VSM / VSG (Virtual Synchronous Machine / Virtual Synchronous Generator) – віртуальна синхронна машина / генератор.

VSM (Virtual Synchronous Machine) – віртуальна синхронна машина.

Weak grid – слабка електрична мережа з низькою короткозамикальною потужністю.

Zero-export mode – режим нульових перетоків активної потужності з ОЕС.

Δf – відхилення частоти.

ΔP – дисбаланс активної потужності.

ΔU – відхилення напруги.

$\Delta \varphi$ – різниця фазових кутів при ресинхронізації.

dP/dt – швидкість зміни активної потужності.

η – коефіцієнт корисної дії системи.

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності.

ζ – коефіцієнт демпфування коливань.

ρ – коефіцієнт завантаження системи.

φ – фазовий кут.

ω – кутова частота.

f – частота електричної мережі.

Q(U)-характеристика – залежність реактивної потужності від напруги.

U_n – номінальна напруга.

I_n – номінальний струм.

ЛКСЕ – локальна комбінована система електрозабезпечення.

КСЕ – комбінована система електрозабезпечення.

ВДЕ – відновлювані джерела енергії.

ККД – коефіцієнт корисної дії.

ОЕС – об’єднана енергетична система.

УЗЕ – установка (система) зберігання енергії.

ЦОД – центр обробки даних.

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний розвиток електроенергетики характеризується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), децентралізацією генерації та переходом до концепції низьковуглецевих енергетичних систем. Особливої актуальності набувають локальні комбіновані системи електрозабезпечення (ЛКСЕ), що поєднують сонячні та вітрові електростанції, системи зберігання енергії (УЗЕ), інверторні перетворювачі та інтелектуальні засоби керування. Такі системи широко розглядаються як основа енергозабезпечення критичної інфраструктури, телекомунікаційних центрів, дата-центрів, промислових об'єктів, систем виробництва «зеленого» водню та автономних енергетичних комплексів.

У контексті дисертаційної роботи локальна комбінована система електрозабезпечення розглядається як система, яка може функціонувати як у режимі паралельної роботи з об'єднаною енергосистемою (ОЕС), так і в ізольованому (автономному) режимі, залежно від умов експлуатації та алгоритмів керування. Локальність в цьому випадку означає здатність системи працювати після відокремлення від ОЕС та підтримувати власні параметри якості електроенергії (частоти, напруги) за рахунок локальних ресурсів (ВДЕ, УЗЕ, інверторних перетворювачів).

Локальні комбіновані системи електрозабезпечення можуть функціонувати як окремі автономні енергетичні комплекси або як елементи віртуальної електростанції. У такому випадку VPP виконує координаційну функцію між розподіленою генерацією, СЕС, ВЕС, УЗЕ, інверторними перетворювачами та керованим навантаженням. Це дозволяє розглядати запропоновані методи адаптивного керування не лише на рівні окремої ЛКСЕ, а й як основу для агрегованого керування групою локальних систем у складі віртуальної електростанції.

Разом із тим висока частка ВДЕ істотно ускладнює процес забезпечення динамічної стійкості та якості електроенергії. На відміну від традиційних

енергосистем, де стабільність підтримується завдяки фізичній інерції синхронних генераторів, у ЛКСЕ основну роль відіграють інверторно-орієнтовані джерела та алгоритми керування. Стохастичний характер сонячної та вітрової генерації, змінність навантаження, обмежені ресурси УЗЕ та необхідність переходів між режимами Grid-Following (GFL) і Grid-Forming (GFM) формують нові технологічні конфлікти, які не можуть бути повністю вирішені класичними підходами керування.

Особливо складними є режими переходу в острів, ресинхронізації, роботи у слабких мережах (weak grid) та режими високих швидкостей зміни частоти (RoCoF), коли інверторні системи повинні одночасно забезпечувати стабільність частоти (Δf, Ts), підтримання напруги (ΔU) дотримання вимог LVRT/HVRT і мінімізацію деградації УЗЕ (SoC/SoH). У таких умовах традиційні алгоритми PLL-, droop- та VSM/VSG-керування демонструють обмеження через параметричну чутливість, залежність від жорсткості мережі та складність координації між інверторними ресурсами.

Проблемам керування інверторно-орієнтованими енергосистемами, grid-forming технологіям, адаптивному керуванню та інтеграції ВДЕ присвячені роботи багатьох вітчизняних і зарубіжних учених. Значний внесок у розвиток теорії та практики функціонування мікромереж і локальних енергетичних систем зробили N. Hatziargyriou, B. Kroposki, F. Milano, F. Dörfler, J. M. Guerrero, R. H. Lasseter, J. He, Y. W. Li, T. Dragičević, D. J. Hill, G. Verbič, а також українські науковці М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник та інші. У їхніх роботах досліджено питання динамічної стійкості, оптимізації режимів, роботи інверторних джерел, використання установок зберігання енергії та інтеграції ВДЕ у розподільні мережі.

Водночас аналіз сучасних досліджень свідчить, що недостатньо вирішеними залишаються питання комплексного багаторівневого керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення в умовах стохастичної зміни генерації ВДЕ та багатокритеріальних технологічних конфліктів між надійністю, енергоефективністю та деградацією УЗЕ. Існуючі

методи здебільшого орієнтовані або на підвищення стійкості, або на оптимізацію енергоефективності, але не забезпечують адаптивного компромісу між цими критеріями в режимах реального часу.

У зв'язку з цим **актуальною науково-технічною задачею** є розроблення та дослідження методів багаторівневого адаптивного керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення, які забезпечують оптимізацію режимів роботи відновлюваних джерел енергії, інверторних джерел та установок зберігання електроенергії в умовах стохастичних збурень, підвищення енергетичної безпеки, динамічної стійкості та ефективності функціонування енергетичних комплексів критичної інфраструктури.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційну роботу виконано відповідно до напрямів наукових досліджень Інституту відновлюваної енергетики НАН України. Матеріали дисертації використано при виконанні науково-дослідних робіт:

– «Дослідити особливості функціонування і умови забезпечення оптимальності комбінованих систем електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел споживання енергії» (шифр «Комплекс-3»), ДР №0118U003385;

– «Особливості інтегрування комбінованих систем електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії на рівнях системотвірних і розподільних мереж» (шифр «Комплекс-Інтегро»), ДР №0123U100782.

Наукові та практичні результати дисертаційної роботи використано в Інституту відновлюваної енергетики НАН України при виконанні зазначених науково-дослідних робіт, що підтверджується відповідними актами впровадження. Також результати роботи плануються до використання партнерами та організаціями енергетичного сектору, що підтверджено окремими актами використання.

Об'єкт дослідження – процеси перетворення, балансування та керування потоками енергії у локальних комбінованих системах електрозабезпечення з відновлюваними джерелами енергії та установками зберігання електроенергії.

Предмет дослідження – методи, моделі та алгоритми багаторівневого адаптивного керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з інверторними джерелами та установками зберігання електроенергії .

Мета роботи - забезпечити підвищення динамічної стійкості, надійності та енергоефективності локальних комбінованих систем електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії та установок зберігання електроенергії в умовах стохастичної зміни режимів роботи шляхом розроблення та дослідження методів багаторівневого адаптивного керування режимами роботи системи, параметрами інверторного керування та участю УЗЕ у балансуванні потужності.

Для досягнення поставленої мети у дисертаційній роботі вирішено такі ***завдання***:

1) Проаналізувати особливості функціонування локальних комбінованих систем електрозабезпечення з високою часткою ВДЕ та визначити основні технологічні конфлікти їх функціонування.

2) Дослідити сучасні підходи до керування інверторними джерелами, зокрема PLL-, droop- та VSM-алгоритми, і оцінити їх вплив на динамічну стійкість ЛКСЕ.

3) Формалізувати конфлікти між надійністю, енергоефективністю та деградацією систем зберігання енергії у процесі керування режимами ЛКСЕ.

4) Розробити концепцію адаптивного багаторівневого керування режимами роботи ЛКСЕ з урахуванням параметрів SoC/SoH, RoCoF, LVRT/HVRT та стану зовнішньої мережі.

5) Розробити математичні моделі та критерії оцінювання динамічної стійкості локальних комбінованих систем електрозабезпечення.

6) Створити цифровий двійник ЛКСЕ для моделювання режимів паралельної та автономної роботи, переходу в острів і ресинхронізації.

7) Провести моделювання перехідних процесів та оцінити вплив різних алгоритмів керування на стабільність частоти, напруги та ресурсні характеристики УЗЕ.

8) Розробити метод визначення оптимальних режимів роботи ЛКСЕ на основі багатокритеріального аналізу та карт режимів.

9) Сформувати практичні рекомендації щодо впровадження адаптивного керування ЛКСЕ для об’єктів критичної інфраструктури.

Динамічна стійкість у роботі розглядається як здатність ЛКСЕ повертатися до усталеного режиму після значних збурень. До таких збурень належать відокремлення локальної системи від об’єднаної енергосистеми, раптовий аварійний небаланс потужності, вимкнення генеруючого джерела або вузла навантаження, короткочасне порушення електрозабезпечення через коротке замикання та різка зміна перетоку потужності. Отже, збереження керованого режиму після відокремлення від мережі та подальша можливість ресинхронізації розглядаються як прояв динамічної стійкості ЛКСЕ.

Методи дослідження. Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі використано комплекс взаємопов’язаних загальнонаукових, математичних, статистичних та спеціалізованих методів дослідження, які забезпечили можливість аналізу, моделювання та оптимізації режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення (ЛКСЕ) в умовах високої частки ВДЕ та стохастичної зміни режимів. Методи системного аналізу застосовано для дослідження структури ЛКСЕ, встановлення взаємозв’язків між елементами системи та формалізації технологічних конфліктів між надійністю, енергоефективністю та деградацією систем зберігання енергії. Використання системного підходу дозволило розглядати ЛКСЕ як складну багаторівневу динамічну систему з численними зворотними зв’язками, стохастичними впливами та змінними режимами функціонування. У дисертаційній моделі це реалізовано через формування множини допустимих режимів $R_{dop}(t)$ та вибір режиму $r^*(t)$ за максимумом інтегрального критерію адаптивності $J_{adapt}(r,t)$. Саме цей підхід забезпечив можливість формування узагальненої структури режимів роботи, побудови карті режимів та визначення критеріїв адаптивного керування. Методи теорії електроенергетичних систем використано для аналізу процесів

балансування активної та реактивної потужності, дослідження режимів Grid-Following (GFL) та Grid-Forming (GFM), а також оцінювання динамічної стійкості ЛКСЕ. Застосування цих методів дозволило формалізувати показники LVRT/HVRT, RoCoF, час встановлення, перерегулювання та коефіцієнти демпфування коливань, що використовувались як базові критерії оцінки стійкості системи у перехідних режимах. Методи математичного моделювання застосовано для побудови моделей інверторних джерел, систем зберігання енергії, навантажень та мережевої інфраструктури. За допомогою математичних моделей було реалізовано цифровий двійник ЛКСЕ, який забезпечив можливість дослідження перехідних процесів під час переходу в острів, ресинхронізації, провалів напруги та зміни режимів роботи інверторів. Моделювання дозволило визначити вплив параметрів керування на частотну та напругову стійкість системи. Методи теорії автоматичного керування використано для синтезу та аналізу алгоритмів багаторівневого адаптивного керування інверторними ресурсами та системами зберігання енергії. Зокрема, застосовано принципи PLL-синхронізації, droop-керування, virtual synchronous machine (VSM/VSG), а також адаптивної зміни параметрів регуляторів залежно від поточного стану ЛКСЕ. Це дозволило дослідити поведінку системи в режимах GFL/GFM та сформувати алгоритм адаптивного вибору режиму роботи. Методи стохастичного аналізу та теорії ймовірностей використано для опису випадкових флуктуацій генерації ВДЕ та навантаження. Потужність сонячної та вітрової генерації моделювалась за допомогою імовірнісних розподілів та часових рядів, що дозволило врахувати невизначеність зовнішніх умов при оцінюванні стійкості системи. Використання стохастичного підходу забезпечило можливість переходу від детермінованих моделей до більш реалістичного аналізу режимів роботи ЛКСЕ. Методи Монте-Карло застосовано для багаторазового моделювання випадкових сценаріїв роботи ЛКСЕ та статистичного оцінювання надійності, частотної стійкості й допустимих меж функціонування системи. Це дозволило оцінити ймовірність виникнення критичних режимів, визначити чутливість системи до стохастичних збурень та сформувати карти адаптивності (карти режимів). Методи

багатокритеріальної оптимізації використано для визначення оптимальних режимів роботи ЛКСЕ за суперечливих критеріїв: мінімізації деградації УЗЕ, підвищення надійності та максимізації енергоефективності. За допомогою цих методів сформовано інтегральний критерій адаптивності, який враховує показники частотної стійкості, енергетичних втрат, ресурсу УЗЕ та якості електроенергії. Методи спектрального аналізу DFT/FFT використано для дослідження перехідних процесів і визначення домінантних мод коливань частоти та напруги. Це дозволило оцінити коефіцієнти демпфування, частоти власних коливань та здатність системи пригнічувати перехідні процеси в умовах різких змін режимів роботи. Методи статистичного аналізу застосовано для оцінювання показників стабільності та надійності ЛКСЕ. Зокрема, визначались стандартне відхилення частоти, коефіцієнт варіації, Frequency Mean Deviation, Average Interruption Duration/Time to Restore та ASUI, що дозволило кількісно оцінити якість електрозабезпечення та стійкість системи до випадкових збурень. Методи цифрового двійника використано для інтеграції моделей генерації, УЗЕ, мережевої взаємодії та алгоритмів керування в єдиному цифровому середовищі. Цифровий двійник ЛКСЕ реалізовано у середовищі MATLAB/Simulink із можливістю моделювання роботи системи в реальному часі, аналізу аварійних режимів та оцінювання ефективності адаптивного керування. Методи стандартизованого інформаційного моделювання використано для інтеграції цифрового двійника з системами SCADA/EMS на основі стандартів CIM (IEC 61970/61968) та механізмів кіберзахисту IEC/TS 62351. Це забезпечило уніфіковане подання даних, сумісність між програмно-апаратними компонентами та захищений обмін інформацією між елементами ЛКСЕ.

Для реалізації моделей та проведення обчислювальних експериментів використано програмні середовища MATLAB/Simulink, ETAP та засоби цифрового моделювання енергетичних систем. Це дозволило виконати дослідження перехідних процесів, оцінити ефективність алгоритмів адаптивного керування та сформувати практичні рекомендації щодо впровадження ЛКСЕ для об’єктів критичної інфраструктури.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що:

уперше

–розроблено багаторівневий адаптивний підхід до керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення, який, на відміну від існуючих статично параметризованих методів керування, забезпечує динамічну зміну режимів роботи інверторів Grid-Following/Grid-Forming залежно від поточного стану відновлюваних джерел енергії, систем зберігання енергії, параметрів зовнішньої мережі та критеріїв оптимальності. Режим роботи подано як дискретну керовану змінну r(t), а вибір режиму виконується з множини допустимих режимів $R_{dop}(t)$. Запропонований підхід враховує показники SoC/SoH УЗЕ, рівень короткозамикальної потужності мережі (SCR), показники RoCoF, LVRT/HVRT та поточний енергетичний баланс системи, що дозволяє забезпечити автоматичне узгодження між режимами максимальної надійності, мінімальної деградації УЗЕ та максимального коефіцієнта корисної дії. На відміну від традиційних droop- або PLL-орієнтованих схем, запропонований метод забезпечує адаптивну зміну параметрів регуляторів та структури керування в режимі реального часу, що підвищує стійкість ЛКСЕ в умовах стохастичної зміни генерації ВДЕ та переходів між режимами GFL/GFM;

удосконалено:

– математичні моделі режимів локальних комбінованих систем електрозабезпечення шляхом введення до структури моделі технологічних конфліктів між надійністю, енергоефективністю та деградацією систем зберігання енергії. На відміну від існуючих моделей, орієнтованих переважно на забезпечення окремих критеріїв функціонування, запропонована модель одночасно враховує стохастичний характер генерації ВДЕ, динамічні характеристики інверторів, обмеження за SoC/SoH УЗЕ, вимоги до якості електроенергії та параметри перехідних процесів. Це дозволило формалізувати взаємозалежність між рівнем надійності, частотою залучення УЗЕ до стабілізації та швидкістю деградації УЗЕ, а також створити основу для постановки багатокритеріальної задачі оптимального вибору режимів роботи ЛКСЕ;

– метод оцінювання динамічної стійкості локальних комбінованих систем електрозабезпечення шляхом інтеграції показників RoCoF, час встановлення, LVRT/HVRT, перерегулювання та Battery Stability Score у єдину систему критеріїв оцінювання. На відміну від існуючих підходів, які аналізують показники стійкості окремо, запропонований метод дозволяє комплексно оцінювати здатність ЛКСЕ підтримувати стабільність частоти та напруги в перехідних режимах із урахуванням впливу режимів роботи УЗЕ на їх ресурсні характеристики. Це забезпечує можливість кількісного оцінювання компромісу між динамічною стійкістю та довговічністю УЗЕ, а також формування інтегрального індексу адаптивності системи;

дістали подальший розвиток:

– методи побудови цифрових двійників локальних енергетичних систем шляхом інтеграції моделей ВДЕ, інверторних ресурсів, систем зберігання енергії та алгоритмів адаптивного керування в єдине цифрове середовище з використанням стандартів CIM (IEC 61970/61968) та механізмів кіберзахисту IEC/TS 62351. На відміну від традиційних імітаційних моделей, запропонований цифровий двійник забезпечує не лише аналіз режимів роботи ЛКСЕ, а й можливість інтеграції з системами SCADA/EMS/DMS, уніфіковане подання даних та захищений обмін інформацією між модулями моніторингу, прогнозування й керування. Це створює основу для реалізації адаптивного керування в режимі реального часу та практичного впровадження цифрових енергетичних платформ для критичної інфраструктури;

– методи адаптивного вибору режимів роботи ЛКСЕ на основі тривимірних карт адаптивності (карт режимів), які відображають області оптимального, допустимого та критичного функціонування системи залежно від рівня генерації ВДЕ, навантаження, стану УЗЕ та параметрів зовнішньої мережі. На відміну від класичних підходів до вибору режимів, що базуються на фіксованих граничних значеннях параметрів, запропонований метод дозволяє формувати динамічну карту режимів із урахуванням стохастичних змін стану системи та багатокритеріальних обмежень. Це забезпечує можливість

автоматизованого визначення оптимального режиму керування залежно від поточного стану ЛКСЕ та прогнозованих сценаріїв функціонування.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що розроблені методи, моделі та алгоритми можуть бути використані при проектуванні та експлуатації локальних комбінованих систем електрозабезпечення для критичної інфраструктури, телекомунікаційних центрів, дата-центрів, промислових об'єктів та систем виробництва водню.

Результати дослідження дозволяють:

– підвищити динамічну стійкість ЛКСЕ в умовах високої частки ВДЕ;

– зменшити деградацію систем зберігання енергії завдяки SoC/SoH-орієнтованому керуванню;

– скоротити втрати електроенергії та підвищити загальний ККД системи;

– забезпечити безпечні переходи між режимами GFL/GFM, переходу в острів та ресинхронізації;

– підвищити рівень кіберзахищеності та сумісності SCADA/EMS-систем на основі CIM та IEC/TS 62351.

Результати дисертаційної роботи використано в Інститут відновлюваної енергетики НАН України при виконанні НДР «Комплекс-3» та «Комплекс-Інтегро», а також рекомендовано для впровадження у локальних енергетичних комплексах із високою часткою відновлюваних джерел енергії.

Структура дисертаційної роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Загальний обсяг роботи становить 205 сторінки машинописного тексту.

У вступі обґрунтовано актуальність теми дисертаційної роботи, сформульовано мету та основні завдання дослідження, визначено об'єкт, предмет і методи дослідження, наведено наукову новизну та практичне значення одержаних результатів, подано інформацію про зв'язок роботи з науковими програмами та апробацію результатів.

У першому розділі виконано аналіз сучасних тенденцій розвитку локальних комбінованих систем електрозабезпечення на основі відновлюваних

джерел енергії. Розглянуто особливості функціонування інверторно-орієнтованих енергетичних систем у режимах Grid-Following та Grid-Forming, досліджено вимоги до динамічної стійкості, якості електроенергії та роботи систем зберігання енергії. Проаналізовано сучасні алгоритми керування інверторними ресурсами, формалізовано технологічні конфлікти між надійністю, енергоефективністю та деградацією УЗЕ, а також обґрунтовано необхідність використання адаптивного багаторівневого керування.

У другому розділі розроблено математичні моделі та методи адаптивного керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення з урахуванням SoC, SoH, RoCoF, SCR, Δf, ΔU та ресурсних обмежень УЗЕ. Сформовано багаторівневу структуру керування режимами ЛКСЕ, запропоновано інтегральний критерій адаптивності та метод побудови карт режимів. Розроблено математичний апарат для оцінювання динамічної стійкості системи з урахуванням показників RoCoF, LVRT/HVRT, час встановлення та ресурсних характеристик УЗЕ. Також обґрунтовано використання стохастичної оптимізації та цифрових двійників у задачах керування режимами ЛКСЕ.

У третьому розділі розроблено цифровий двійник локальної комбінованої системи електрозабезпечення та досліджено алгоритми адаптивного керування режимами роботи інверторно-орієнтованих енергетичних систем. Виконано формалізацію процесів переходу між режимами GFL/GFM, переходу в острів та ресинхронізації, проведено аналіз динамічної поведінки інверторів і систем зберігання енергії. Досліджено вплив параметрів керування на стійкість системи, сформовано методи інтеграції цифрового двійника з SCADA/EMS-системами на основі стандартів CIM та IEC/TS 62351.

У четвертому розділі проведено моделювання, аналіз та оцінювання практичних режимів роботи комбінованої системи електрозабезпечення. Сформовано сценарії роботи ЛКСЕ, виконано моделювання перехідних процесів у режимах переходу в острів та ресинхронізації, проведено аналіз ресурсних характеристик систем зберігання енергії та оцінено вплив різних алгоритмів керування на динамічну стійкість системи. Побудовано карти адаптивності (карт

режимів), виконано порівняння режимів роботи ЛКСЕ за критеріями надійності, енергоефективності та деградації УЗЕ, а також сформовано практичні рекомендації щодо впровадження запропонованих методів керування для об’єктів критичної інфраструктури.

У висновках наведено основні результати дисертаційного дослідження, сформульовано наукові та практичні результати роботи, а також визначено перспективні напрями подальших досліджень у сфері адаптивного керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ РОБОТИ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

1.1 Аналіз сучасних тенденцій розвитку комбінованих систем електрозабезпечення (КСЕ)

Глобальна трансформація електроенергетики, що відбувається впродовж останніх двох десятиліть, характеризується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та широким впровадженням інверторно-інтерфейсованих ресурсів у складі як магістральних, так і розподільчих мереж. Фотоелектричні станції, вітроелектростанції з повним перетворенням енергії, установки зберігання енергії (BESS), гібридні енергетичні комплекси та мікромережі дедалі частіше формують локальні комбіновані системи електрозабезпечення (ЛКСЕ), здатні функціонувати як у режимі паралельної роботи з об’єднаною енергосистемою (ОЕС), так і в ізольованому (острівному) режимі.

На відміну від класичних електроенергетичних систем, у яких основну роль у формуванні частоти та напруги відігравали синхронні генератори з великою механічною інерцією, сучасні ВДЕ-орієнтовані системи дедалі більше покладаються на силову електроніку та програмно визначене керування. Це зумовлює докорінну зміну фізичних механізмів динаміки енергосистеми, характеру перехідних процесів і принципів забезпечення частотної та напругової стійкості. Внаслідок цього актуалізується необхідність глибокого наукового аналізу режимів роботи ЛКСЕ, зокрема у контексті взаємодії режимів Grid-Following (GFL, підпорядкування мережі), Grid-Forming (GFM, системотвірних) та критичних перехідних процесів, таких як переходу в острів і ресинхронізація[1-3].

Класична теорія електроенергетичних систем ґрунтується на припущенні, що основну частку генерації забезпечують синхронні машини, кінетична енергія яких формує так звану природну інерцію системи. Ця інерція відіграє ключову роль у початковій фазі частотної реакції на раптові збурення активного балансу, обмежуючи швидкість зміни частоти та надаючи часовий резерв для спрацювання первинного регулювання. У таких системах величина RoCoF (Rate of Change of Frequency - швидкість зміни частоти) прямо пов’язана з дефіцитом або надлишком активної потужності та сумарною інерцією обертальних мас.

Зі зростанням частки ВДЕ, інтегрованих через силову електроніку, відбувається системне зменшення еквівалентної інерції енергосистеми. Інверторно-інтерфейсовані ресурси не мають прямого електромеханічного зв’язку з частотою мережі, а отже не забезпечують природної інерційної підтримки. Як наслідок, навіть відносно малі збурення балансу потужності можуть спричиняти значні та швидкі відхилення частоти, що проявляється у зростанні RoCoF та підвищенні ризику спрацювання протиаварійних захистів [4-7].

Огляд роботи Zhou J. та співавторів показує, що в низькоінерційних енергосистемах часові масштаби частотної динаміки скорочуються з секунд до сотень мілісекунд, а інерційна реакція стає недостатньою або взагалі відсутньою [4]. У таких умовах традиційні механізми первинного регулювання частоти, розраховані на повільніші процеси, втрачають ефективність. Аналогічні висновки наведені у роботах Hong Q. та співавторів, де підкреслюється, що у системах з високою часткою інверторних ресурсів частотна стійкість дедалі більше залежить від швидкодійних електронних контурів керування та енергетичних буферів [7].

Міжнародні аналітичні організації також фіксують цей тренд. Зокрема, ENTSO-E у технічних звітах щодо grid-forming capability (можливість формування сітки) наголошує, що подальше скорочення інерції в європейських синхронних зонах без компенсуючих заходів призведе до зростання частотних ризиків та обмежень на допустиму частку ВДЕ [3; 6]. Аналогічні застереження

містяться у звітах IEA PVPS, де підкреслюється, що підтримка частоти в системах з високою часткою фотоелектричної генерації можлива лише за умови активної участі інверторів у наданні системних послуг [8].

Таким чином, зменшення інерційних властивостей ОЕС є не побічним ефектом, а фундаментальною характеристикою сучасної ВДЕ-орієнтованої енергетики. Це безпосередньо обґрунтовує актуальність дослідження режимів роботи ЛКСЕ, оскільки саме локальні комбіновані системи з інверторами та УЗЕ дедалі частіше стають основним інструментом забезпечення частотної стабільності як на локальному, так і на системному рівнях.

Паралельно зі змінами у генерації відбувається еволюція вимог з боку споживачів електричної енергії. Критична інфраструктура, зокрема телекомунікаційні центри (телеком), центри обробки даних та вузли обміну інтернет-трафіком, характеризується надзвичайно жорсткими вимогами до безперервності електрозабезпечення, допустимих відхилень частоти й напруги, а також часу відновлення нормального режиму після збурень. Навіть короткочасні відхилення можуть призводити до втрати даних, збоїв у мережевих протоколах або пошкодження обладнання.

Додатково зростає роль нових технологічних споживачів, зокрема електролізерних комплексів виробництва «зеленого» водню. Для таких об’єктів стабільність електроживлення безпосередньо впливає на ефективність електрохімічних процесів, деградацію електролізерів та економічні показники виробництва. У ряді сценаріїв ці об’єкти мають обмеження або повну заборону на використання зовнішньої мережі не тільки як основного а також як резервного джерела, що робить автономні або напівавтономні ЛКСЕ ключовим елементом їх енергетичної інфраструктури [9; 10].

У відповідь на ці виклики ЛКСЕ трансформуються з пасивних споживачів у активні елементи енергосистеми. Оснащені системами зберігання енергії та сучасними інверторами, вони здатні працювати в режимах нульових перетоків, забезпечувати локальну стабілізацію частоти й напруги, а в окремих випадках - надавати підтримку зовнішній мережі. Саме в цьому контексті виникає

концепція системоутворюючих ресурсів, реалізованих через Grid-Forming інвертори [2; 9].

Дослідження NREL (Kroposki B. та ін.) показують, що GFM-інвертори можуть формувати напругу та частоту, забезпечувати «чорний» старт і підтримувати стабільність у слабких мережах, де традиційні GFL-підходи є неефективними або нестійкими [9]. Це означає, що локальна ВДЕ-система за певних умов може виконувати функції, притаманні класичним системоутворюючим елементам ОЕС, що радикально змінює підхід до проєктування та керування такими системами.

Ускладнення динамічних процесів у низькоінерційних системах призвело до того, що системні оператори почали формалізувати нові технічні вимоги до інверторно-орієнтованих ресурсів. У європейському контексті ENTSO-E розробляє та оновлює вимоги до grid-forming capability для power park modules (модулі енергетичного парку), акцентуючи увагу на здатності інверторів працювати без зовнішнього еталону частоти, забезпечувати роботу при просіданнях (LVRT) або сплесках (HVRT) напруги, обмежувати RoCoF та демпфувати електромеханічні коливання [3; 6]. Ці вимоги дедалі частіше інтегруються у мережеві коди та технічні регламенти.

В Австралії AEMO запровадив добровільну специфікацію grid-forming інверторів, у якій визначено базові функціональні можливості, включно з інерційною реакцією, стабілізацією напруги в слабких мережах та керуванням перехідними процесами [12; 13]. Аналогічні процеси відбуваються у Великій Британії, де зміни домережевих кодексів- Grid Code (GC0137, GC0163) закріплюють поняття grid-forming як окремий клас системних вимог і відмовляються від вузького трактування VSM (Virtual Synchronous Machine, віртуальна синхронна машина) на користь ширшої GFM-парадигми [14-16].

Наукові огляди в IEEE Power & Energy Magazine та профільних журналах підтверджують, що GFL-підходи залишаються ефективними у «сильних» мережах, проте у сценаріях високої частки ВДЕ або слабкої мережі саме GFM-керування забезпечує кращу динамічну стійкість [2; 10; 15]. Водночас перехід

між режимами GFL і GFM, а також процеси ресинхронізації, залишаються складними з погляду динаміки та взаємодії контурів керування, що вимагає детального математичного аналізу та експериментального моделювання.У табл.1.1 наведено порівняльну характеристику вимог системних операторів до інверторно-орієнтованих ресурсів у ВДЕ-насичених енергосистемах.

Таблиця 1.1

Порівняльна характеристика вимог системних операторів до інверторно-орієнтованих ресурсів у ВДЕ-насичених енергосистемах

Критерій / аспект	ENTSO-E (ЄС)	AEMO (Австралія)	GB Grid Code (Велика Британія)
1	2	3	4
Регуляторна база	Network Codes (RfG), Phase II Technical Report on Grid-Forming Capability (2025)	Voluntary Specification for Grid-Forming Inverters (Core), Test Framework (2023-2024)	Grid Code Modifications GC0137, GC0163; GB Grid Forming Framework
Статус GFM	Визначається як системоутворююча здатність Power Park Modules; поступова інтеграція в мережеві коди	Окремо формалізована категорія інверторів із базовими та розширеними вимогами	Закріплено як обов'язкова системна функція для окремих класів приєднань
Роль у системі	Підтримка частоти та напруги, робота в слабких мережах, забезпечення динамічної стійкості	Забезпечення стабільності в умовах низької інерції та слабкої мережі	Замінник системних властивостей синхронних машин у renewable-rich системі
Режими роботи	Паралельна робота з ОЕС та автономні режими (islanding)	Паралельний, автономний та перехідні режими	Паралельний, автономний, чорний старт
Підхід GFL / GFM	Визнається обмеженість GFL у слабких мережах; акцент на GFM	GFM як пріоритетний підхід для нових підключень	GFM як базова системна вимога (відмова від вузького трактування VSM)
Формування частоти	Вимога автономного формування частоти без зовнішнього еталону	Обов'язкова здатність підтримувати частоту без системи PLL	Повна автономність формування частоти та фази
Обмеження RoCoF	Визначаються граничні значення RoCoF та вимоги до реакції	Встановлені RoCoF-профілі для тестування	Жорсткі вимоги до стійкості при високому RoCoF

Продовження табл.1.1

1	2	3	4
LVRT / HVRT	Обов'язкові вимоги до збереження підключення та керованої реакції	Обов'язкові випробування LVRT/HVRT у складі сертифікації	Інтегровані вимоги з урахуванням слабкої мережі
Динамічна стійкість	Оцінка через сценарії збурень та перехідні процеси	Окремі тестові сценарії для перевірки демпфування	Аналіз електромеханічних і електронних коливань
Inertia / Fast Frequency Response	Синтетична інерція та FFR як системні сервіси	Чітко регламентована інерційна та швидка частотна реакція	GFM-реакція як еквівалент системної інерції
Вимоги до тестування	Моделювання + натурні випробування (HIL, RMS/EMT)	Детальний Test Framework (RMS/EMT, HIL)	Обов'язкові системні тести для сертифікації
перехід до острівного режиму та ресинхронізація	Розглядаються як критичні сценарії динамічної стійкості	Обов'язкові випробування переходу в острів та повторного приєднання	Формалізовані вимоги до безпечної ресинхронізації
Ключовий виклик	Узгодження вимог між країнами ЄС	Стабільність у наднизькоінерційній системі	Масштабна заміна синхронної генерації ВДЕ

Наведене порівняння демонструє, що незалежно від регіональних особливостей, усі провідні системні оператори сходяться в ключовому висновку: подальший розвиток ВДЕ-орієнтованої енергетики неможливий без переходу до системо-утворюючих інверторів та глибокого перегляду підходів до керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення. Вимоги ENTSO-E, AEMO та GB Grid Code різняться за ступенем формалізації, проте всі вони акцентують увагу на обмеженні RoCoF, забезпеченні LVRT/HVRT, стійкій роботі в автономних режимах та безпечних перехідних процесах переходу в острів (острівкування) і ресинхронізації.

Це свідчить про те, що режими GFL/GFM та їх адаптивне поєднання стають не лише предметом наукового інтересу, а й практичною необхідністю для відповідності сучасним мережевим кодам. Відтак дослідження режимів роботи ЛКСЕ у паралельній та ізольованій взаємодії з ОЕС є методологічно та

прикладно обґрунтованим і безпосередньо відповідає актуальним вимогам системних операторів [3; 6; 12-16].

Наведені вище вимоги системних операторів до інверторно-орієнтованих ресурсів логічно доповнюються вимогами критичної інфраструктури до якості та безперервності електрозабезпечення, оскільки саме профіль навантаження телекомунікаційних вузлів, центрів обробки даних і електролізерних комплексів «зеленого» водню формує найжорсткіші експлуатаційні обмеження для ЛКСЕ у режимах паралельної роботи з ОЕС та у режимі автономії. Для телекомунікацій і центрів обробки даних (ЦОД) пріоритетним є не стільки «якість напруги на вводі» з боку мережі загального користування, скільки гарантування безперервності живлення шин постійного струму/внутрішніх розподільчих шин і мінімізація подій, що переводять систему на акумуляторні батареї чи резервні ДГУ, оскільки кожне перемикання супроводжується ризиком відмови, деградацією ресурсів УЗЕ та зниженням фактичної доступності сервісів. Телекомунікаційна інфраструктура традиційно нормує інтерфейс живлення ІКТ-обладнання по шині −48 VDC, для якої визначено діапазон нормальної експлуатаційної напруги на інтерфейсі живлення (типово «інтерфейс A») і вимогу відсутності погіршення функціонування у межах цього діапазону; зокрема, організація зі стандартизації ETSI задає робочий інтервал −40,5…−57,0 VDC для номіналу −48 VDC, що прямо задає обмеження для перетворювачів і УЗЕ ЛКСЕ у частині підтримки DC-шини без провалів під час перехідних процесів та без «пульсацій» і короткочасних перенапруг, здатних ініціювати відмови випрямлячів/DC-DC модулів або спрацьовування захистів [17]. Узгоджено з цим, рекомендації ITU-T розглядають DC-інтерфейси живлення ІКТ як інструмент підвищення стійкості сервісів і задають рамку нормальних/аномальних діапазонів та рівнів завадостійкості, що підкреслює системну роль внутрішньої DC-архітектури для телекомунікаційного обладнання і частини ЦОД-навантажень [18]. Для ЦОД критичним є також класифікаційний підхід до доступності та резервування інженерної інфраструктури: у практиці проєктування широко застосовується Tier-

класифікація Uptime Institute як еталон цільової доступності (Tier III і Tier IV) та вимог до архітектури резервування (N+x, наприклад N+1, 2N/2N+1), яка в інженерному сенсі транслюється у вимогу нульового або квазінульового часу переривання живлення ІТ-навантаження при подіях у зовнішній мережі, а також у вимогу керованих перехідних процесів під час від'єднання/повторного приєднання до мережі [19]. Європейська нормативна рамка для дата-центрів додатково формалізує вимоги і рекомендації до систем електроживлення та внутрішнього розподілу потужності (живлення, резервування, розподіл, заземлення/зрівнювання потенціалів), що важливо для відображення у математичних моделях ЛКСЕ структури «джерела-перетворювачі-УЗЕ-шини-навантаження» і пов'язаних з цим обмежень керування у перехідних режимах [20]. На практичному рівні стійкість ІТ-навантаження до короткочасних провалів/перенапруг часто оцінюється за кривими допустимості напруги для інформаційного обладнання (ITIC/CBEMA), які, хоча і не є «мережевим кодом», відображають фізичну межу безвідмовної роботи широкого класу ІТ-блоків живлення при подіях малої тривалості, і тому корисні як прикладні обмеження для моделювання швидкодії ЛКСЕ, зокрема, допустимих глибин провалу напруги та тривалості «перехідних» до моменту відпрацювання UPS/УЗЕ [21].

Поряд із цифровою критичною інфраструктурою виробництво «зеленого» водню формує інший тип жорстких обмежень: електролізерні установки є великим регульованим споживачем з вираженою електротермічною та електрохімічною інерційністю, а їхня ефективність і деградація чутливі до режимів електроживлення, швидкості змін потужності та частоти пуск-зупинка. Сучасна література, присвячена інтеграції електролізерів у енергосистеми, підкреслює двоїстість їх ролі: з одного боку, це гнучке навантаження, здатне надавати системні послуги (первинне регулювання частоти, швидку частотну підтримку), з іншого - технологічний об'єкт з обмеженнями на градієнти потужності, температурні режими й допустимі коливання вхідної електричної потужності, що впливають на ресурс і вихід продукції [22]. Експериментально підтверджується можливість надання частотних сервісів PEM-електролізером у

конфігурації «силовий перетворювач + система керування», що означає необхідність моделювати не лише «пасивну» сприйнятливість до порушень, а й активну участь водневого навантаження у стабілізації частоти та напруги ЛКСЕ, включно з тимчасовими затримками та обмеженнями по швидкодії [23]. Водночас моделі енергоменеджменту модульних PEM-електролізерів у складі ВДЕ-орієнтованих систем наголошують на потребі обмежувати швидкі флуктуації та небажані режими розподілу навантаження між стеками, щоб зменшити деградацію та зберегти ефективність, що прямо транслюється в математичні обмеження на «ramp-rate», мінімальні/максимальні навантаження та політику керування УЗЕ як буфером [24]. Таким чином, для ЛКСЕ у сценаріях електрозабезпечення критичних споживачів ключовим стає одночасне виконання двох груп умов: електроенергетичних (частота/напруга/RoCoF) і технологічних (обмеження на швидкість і амплітуду зміни потужності навантаження та режимів перетворення), що робить необхідним явне включення таких параметрів у подальші математичні моделі та імітаційні експерименти.

З урахуванням наведеного, для формалізації «реальних» обмежень критичної інфраструктури доцільно перейти від загальних якісних формулювань до набору ключових експлуатаційних параметрів, які є спільними для телекомунікацій, ЦОД та водневих електролізерних комплексів, але мають різну критичність та різні цільові рівні. Базовим орієнтиром для параметрів на стороні мережі загального користування в європейському контексті є EN 50160, яка задає інтервали частоти для синхронно приєднаних і несинхронних систем та тим самим окреслює фон, на якому ЛКСЕ повинна забезпечувати стабілізацію на внутрішніх шинах живлення критичного навантаження [25]. Водночас внутрішні стандарти для інфраструктурних об’єктів (зокрема дата-центрів) часто орієнтують на підвищені класи якості та сумісності низькочастотних завад, посилаючись на IEC 61000-2-4 як основу для визначення жорсткіших внутрішніх рівнів гармонік/флікеру/несиметрії; у практиці експлуатації дата-центрів окремо підкреслюється необхідність відповідності «після забезпеченого живлення» (UPS/резерв) більш жорстким класам якості, ніж у публічній мережі [26]. Для

телекомунікацій критичною є, окрім AC-якості на вводі, саме стабільність DC-інтерфейсу −48 V з формалізованим діапазоном напруги, оскільки більшість телеком-вузлів архітектурно спираються на випрямлячі та батарейні шини постійного струму як первинний «буфер» безперервності [17]. Для водневих систем критичність зосереджується у швидкодії та плавності регулювання потужності, а також у допустимості частих переходів між режимами живлення (мережа/автономія), що впливає на стабільність технологічного процесу й деградацію електролізерних стеків; сучасні огляди підкреслюють необхідність інтегрувати технологічні обмеження електролізерів у задачі енергокерування та участі у системних послугах [22].

Для цілей дисертаційного моделювання доцільно представити набір параметрів у вигляді зведеної таблиці, де кожен параметр інтерпретується як математичне обмеження або як критерій якості перехідного процесу ЛКСЕ у режимах GFL/GFM та при переходах між паралельною та ізольованою роботою. Числові значення у таблиці подано як практично вживані інженерні орієнтири для критичних навантажень з урахуванням нормативних «фонів» (EN 50160) і типових специфікацій інтерфейсів (ETSI −48 VDC), а також з урахуванням того, що реальна експлуатація ЦОД/телеком майже завжди включає UPS/УЗЕ як елемент нульової перерви, а отже ключовою метою є не «пережити провал» як такий, а мінімізувати частоту і глибину подій, що активують резервні ланки [17; 19; 21; 25]. У табл.1.2 подано ключові експлуатаційні параметри критичної інфраструктури як обмеження для математичних моделей і моделювання режимів ЛКСЕ.

У наведеній постановці параметри частоти, напруги, RoCoF, LVRT/HVRT і тривалості переходів виконують подвійну роль.

По-перше, вони задають обмеження працездатності критичного навантаження і його інтерфейсів, включно з телекомунікаційною DC-шиною −48 V з жорстко визначеним робочим діапазоном [17].

Таблиця 1.2

Ключові експлуатаційні параметри критичної інфраструктури як обмеження для математичних моделей і моделювання режимів ЛКСЕ

Параметр (узгоджені терміни)	Репер/типові межі для моделювання ЛКСЕ	Найбільш критичний сектор	Навіщо вводиться в модель (інтерпретація обмеження)
1	2	3	4
Відхилення частоти у сталому режимі, Δf	орієнтир «мережевого фону»: 49,5-50,5 Гц (EN 50160 для синхронних систем) [25]; ціль для критичного навантаження ЛКСЕ: утримання ближче до 49,9-50,1 Гц за нормальних збурень	ЦОД, телеком	Формує допустиму область стабілізації частоти в автономії та при коливаннях потужності ВДЕ; визначає пороги автоматичного розвантаження/керування потужністю
Граничне відхилення частоти у перехідному процесі	короткочасне відхилення допускається ширше «сталого», але має бути обмежене так, щоб не запускати масові відмови перетворювачів/UPS та не порушувати технологічні режими	усі	Задає обмеження на амплітуду перехідної частотної помилки при переході в острів /ресинхронізації та при зміні GFL та GFM
Швидкість зміни частоти, RoCoF	для критичного навантаження доцільно ставити цільові обмеження RoCoF на рівні, що не провокує спрацювань захистів і не створює нестабільності керування, зокрема для мікромереж у слабких мережах	ЦОД, ЛКСЕ з високою часткою інверторів	Потрібна для моделювання запасу динамічної стійкості та налаштувань регуляторів GFM (віртуальна інерція/демпфування) і логіки від'єднання
Допустиме відхилення напруги у сталому режимі, ΔU	як інженерний базис для критичних шин: утримання в межах близько ±5% на AC-шинах; для DC-телеком інтерфейсу −48 V: робочий діапазон −40,5…−57,0 VDC [17]	телеком, ЦОД	Визначає область допустимих станів для оптимізації режимів і розрахунку втрат; для телеком прямо задає межі DC-шини, які ЛКСЕ не має порушувати при перехідних

Продовження табл.1.2

1	2	3	4
Допустиме відхилення напруги у сталому режимі, ΔU	як інженерний базис для критичних шин: утримання в межах близько ±5% на AC-шинах; для DC-телеком інтерфейсу −48 V: робочий діапазон −40,5…−57,0 VDC [17]	телеком, ЦОД	Визначає область допустимих станів для оптимізації режимів і розрахунку втрат; для телеком прямо задає межі DC-шини, які ЛКСЕ не має порушувати при перехідних
LVRT/HVRT на стороні живлення навантаження	оцінюється як допустимість «провал/перенапруга-тривалість» для IT-обладнання за кривими ITIC/CBEMA (як індикативний критерій сумісності) [21]	ЦОД, телеком	Дає практичний критерій, який перехідні провали/сплески ЛКСЕ не повинні перевищувати, інакше виникає ризик відмов БЖ/перемикань UPS
Тривалість переходів та час встановлення сталих значень (settling time) частоти/напруги	для критичних навантажень доцільно мінімізувати час встановлення після переходу в острів і після зміни режимів перетворювачів; метрика застосовується як критерій якості керування	ЦОД, телеком	Потрібна для порівняння GFL/GFM і для оптимізації параметрів регуляторів; задає вимоги до швидкодії УЗЕ як буфера
Допустима тривалість перерви живлення (ride-through/hold-up)	для IT-навантаження орієнтиром є «нульова перерва» за рахунок UPS; фактична допустимість події описується кривими напруга-час (ITIC) та архітектурними вимогами Tier [19; 21]	ЦОД	Визначає вимогу до координації УЗЕ, інверторів і автоматики перемикання «мережа - острів» без переривання шини навантаження
Обмеження на швидкість зміни потужності навантаження, dP/dt (для H_2)	задається технологічною доцільністю зменшення деградації та підвищення ефективності; у моделях електролізерів застосовують обмеження ramp-rate і робочих діапазонів потужності [22; 24]	«Зелений» водень	Формує необхідність УЗЕ/керування для згладжування флуктуацій ВДЕ та обмеження «жорстких» переходів, що знижують ресурс електролізера

Продовження табл.1.2

1	2	3	4
Допустимі флуктуації потужності та участь у системних послугах	електролізер може бути керованим споживачем для частотної підтримки, але з урахуванням реальної динаміки та обмежень перетворювача/стеку [23]	«Зелений» водень	Потрібно для спільного моделювання «ЛКСЕ-електролізер» як інтегрованої системи керування частотою/балансом
Вимоги до структури резервування і доступності (цільова надійність)	Tier-орієнтири доступності та резервування як інженерна ціль (Tier III/IV) [19]	ЦОД	Дає кількісну рамку для вибору архітектури (N+x, наприклад N+1, 2N) і для оцінки компромісу «надійність- ефективність» у задачі оптимізації режимів
Вимоги до інженерної інфраструктури електроживлення дата-центру	системні вимоги до живлення і розподілу потужності в дата-центрах, включно з резервуванням та інтерфейсами моніторингу [20]	ЦОД	Надає структурні припущення для моделі ЛКСЕ: наявність двох трас, резервних вводів, UPS, схем заземлення, що впливають на режими та перехідні процеси

По-друге, ці параметри виступають формальними метриками якості для порівняння режимів керування ЛКСЕ у варіантах GFL та GFM і для оцінки перехідних процесів переходу в острів/ресинхронізації, де саме швидкодія та демпфування визначають ризик переходу в небезпечні зони роботи навантаження й перетворювачів [21; 23]. Для ЦОД і телеком практичний критерій «безперервності» інтерпретується як мінімізація подій, що активують резерв (UPS/ДГУ) або спричиняють перемикання силових трактів; у термінах моделювання це означає необхідність обмежувати як амплітуду, так і тривалість відхилень напруги/частоти, навіть якщо формально обладнання здатне «витримати» окремі провали, оскільки системний ефект визначається статистикою подій та їх накопичуваним впливом на ресурс УЗЕ і доступність сервісу за Tier-логікою [19]. Для водневих комплексів ключовим стає включення технологічних обмежень на зміну потужності та режимів, що безпосередньо пов’язано з ефективністю та деградацією електролізерів і визначає потребу у

буферизації флуктуацій ВДЕ через УЗЕ та/або керування силовими перетворювачами [22; 24].

Подальший розвиток комбінованих і локальних ВДЕ-орієнтованих систем електрозабезпечення відбувається в умовах принципово зростаючої невизначеності як з боку генерації, так і з боку навантаження. На відміну від традиційних електроенергетичних систем, у яких основні джерела та споживачі характеризувалися відносно передбачуваними режимами роботи, ЛКСЕ функціонують у середовищі, де стохастичні флуктуації є невід'ємною властивістю процесу електрозабезпечення. Це стосується як миттєвих змін потужності сонячної та вітрової генерації, так і коротко- та середньострокових коливань навантаження критичної інфраструктури, зумовлених поведінковими, технологічними та зовнішніми чинниками.

Сонячна генерація визначається випадковими змінами інсоляції, хмарності та атмосферних умов, що проявляється у високочастотних флуктуаціях активної потужності навіть у межах хвилинних інтервалів. Аналогічно, вітрова генерація характеризується турбулентною природою швидкості вітру, що описується випадковими процесами з довгими хвостами розподілів і значною автокореляцією [27]. У наукових роботах показано, що навіть за однакових середніх значень потужності ВДЕ миттєві реалізації процесу можуть суттєво відрізнятися, формуючи принципово різні сценарії для динамічної стійкості системи [28].

Навантаження критичної інфраструктури також не може розглядатися як детерміноване. Для центрів обробки даних характерні стохастичні коливання споживаної потужності, зумовлені зміною обчислювальних навантажень, мережевих піків та алгоритмів балансування серверів. У телекомунікаційних мережах спостерігаються імпульсні навантаження, пов'язані з трафіковими подіями, аварійними режимами та мобільністю користувачів. Для електролізерних комплексів «зеленого» водню додатково накладаються обмеження, пов'язані з технологічною інерцією та керованими, але не миттєвими змінами споживаної потужності [22; 24].

У таких умовах традиційні детерміновані моделі, що базуються на фіксованих значеннях потужності генерації та навантаження або на одному «номінальному» сценарії, не дозволяють отримати достовірну оцінку стійкості та якості режимів роботи ЛКСЕ. Як показують дослідження Milan P., Wächter M. та Peinke J., детерміноване представлення ВДЕ призводить до систематичного недооцінювання ризиків великих відхилень і не відображає реальну імовірність екстремальних подій [29]. Аналогічні висновки наведені у роботах Wang Q. та співавтори, де доведено, що оцінка частотної стійкості мікромережі за фіксованих сценаріїв може суттєво відрізнятися від статистично очікуваної поведінки системи [30].

З огляду на це, у сучасних дослідженнях енергосистем дедалі більшого поширення набуває імовірнісний підхід, у межах якого ключові вхідні величини - потужність ВДЕ, навантаження, стан систем зберігання енергії - описуються як випадкові величини або випадкові процеси з відомими або оціненими законами розподілу. Для моделювання вітрової генерації широко застосовуються розподіли Вейбулла та Релея, тоді як для сонячної радіації використовуються бета-, гамма- та логнормальні розподіли [27; 31]. Навантаження в ЦОД і телекомунікаційних системах часто описується стохастичними процесами з добовою та тижневою сезонністю, що вимагає використання комбінованих імовірнісно-часових моделей [32].

Імовірнісний опис дозволяє перейти від одиничної оцінки режиму до аналізу розподілу можливих станів системи, що є принципово важливим для ЛКСЕ, які повинні забезпечувати надійність не «в середньому», а з заданою імовірністю. У цьому контексті критерії динамічної стійкості, такі як допустимі відхилення частоти, RoCoF або час встановлення, набувають імовірнісного змісту: замість перевірки виконання умов у одному сценарії оцінюється імовірність виходу параметрів за допустимі межі [33].

Практичним інструментом реалізації такого підходу є Монте-Карло моделювання, яке дозволяє шляхом багаторазової генерації випадкових реалізацій ВДЕ та навантаження дослідити статистичні властивості режимів

роботи ЛКСЕ. У сучасних роботах показано, що Монте-Карло аналіз є ефективним методом оцінки частотної стійкості, імовірності втрати синхронізму та ризику порушення LVRT/HVRT у мікромережах з високою часткою інверторних ресурсів [34; 35]. Зокрема, підкреслюється, що лише такий підхід дозволяє коректно врахувати поєднання швидких флуктуацій ВДЕ з обмеженою енергетичною ємністю УЗЕ та затримками в алгоритмах керування.

Застосування стохастичних моделей є необхідним і для постановки задач оптимізації режимів роботи ЛКСЕ. У детермінованій оптимізації оптимальний режим часто відповідає граничному використанню ресурсів і може виявитися нестійким або неприйнятним при реальних флуктуаціях. Натомість стохастична оптимізація дозволяє формулювати цільові функції з урахуванням математичного сподівання, дисперсії або ймовірності порушення обмежень, що особливо важливо для критичної інфраструктури, де допустимий ризик відмови є жорстко регламентованим [36]. У роботах Bienstock D. та співавтори показано, що стохастичні обмеження (chance constraints) є ефективним інструментом для балансування між енергоефективністю та надійністю в системах з ВДЕ [37].

Таким чином, проведений аналіз сучасних тенденцій розвитку інверторно-орієнтованих та ВДЕ-насичених електроенергетичних систем свідчить про зростання структурної та динамічної складності локальних комбінованих систем електрозабезпечення. Стохастичний характер генерації відновлюваних джерел, зумовлений метеорологічною мінливістю, у поєднанні з флуктуаціями навантаження формує середовище з високим рівнем невизначеності, у якому традиційні детерміновані підходи до аналізу та керування виявляються недостатньо адекватними для достовірної оцінки стійкості та надійності режимів роботи ЛКСЕ.

Водночас у таких системах проявляється стійкий технологічний конфлікт між основними критеріями функціонування, а саме надійністю електрозабезпечення, енергоефективністю та ресурсною довговічністю систем зберігання енергії. Підвищення рівня резервування та залучення УЗЕ для швидкої частотної підтримки сприяє зростанню надійності, проте

супроводжується зниженням загального ККД та прискореною деградацією УЗЕ. Натомість орієнтація на максимальну енергоефективність та мінімізацію циклування УЗЕ зменшує адаптивність системи до збурень і підвищує ризик порушення динамічної стійкості в перехідних режимах.

За цих умов у наявних наукових дослідженнях недостатньо розробленим залишається питання комплексного врахування стохастичності ВДЕ та багатокритеріального характеру функціонування ЛКСЕ в рамках єдиної формалізованої моделі. Переважна частина існуючих підходів орієнтована або на локальну оптимізацію окремих показників, або на аналіз спрощених сценаріїв, що не дозволяє адекватно описати реальну взаємодію між надійністю, ефективністю та деградаційними процесами в УЗЕ.

Виявлена наукова прогалина зумовлює необхідність переходу від фрагментарного аналізу окремих режимів до системної постановки задачі оптимального вибору режиму роботи ЛКСЕ в умовах невизначеності та конфлікту критеріїв. Саме це обґрунтовує доцільність розроблення стохастичних математичних моделей, інтегральних показників адаптивності та методів багатокритеріальної оптимізації, які дозволяють узгодити вимоги до надійності, енергоефективності та ресурсу УЗЕ.

1.2 Структура та класифікація режимів роботи КСЕ

Подальше дослідження режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення (ЛКСЕ) потребує формування системного уявлення про їхню внутрішню структуру, принципи побудови та класифікацію можливих режимів функціонування. На відміну від класичних централізованих енергосистем, ЛКСЕ характеризуються високим ступенем децентралізації, значною часткою інверторно-орієнтованих джерел, наявністю систем зберігання енергії та можливістю роботи як у паралельній взаємодії з об’єднаною енергосистемою, так і в ізольованому режимі, автономно, змінюючи свою структуру керування. Саме ця багаторежимність і структурна гнучкість

визначають специфіку динамічних процесів та обумовлюють необхідність їхнього окремого теоретичного й математичного аналізу [1, 3, 9, 10].

Типова ЛКСЕ формується як сукупність взаємопов'язаних підсистем генерації, зберігання, перетворення та споживання електричної енергії, об'єднаних локальною електричною мережею. Базовими компонентами такої системи є відновлювані джерела енергії (сонячні фотоелектричні станції, вітрові електроустановки), установки зберігання енергії (акумуляторні батареї, суперконденсатори, гібридні УЗЕ), силові електронні перетворювачі та, за потреби, традиційні резервні джерела (дизель-генератори, газопоршневі установки) [2, 8, 11].

Архітектурно ЛКСЕ можуть реалізовуватися у вигляді змінного, постійного або гібридного (AC/DC) струму. AC-орієнтовані конфігурації залишаються домінуючими з огляду на сумісність із традиційною мережею, тоді як DC- та гібридні архітектури набувають поширення у критичній інфраструктурі (центри обробки даних, телекомунікаційні вузли, електролізери «зеленого» водню) через зменшення кількості перетворень, підвищення ККД та кращу керованість потоків потужності [17-21, 22-24].

Вибір архітектури безпосередньо визначає структуру енергетичного балансу ЛКСЕ, допустимі шляхи передавання активної та реактивної потужності, а також характер взаємодії між джерелами, УЗЕ та навантаженням. У системах з високою часткою ВДЕ саме конфігурація інверторів і стратегія їхнього керування стають визначальними для здатності ЛКСЕ підтримувати напругу та частоту в допустимих межах за відсутності синхронної інерції [4, 5, 10].

Важливою особливістю ЛКСЕ є динамічна зміна функцій окремих елементів системи. Зокрема, установки зберігання енергії можуть у різні моменти часу виконувати роль джерела активної потужності, засобу демпфування частотних коливань або резерву для підтримки автономного режиму. Аналогічно, інвертори можуть переходити від режимів, орієнтованих на зовнішню мережу, до режимів автономного формування напруги та частоти.

Така функціональна мінливість ускладнює формалізацію процесів і потребує комплексного підходу до їхнього моделювання [9, 11, 30].

З урахуванням сучасних підходів до керування інверторними джерелами та вимог системних операторів, режими роботи ЛКСЕ доцільно класифікувати за принципом формування опорних електричних величин. У цьому контексті ключовими є режими Grid-Following (GFL) та Grid-Forming (GFM). У режимі GFL інвертори синхронізуються з напругою зовнішньої мережі, використовуючи фазове автопідстроювання PLL (Phase-Locked Loop), і не здатні автономно підтримувати частоту та напругу. Такий підхід є ефективним у сильних мережах, однак виявляє обмеження в умовах низької інерції та слабкого зв'язку з ОЕС [6, 10].

Натомість режим GFM передбачає автономне формування напруги та частоти інверторами, що дозволяє ЛКСЕ виступати системоутворюючим елементом як у паралельній, так і в ізольованій роботі. Саме GFM-орієнтовані режими розглядаються ENTSO-E, AEMO та оператором мережі Великої Британії як необхідна умова подальшої інтеграції ВДЕ та забезпечення динамічної стійкості енергосистеми [3, 12-16].

Окрему групу становлять режими з нульовими або обмеженими перетоками потужності з ОЕС, які характерні для об'єктів критичної інфраструктури та виробництва «зеленого» водню. У таких режимах ЛКСЕ повинна забезпечувати локальний енергетичний баланс, мінімізуючи вплив зовнішніх збурень, що висуває підвищені вимоги до керування УЗЕ та координації інверторів [22-24].

Особливе місце в аналізі режимів роботи ЛКСЕ займають перехідні процеси, пов'язані з від'єднанням від об'єднаної енергосистеми (переходу в острів), подальшою автономною роботою та ресинхронізацією. Саме в ці моменти виникають найбільші відхилення частоти, напруги та швидкості їхньої зміни (RoCoF), що може призводити до спрацювання захистів або порушення роботи критичних споживачів [4, 5, 30]. У табл. 1.3 наведено класифікацію

режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення за характером взаємодії з ОЕС та принципом формування частоти/напруги.

Таблиця 1.3

Класифікація режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення

Режим роботи	Характер взаємодії з ОЕС	Принцип формування частоти та напруги	Роль інверторів	Роль УЗЕ	Ключові динамічні параметри	Типові області застосування
Grid-Following (GFL)	Паралельна робота з ОЕС	Синхронізація за зовнішнім еталоном (PLL)	Відтворення струму, слідування напрузі мережі	Балансування потужності, згладжування флуктуацій	RoCoF визначається ОЕС, обмежена участь у стабілізації	Сильні мережі, високий Short Circuit Ratio
Grid-Forming (GFM)	Паралельна або автономна	Автономне формування частоти та напруги	Системоутворююча функція, віртуальна інерція	Підтримка частоти, демпфування коливань	Контроль RoCoF, час встановлення , демпфування ζ	ВДЕ-насичені та слабкі мережі, критична інфраструктура
перехід в острів (автономний режим)	Повна ізоляція від ОЕС	Локальне формування частоти та напруги	Повна відповідальність за стабільність	Основне джерело резерву та регулювання	Максимальні відхилення f, U, RoCoF	ЦОД, телеком, виробництво «зеленого» водню
Resynchronization	Перехід від автономії до ОЕС	Узгодження f, U, φ перед повторним підключенням	Кероване зведення фаз і напруг	Компенсація перехідних дисбалансів	Перехідні перенапруги, перерегулювання	Відновлення паралельної роботи
GFL та GFM перехід	Змінна	Зміна алгоритму керування	Перехід від струмового до напругового керування	Підтримка стабільності в перехідний момент	Критичні RoCoF, час встановлення	Адаптивні ЛКСЕ з багаторежимною логікою
Нульові перетоки (Zero-export)	Формально паралельна	Частота задається ОЕС, потужність локально збалансована	Контроль потоків P/Q	Компенсація дисбалансів ВДЕ	Чутливість до локальних збурень	Промислові та водневі кластери

Запропонована класифікація демонструє, що режими роботи ЛКСЕ принципово різняться не лише характером взаємодії з об’єднаною енергосистемою, але й розподілом функцій між інверторами та системами зберігання енергії. Це безпосередньо впливає на динамічні властивості системи, допустимі значення RoCoF, часи встановлення та здатність до стійкої роботи за перехідних процесів.

Перехід між режимами GFL та GFM є одним із найскладніших з точки зору динаміки, оскільки супроводжується зміною алгоритмів керування, перерозподілом ролей між інверторами та УЗЕ і, відповідно, різкою зміною динамічних властивостей системи. Коректний опис цих процесів є необхідною передумовою для побудови адекватних математичних моделей і подальшої оптимізації режимів роботи ЛКСЕ [1, 11, 33].

У подальшому дослідженні об’єкт розглядається не як статична енергетична система з фіксованими режимами, а як динамічна локальна комбінована система електрозабезпечення, що функціонує в умовах безперервної зміни внутрішніх і зовнішніх параметрів. Принциповою особливістю ЛКСЕ є те, що навіть за відсутності аварійних подій система практично ніколи не перебуває в ідеально усталеному режимі, а постійно переходить між квазістаціонарними станами внаслідок стохастичної природи генерації відновлюваних джерел енергії, змін навантаження та коливань стану систем зберігання енергії [1, 4, 10].

Зміна доступної потужності ВДЕ є одним із ключових факторів динамічної мінливості режимів ЛКСЕ. Сонячна та вітрова генерація характеризуються часовою нерівномірністю, швидкими флуктуаціями та кореляцією з метеорологічними умовами, що призводить до постійного перерозподілу активної та реактивної потужності в локальній мережі [8, 28, 29]. У таких умовах інверторні інтерфейси ВДЕ змушені адаптивно змінювати режими керування, переходячи від роботи з обмеженим внеском у регулювання до активної участі у підтримці напруги та частоти, особливо в слабких мережах або при роботі в автономному режимі [3, 9, 11].

Не менш важливим чинником є динаміка стану заряду систем зберігання енергії. УЗЕ в ЛКСЕ не виконує фіксовану функцію, а постійно змінює свою роль залежно від поточного балансу потужності, стану заряду (SoC), стану здоров'я (SoH) та стратегічних цілей керування. У режимах надлишкової генерації УЗЕ переходить у режим накопичення, тоді як за дефіциту потужності або при різких збуреннях - у режим підтримки частоти та напруги, компенсуючи миттєві дисбаланси між генерацією та споживанням [5, 24, 30]. Крім того, в умовах відокремлення від мережі в острівний режим або втрати зовнішньої мережі УЗЕ стає ключовим елементом забезпечення резерву та динамічної стійкості ЛКСЕ.

Особливістю об'єкта дослідження є також функціональна мінливість інверторів, які можуть у різні моменти часу виконувати принципово різні ролі. У режимах Grid-Following інвертори діють як керовані джерела струму, орієнтовані на зовнішній еталон частоти та напруги, з обмеженою здатністю впливати на системну динаміку. Водночас у режимах Grid-Forming ті самі інвертори переходять до напругового керування, формуючи локальну частоту та фазу і фактично беручи на себе функції системоутворюючих елементів, що раніше були притаманні синхронним генераторам [2, 3, 15].

У процесі зміни режимів інвертори також динамічно змінюють участь у балансуванні реактивної потужності. За нормальних умов вони можуть працювати в режимі компенсації локальних коливань напруги, тоді як у перехідних режимах - активно генерувати або споживати реактивну потужність для демпфування коливань і забезпечення динамічної стійкості. Таким чином, реактивна потужність у ЛКСЕ перестає бути другорядною величиною і стає повноцінною керованою змінною, що безпосередньо впливає на характер перехідних процесів [4, 11, 33].

Зовнішнім фактором, який істотно впливає на умови функціонування ЛКСЕ, є режим взаємодії з об'єднаною енергосистемою. У паралельному режимі система частково спирається на інерційні та стабілізуючі властивості ОЕС, тоді як в автономному режимі всі функції підтримки частоти, напруги та балансу потужності мають забезпечуватися локальними ресурсами. Перехід між цими

режимами, зокрема процеси відокремлення від мережі в острівний режим та подальшої ресинхронізації, супроводжується різкою зміною граничних умов і вимагає принципово іншого набору керувальних дій [12-16].

Базові режими роботи ЛКСЕ доцільно розглядати як чотири концептуально різні стани функціонування, кожен з яких визначає спосіб формування опорних електричних величин, структуру контурів керування, допустимі межі змінних стану та набір показників динамічної стійкості, що підлягають контролю й оптимізації. У сучасних інверторно-орієнтованих системах саме режим керування перетворювачами, а не лише топологія мережі, визначає системні властивості ЛКСЕ - здатність підтримувати частоту та напругу, переносити збурення, забезпечувати якість електроенергії й виконувати вимоги системних операторів щодо стійкості та “ride-through” [3; 9-11; 12-16]. В умовах зростання частки ВДЕ та зменшення ефективної інерції енергосистеми розмежування режимів Grid-Following і Grid-Forming набуває принципового значення, оскільки вони формують різні механізми частотної підтримки, різну чутливість до RoCoF та різні вимоги до швидкодії інверторів і УЗЕ [4; 5; 10; 11].

Режим Grid-Following (GFL) відповідає парадигмі “інвертор як кероване джерело струму”, де синхронізація здійснюється відносно зовнішньої мережі, а базовим елементом структури керування є фазове автопідстроювання (PLL). У цьому режимі частота та фаза напруги розглядаються як зовнішньо задані величини; інвертор відпрацьовує задані активні й реактивні складові струму відповідно до команд вищого рівня (енергоменеджмент, диспетчеризація, обмеження по мережі), а його участь у формуванні системної частоти є непрямою й обмеженою. Типовим наслідком є висока ефективність та передбачуваність у «сильній» мережі, але зростання ризиків у слабких мережах і в умовах низької інерції, де PLL може втрачати стійкість синхронізації, а взаємодія кількох GFL-перетворювачів здатна спричиняти небажані коливання напруги/частоти та погіршувати демпфування [10; 11]. З позицій динамічної стійкості ключовими стають показники якості синхронізації та струмового керування: здатність утримувати струм у межах лімітів, коректно формувати

реактивну підтримку напруги без переходу в насичення регуляторів, а також коректно відпрацьовувати події провалу/перенапруги напруги згідно вимог «ride-through». На рівні системи це відображається у вимогах до допустимих відхилень напруги та частоти, а також у тому, що RoCoF задається переважно зовнішньою мережею, тоді як ЛКСЕ у GFL-парадигмі лише «підлаштовується» під динаміку ОЕС і має обмежені можливості активного формування частотної відповіді [4; 5; 12-16]. Саме тому системні оператори у документах щодо grid-forming підкреслюють необхідність розширення функціоналу інверторів від пасивного «слідування мережі» до активного формування напруги й частоти, особливо для сценаріїв високої частки ВДЕ та роботи слабких вузлів мережі [3; 12; 13; 15; 16].

Режим Grid-Forming (GFM) реалізує іншу системну роль інвертора - «інвертор як джерело напруги», здатне автономно формувати частоту, фазу та амплітуду напруги в локальному вузлі та, за потреби, задавати опорні величини для інших перетворювачів і навантажень. У GFM-парадигмі інвертор розглядається як системоутворюючий елемент з еквівалентними властивостями інерційної відповіді та демпфування, що можуть відтворюватися алгоритмами віртуальної інерції, віртуальної синхронної машини або droop-керування. Ключовим є те, що у GFM режимі частота стає внутрішньою змінною стану, яка визначається балансом активної потужності в ЛКСЕ, а напруга - балансом реактивної потужності та локальними мережевими параметрами; отже, динамічна стійкість безпосередньо залежить від параметрів регуляторів, швидкодії силової електроніки та доступної енергетичної основи з боку УЗЕ [9-11; 12-16]. Для сучасних енергосистем з низькою інерцією GFM підходи розглядаються як базова технологічна відповідь на проблему зростання чутливості частоти до збурень і необхідність швидкої частотної підтримки, оскільки саме GFM-ресурси здатні формувати швидку первинну відповідь, обмежувати RoCoF і забезпечувати прийнятний час встановлення частоти після збурень [4; 5; 8; 10]. У документах ENTSO-E, а також у специфікаціях AEMO та практиках Великої Британії (GB Grid Code / NESO) акцентовано, що наявність

grid-forming capability повинна забезпечувати стійкість системи за провалів/перенапруг, адекватну реакцію на частотні події та передбачувану поведінку в перехідних режимах, включно з роботою у слабких мережах та підтримкою напруги [3; 12-16]. Відповідно, показники динамічної стійкості для GFM повинні включати не лише «факт збереження синхронізму», а й кількісні метрики: максимальні відхилення частоти, RoCoF, час встановлення (settling time), перерегулювання (overshoot) та ефективність демпфування коливань, які надалі можуть бути включені як обмеження або як складові зведеного критерію адаптивності у задачі оптимізації [4; 5; 11].

Режим нульових перетоків (zero-export / zero-import) є особливим випадком паралельної роботи з ОЕС, де фізичне приєднання до мережі зберігається, але ціль керування полягає у підтриманні перетоків активної потужності через точку приєднання (PCC) на рівні, близькому до нуля, або в заданому вузькому діапазоні. Такий режим є принциповим для об’єктів критичної інфраструктури та промислових кластерів, зокрема виробництва «зеленого» водню, де можуть існувати регуляторні, технологічні або економічні мотиви мінімізувати взаємодію з мережею, забезпечуючи локальний енергобаланс за рахунок ВДЕ та УЗЕ [22-24]. На відміну від класичного GFL, де мережа часто виконує роль «буфера» для активної потужності, у режимі нульових перетоків ЛКСЕ повинна внутрішньо компенсувати випадкові відхилення генерації та навантаження, що різко підвищує вимоги до швидкодії УЗЕ та точності вимірювання/регулювання перетоку через PCC. У цьому режимі алгоритми керування фактично поєднують контур підтримання нульового перетоку (на рівні активної потужності) з контурами напруги/реактивної потужності та з обмеженнями SoC/SoH УЗЕ, а показники динамічної стійкості повинні оцінюватися з урахуванням двох одночасних цілей: не допустити порушення якості електроенергії для критичного навантаження та не допустити «прориву» потужності в мережу (або з мережі) поза допустимими межами [12; 13; 22-24]. Важливо підкреслити, що режим нульових перетоків не є «спрощенням» у порівнянні з іншими режимами: навпаки, він підсилює

внутрішні конфлікти «надійність-деградація УЗЕ-енергоефективність», оскільки саме УЗЕ в багатьох випадках стає головним інструментом згладжування стохастики ВДЕ, а отже швидше вичерпує ресурс за частих циклів [24].

Автономний режим (перехід до острівного режиму) є граничним режимом функціонування ЛКСЕ, в якому відсутня підтримка з боку ОЕС, а всі функції забезпечення енергетичного балансу, підтримки частоти й напруги та відпрацювання збурень реалізуються виключно локальними ресурсами. Саме в автономії найповніше проявляються системоутворюючі властивості інверторів у GFM-парадигмі та критична роль УЗЕ як джерела швидкої потужності для компенсації дисбалансів і демпфування частотних коливань. Для критичної інфраструктури автономний режим має розглядатися не як рідкісна аварійна подія, а як обов'язковий сценарій працездатності, що визначає вимоги до структури резервування, потужності та енергомісткості УЗЕ, а також до керованості навантаження і можливості пріоритезації споживачів [19-21; 22-24]. Динамічна стійкість в автономії описується через здатність системи утримувати частоту й напругу в допустимих межах за швидких змін навантаження та генерації, обмежувати RoCoF після збурень і забезпечувати прийнятний час встановлення без тривалих автоколивань. На відміну від паралельної роботи, де частина вимог «поглинається» мережевою інерцією і потужністю короткого замикання, автономний режим висуває до інверторів вимоги до «чіткої» та передбачуваної напругової поведінки, стабільного розподілу активної/реактивної потужності між джерелами, а також до здатності коректно працювати в умовах обмежень струму та напруги силової електроніки [3; 10; 11; 12-16]. Саме тому сучасні системні документи щодо grid-forming розглядають автономну й слабкомережеву роботу як ключові тестові сценарії, а відповідні специфікації (зокрема AEMO test framework) акцентують увагу на верифікації поведінки перетворювачів у перехідних і граничних режимах [12; 13].

Узагальнюючи, можна стверджувати, що базові режими роботи ЛКСЕ - GFL, GFM, нульові перетоки та автономія - не є просто різними «налаштуваннями» однієї системи, а відповідають різним фізичним і

алгоритмічним моделям керування, які по-різному визначають причинно-наслідковий зв’язок між дисбалансом потужності та відгуком частоти/напруги. Це означає, що для кожного режиму повинні бути визначені власні набори змінних керування (наприклад, струмові завдання в GFL, напругово-частотні регулятори в GFM, контур обмеження перетоку через PCC у режимі нульового перетоку, логіка пріоритезації навантаження в автономії), власні активні обмеження (струмові/напругові ліміти інверторів, SoC-обмеження УЗЕ, мережеві обмеження локальної топології) та власні метрики динамічної стійкості, які можуть і повинні бути включені в задачі оптимізації як критерії або як імовірнісні обмеження [3-5; 10-13; 24]. Саме така формалізація створює основу для подальшого вибору критеріїв оптимальності й побудови алгоритму адаптивного керування, де «вибір режиму» трактується як задача оптимального перемикання/параметризації керування під поточний стан ЛКСЕ та зовнішні умови, з урахуванням стохастики ВДЕ, обмежень УЗЕ та вимог до якості електроенергії критичних споживачів [3; 4; 12; 13; 24].

Ключові перехідні процеси в ЛКСЕ визначають не лише якість електроенергії, але й функціональну безпеку системи, оскільки саме під час переходів між режимами відбуваються найшвидші зміни частоти та напруги, максимальні значення RoCoF, перерозподіл потоків активної/реактивної потужності та перемикання логіки керування інверторів і УЗЕ. На відміну від усталених режимів, де динаміка може бути описана квазістаціонарно, перехідні режими характеризуються нелінійністю, обмеженнями струму силової електроніки, чутливістю до параметрів мережі та істотним впливом алгоритмів синхронізації й регулювання. Саме тому сучасні підходи до інтеграції ВДЕ у мережі з низькою інерцією розглядають перехідні процеси як базовий об’єкт верифікації grid-forming capability та як основу для формування вимог системних операторів щодо стійкості й передбачуваної поведінки інверторних ресурсів [3; 9-13; 15; 16].

Процес виявлення відокремлення від мережі (визначення острова) є першою критичною ланкою перехідної поведінки ЛКСЕ, оскільки від

коректності й швидкодії детекції залежить, чи буде перехід в автономію керованим, чи перетвориться на неконтрольований режим з ризиком порушення напруги/частоти та збоїв у критичних споживачів. У практиці інверторно-орієнтованих систем застосовують пасивні, активні та комунікаційні методи. Пасивні методи ґрунтуються на локальному моніторингу частоти, напруги, швидкості зміни частоти та гармонічного складу, однак вони мають «зону нерозрізнення» (non-detection zone), у межах якої відокремлення може не супроводжуватися достатньо великими відхиленнями параметрів, особливо коли баланс активної потужності близький до нуля. Активні методи навмисно вводять малі збурення (частотні/фазові або імпедансні) та оцінюють відповідь системи; вони підвищують надійність детекції, але можуть погіршувати якість електроенергії або взаємодіяти з регуляторами інших інверторів. Комунікаційні методи (signal-based або SCADA/EMS-орієнтовані) потенційно забезпечують найвищу достовірність, але залежать від доступності каналів і кіберстійкості інформаційної інфраструктури [9-11; 12; 13; 33]. З точки зору дослідження ЛКСЕ принципово важливо, що детекція відокремлення від мережі в острівний режим повинна оцінюватися не ізольовано, а у зв’язці з алгоритмом переходу GFL до GFM: момент детекції визначає початкові умови автономного режиму (кут фази, частота, напруга, наявний дисбаланс P/Q), а отже впливає на максимальні RoCoF та амплітуду перерегулювання в перші сотні мілісекунд після роз’єднання.

Перехід від режиму Grid-Following до Grid-Forming є найбільш «насиченим» за динамікою перехідним процесом, оскільки в цей момент змінюється принцип формування опорних величин: у GFL інвертор підпорядковується зовнішньому еталону напруги/частоти через PLL та струмові контури, тоді як у GFM він сам задає напругу й частоту у вузлі, реалізуючи напругове керування з droop/VSM/віртуальною інерцією. У термінах системної теорії відбувається перемикання структури моделі та зміна замкнених контурів керування, що неминуче породжує перехідні кидки напруги/частоти, якщо не забезпечено «безударне» (bumpless) перемикання та узгодження внутрішніх станів регуляторів [10; 11]. Саме тому у вимогах щодо grid-forming, які

публікуються ENTSO-E, та у тестових рамках AEMO акцентовано необхідність перевірки поведінки інверторів у сценаріях слабкої мережі, провалів напруги, швидких змін навантаження та у сценаріях переходу між режимами керування, оскільки саме там проявляються потенційні нестійкості або небажані автоколивання [3; 12; 13; 15; 16].

Фізична причина критичності переходу GFL до GFM полягає в тому, що в момент втрати мережевого «якоря» частоти й напруги локальний баланс потужності миттєво стає визначальним. Якщо після відокремлення існує дефіцит активної потужності, частота починає знижуватись зі швидкістю, яка у низько інерційних системах може бути значною, формуючи високі значення RoCoF. У GFM-концепції інвертор намагається компенсувати дисбаланс, змінюючи частоту згідно droop/віртуальної інерції та мобілізуючи швидку потужність УЗЕ, однак ця реакція обмежена струмовими лімітами перетворювача та енергетичними лімітами УЗЕ. Таким чином, RoCoF і час встановлення частоти після переходу стають прямими функціями параметрів GFM-регулятора, доступної миттєвої потужності УЗЕ та мережевих характеристик локального вузла [4; 5; 9; 10]. У літературі з частотного керування низько інерційних систем підкреслюється, що у таких сценаріях традиційна «мережева інерція» не може вважатися гарантованою, а тому саме швидкі інверторні та накопичувальні ресурси повинні забезпечувати первинну частотну відповідь і демпфування коливань [4; 5; 8].

Для коректної формалізації переходу GFL до GFM у дисертаційній моделі доцільно описати подію як зміну умов керування у момент t_0, що визначається логікою визначення островного режиму та/або командою системи керування. Набір змінних стану має включати частоту $f(t)$, фазовий кут $\theta(t)$, напругу у PCC та ключових шинах $U(t)$, активну/реактивну потужність компонентів $P_i(t), Q_i(t)$, а також внутрішні стани регуляторів (PLL, droop/VSM контури) і стан УЗЕ (SoC та доступна потужність). Обмеженнями мають виступати ліміти струму інвертора, допустимі межі напруги й частоти для критичного навантаження та технологічні межі УЗЕ (допустима швидкість зміни потужності,

межі SoC) [12; 13; 17; 20; 25; 26]. В якості метрик перехідного процесу доцільно використовувати максимальні значення $|\Delta f|, |\Delta U|, RoCoF$, час встановлення (settling time), перерегулювання (overshoot), а також показники демпфування коливань, що надалі можуть бути інтегровані у критерії оптимальності або ймовірнісні обмеження при стохастичному моделюванні [3-5; 10; 11].

Ресинхронізація з об'єднаною мережею є третім критичним перехідним процесом і має двоїсту природу: з одного боку, вона є «поверненням до нормального режиму» і підвищує надійність живлення, з іншого - є потенційно небезпечною операцією, оскільки неправильне або передчасне підключення може спричинити великі перехідні струми, кидки напруги, порушення роботи навантаження та навіть спрацювання захистів. Для інверторно-орієнтованих ЛКСЕ ресинхронізація потребує узгодження трьох величин між локальною системою та мережею: різниці частот Δf, різниці фаз $\Delta\varphi$ та різниці напруг ΔU у точці приєднання. Вимоги системних операторів і практики кодів приєднання (зокрема GB-орієнтовані документи щодо grid-forming) підкреслюють необхідність передбачуваної поведінки інверторів під час повторного підключення та відсутність небажаних автоколивань у фазовій синхронізації [14-16]. У цьому процесі інвертор у GFM-режимі виконує активне «підтягування» локальної частоти та фази до мережевих, часто із застосуванням спеціального синхронізуючого контуру, який не повинен конфліктувати з основним droop/VSM регулятором. Одночасно УЗЕ має компенсувати дисбаланси потужності в момент підключення та згладити перехідні кидки активної/реактивної потужності, що зменшує ризик перевищення струмових лімітів інверторів і покращує якість відновлення режиму.

Формалізація ресинхронізації в моделі доцільно реалізувати як задачу керованого підведення стану ЛКСЕ до області допустимого «вікна синхронізації», де $|\Delta f| \leq |\Delta f_{max}| \leq |\Delta U_{max}|$, після чого виконується комутаційна дія підключення РСС. Конкретні числові межі цього вікна залежать від політики оператора, класу приєднання, вимог до навантаження і характеристик обладнання, однак методологічно важливо, що ці величини мають бути

визначені як обмеження у задачі керування та перевірятися під час моделювання сценаріїв [12-16]. Після комутації ключовими показниками стають максимальний перехідний струм, величина короткочасних кидків напруги й частоти, а також швидкість затухання перехідних коливань, що визначає «стійке відновлення нормального режиму». У контексті критичної інфраструктури така стійкість повинна оцінюватися не лише як електротехнічний критерій, але й як гарантія неперервності живлення та недопущення порушення сумісності з живленням ІКТ-обладнання й систем живлення ЦОД [17; 20; 25; 26].

Важливо підкреслити, що всі три перехідні процеси - визначення островного режиму, GFL/GFM та ресинхронізація - є взаємозалежними і формують єдиний «ланцюг безпеки режимів» ЛКСЕ. Надмірно консервативна детекція островного режиму може провокувати часті й непотрібні переходи в автономію, підвищуючи деградацію УЗЕ й знижуючи енергоефективність; надто «м'яке» або повільне виявлення збільшує ризик виходу параметрів за допустимі межі та погіршує показники RoCoF. Некоректні параметри переходу GFL до GFM можуть спричинити автоколивання, колапс напруги або перевищення струмових лімітів; невірно організована ресинхронізація може виявитися джерелом найбільшого електромагнітного та електротехнічного стресу для обладнання. Тому їхнє дослідження повинно спиратися на уніфікований набір змінних, параметрів і метрик стійкості, що забезпечить порівнюваність сценаріїв у чисельному моделюванні й дозволить надалі сформувати критерії оптимальності для адаптивного керування (компроміс «надійність-якість-деградація УЗЕ-ефективність») [3-5; 10-13; 24]. У табл. 1.4 узагальнено характеристику ключових перехідних процесів у ЛКСЕ із зазначенням умов запуску, керувальних дій, метрик стійкості та типових ризиків.

Кожен перехідний процес у ЛКСЕ характеризується власним набором умов ініціації, керувальних дій та метрик динамічної стійкості, а також специфічними ризиками (див. табл. 1.4).

Таблиця 1.4

Характеристика ключових перехідних процесів у локальних комбінованих системах електрозабезпечення

Перехідний процес	Умови запуску	Основні керувальні дії	Ключові метрики динамічної стійкості	Типові ризики та відмови
Виявлення відокремлення від мережі визначення острова)	Втрата напруги або зв'язку з ОЕС; відключення вимикача; аварійна подія у мережі	Моніторинг f, U, RoCoF; активні збурення; сигнали SCADA/EMS	Початкове RoCoF; максимальні відхилення f і U до моменту переходу	Запізніла детекція; зона нерозрізнення; помилкове визначення острова; погіршення якості електроенергії
Перехід Grid-Following до Grid-Forming	Підтверджене острівного режиму; команда системи керування; слабка мережа	Відключення PLL; активація GFM-регулятора (droop/VSM); залучення УЗЕ	RoCoF; перерегулювання частоти/напруги; час встановлення ; демпфування ζ	Автоколивання; перевищення струмових лімітів; колапс напруги; нестійкість регуляторів
Автономна стабілізація (після переходу в острів)	Робота ЛКСЕ без підтримки ОЕС	Балансування P/Q; швидка частотна підтримка УЗЕ; керування напругою	Сталі відхилення f, U; тривалість перехідного процесу	Виснаження УЗЕ; деградація SoH; неможливість покриття піків навантаження
Ресинхронізація з ОЕС	Відновлення мережі; команда повторного підключення	Узгодження Δf, Δφ, ΔU; кероване підключення PCC; підтримка УЗЕ	Максимальні Δf, ΔU; струмові піки; час встановлення після підключення	Перехідні перенапруги; великі струми; спрацювання захистів; повторне від'єднання
Перехід GFM до GFL (за потреби)	Стабільна паралельна робота; вимоги оператора	Активація PLL; перехід до струмового керування	Перехідні коливання f та U; час узгодження	Конфлікт регуляторів; втрата синхронізму; деградація якості напруги

Це підтверджує необхідність формалізованого опису перехідних режимів у вигляді керованих подій з чітко визначеними змінними стану, обмеженнями та критеріями оцінювання. Переходи між режимами ЛКСЕ: тригери та ризики за ключовими метриками наведені у табл. 1.5.

Наведений аналіз визначає коло проблем, на які спрямована дана дисертаційна робота і які визначають задачі дослідження.

Об’єктом дослідження у цій роботі є процеси функціонування ЛКСЕ в різних умовах взаємодії з об’єднаною енергосистемою та внутрішніми компонентами, зокрема у сталих і перехідних режимах. На відміну від стаціонарних режимів, де параметри системи змінюються повільно та можуть бути описані квазістатичними моделями, перехідні процеси характеризуються швидкими змінами частоти, напруги та потоків потужності, що особливо критично для інверторно-орієнтованих систем із низькою ефективною інерцією [1, 33].

У таких умовах об’єкт дослідження доцільно розглядати як систему з багатовимірним простором станів, де змінні стану включають не лише електричні величини (частоту, напругу, кути фаз), але й енергетичні та технологічні параметри - SoC і SoH УЗЕ, доступну потужність ВДЕ, режими керування інверторами, обмеження мережевих елементів. Параметри системи мають часову змінність і залежать як від внутрішніх процесів, так і від зовнішніх збурень, що унеможливлює коректний опис ЛКСЕ виключно в рамках детермінованих усталених моделей [30, 34].

Формалізація зазначених процесів є необхідною передумовою для побудови математичної моделі ЛКСЕ, адекватної реальним умовам експлуатації.

Висновки до розділу

1) Встановлено, що глобальне зростання частки відновлюваних джерел енергії та поширення інверторно-орієнтованих технологій призводить до зниження інерційних властивостей енергосистем, підвищення чутливості частоти до збурень і ускладнення забезпечення динамічної стійкості, що обґрунтовує актуальність дослідження режимів роботи ЛКСЕ в паралельному та автономному режимах.

Таблиця 1.5

Переходи між режимами ЛКСЕ: тригери та ризики за ключовими метриками

Перехід між режимами	Типові тригери (умови запуску)	Керувальний намір переходу	Ризики для RoCoF	Ризики перерегулювання (f, U, P/Q)	Ризики: час встановлення	Типові причини відмов/нестійкості
Паралельна робота з ОЕС (GFL) → автономія (GFM)	Втрата мережі/відкриття РСС; визначення островного режиму; аварійне відключення лінії; провал напруги до порогів відсічення; зниження SCR/«слабка мережа »; перевищення ліміту струму інверторів у мережевому режимі	Перехід від “мережа-еталон” до самоформування f та U (black-start/voltage forming)	Високий: миттєвий дисбаланс P, інерція відсутня → різкий df/dt	Середній-високий: перерегулювання f/U при переключенні структур регуляторів і обмеженнях струму	Середній: залежить від демпфування (droop/VSM) і резерву УЗЕ	Неправильне/запізніле визначення островного режиму; несумісні налаштування GFL/GFM; saturation струму; недостатній резерв УЗЕ; “PLL-hunting” до моменту від’єднання
Автономія (GFM) → синхронізована паралельна робота (GFL або GFM у паралелі)	Відновлення мережі; команда на ресинхронізацію; досягнення допусків Δf/ΔU/Δφ; стабілізація після аварії; обмеження енергії УЗЕ (SoC низький)	Безпечне приєднання до ОЕС без ударних струмів і втрати стійкості	Середній: стрибок потужності при замиканні РСС може спричинити df/dt	Високий: перерегулювання струму/напруги при фазовій/частотній невідповідності	Середній-високий: тривале встановлення при слабкому демпфуванні або конфлікті регуляторів	Некоректні допуски Δφ/Δf; відсутність «soft-sync»; конфлікт регуляторів напруги/реактивної потужності; обмеження струму → провал U
GFL ↔ GFM (переконфігурація ролей інверторів у паралельному режимі)	Зміна вимог системного оператора (grid-forming support); погіршення якості f/U; RoCoF вище порогу; просідання U; зміна SCR; відмова одного джерела; перевищення лімітів P/Q	Перерозподіл системотвірної функції (хто формує U/f) і покращення динамічної стійкості	Середній: зміна еквівалентної інерції/жорсткості регуляторів	Середній-високий: перерегулювання через переключення контурів і ліміти	Середній: залежить від узгодженості droop/VSM та фільтрів	«Mode-switch instability» через невраховані затримки; несумісна параметризація droop; взаємодія інверторів (power oscillations)

Продовження табл.1.5

1	2	3	4	5	6	7
Нульові перетоки (P≈0 на PCC) ↔ імпорт/експорт	Команди енергоменеджменту; тариф/ціна; прогноз ВДЕ; обмеження по мережі; SoC-обмеження; обмеження струму/потужності інверторів	Мінімізація обміну з ОЕС або керований обмін без погіршення якості	Низький-середній: залежить від швидкості зміни P на PCC	Середній: перерегулювання P на PCC при різких змінах у ВДЕ/навантаженні	Середній: можливі «хвости» через фільтрацію/обмеження ramp-rate	Порушення обмежень ramp-rate; конфлікт між EMS і локальними контурами; недооцінка флуктуацій ВДЕ
УЗЕ: заряд ↔ розряд ↔ підтримка частоти (FFR/primary) ↔ резерв	SoC нижче/вище порогів; вимога обмеження RoCoF; дефіцит P; провал U (потрібен Q); ліміти температури; ліміти струму BESS/інвертора	Компенсація дисбалансу P, зменшення RoCoF, підвищення надійності	Низький-середній (як наслідок): правильне залучення УЗЕ знижує RoCoF, але при обмеженнях може не встигнути	Середній: перерегулювання P_BESS та U при пріоритезації струму	Середній-високий: при частих перемиканнях і насиченні	Часте циклування → деградація; saturation струму; конфлікт пріоритетів P/Q; запізнення вимірів/команд
LVRT/HVRT режим (аварійна напругова подія) → нормальний режим	Провал/перенапруга U в зоні ride-through; зміна топології; КЗ/відключення; ліміти струму інверторів	Збереження приєднання та контрольоване відновлення U/f	Середній: у провалі U зростає ризик частотного збурення через обмеження P	Високий: перерегулювання U/Q при виході з LVRT/HVRT	Середній-високий: залежить від стратегії відновлення та anti-windup	Втрата керованості через струмові ліміти; неправильна пріоритезація реактивної підтримки; повторні провали → «качання» регуляторів

2) Обґрунтовано, що стохастичний характер генерації ВДЕ та навантаження зумовлює обмежену придатність детермінованих моделей для аналізу стійкості та надійності, що потребує застосування імовірнісних підходів, статистичних моделей та методів Монте-Карло у подальших дослідженнях.

3) Сформовано системне уявлення про структуру локальних комбінованих систем електрозабезпечення, їхні типові архітектури та базові режими функціонування (GFL, GFM, автономний режим, нульові перетоки), які в подальшому інтерпретуються як дискретні змінні вибору в оптимізаційній моделі.

4) Встановлено, що перехідні процеси між режимами (островний режим, перехід GFL/GFM, ресинхронізація, LVRT/HVRT) є критичними з точки зору забезпечення стійкості та формують основні ризики перевищення RoCoF, перерегулювання та часу встановлення, що зумовлює необхідність їх формалізації у вигляді обмежень і критеріїв якості.

РОЗДІЛ 2

БАЗОВІ ВИМОГИ ТА ШЛЯХИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБОТИ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

2.1 Вимоги до надійності, якості електроенергії та енергетичного балансу

Надійність, якість електроенергії та збалансованість потоків потужності є базовими вимогами до локальних ВДЕ-орієнтованих систем електрозабезпечення, оскільки саме вони визначають допустимі межі функціонування ЛКСЕ в усіх режимах роботи та формують вихідні умови для побудови математичних моделей і алгоритмів керування. На відміну від традиційних централізованих систем, де ці вимоги значною мірою забезпечуються інерцією синхронної генерації та мережевою резервністю, у ЛКСЕ відповідальність за підтримання якості електроенергії покладається на інверторні ресурси та установки зберігання енергії. Це зумовлює необхідність чіткої формалізації експлуатаційних параметрів, які мають виконуватися незалежно від режиму - паралельної роботи з ОЕС, режиму нульових перетоків чи автономії [3; 4; 10; 11].

Надійність електрозабезпечення в ЛКСЕ доцільно трактувати як здатність системи забезпечувати безперервне живлення критичних споживачів за широкого спектра збурень - від флуктуацій ВДЕ до аварійних відключень зовнішньої мережі. Для телекомунікаційних центрів і центрів обробки даних ця вимога формалізується через показники доступності, допустиму тривалість перерв та час відновлення після збурень. Практики Uptime Institute і стандарти EN 50600 підкреслюють, що навіть короткочасні порушення живлення або глибокі провали напруги можуть призводити до втрати даних, порушення роботи мережевого обладнання та інженерних систем, тому для ЛКСЕ критичним є не

лише недопущення повного знеструмлення, а й мінімізація амплітуди та тривалості перехідних відхилень [19; 20].

Подібно, виробництво «зеленого» водню, зокрема на базі PEM-електролізерів, висуває жорсткі вимоги до стабільності електроживлення. Хоча електролізери можуть допускати керовану змінність потужності, їх електрохімічні процеси чутливі до тривалих відхилень напруги і частоти та до повторюваних швидких змін режимів, які прискорюють деградацію мембран і знижують ресурс обладнання. Як показують Cozzolino та Bella, а також Elhawash, Araújo та Peças Lopes, участь електролізерів у допоміжних сервісах мережі можлива лише за умови жорсткого контролю електричних параметрів і швидкості їх зміни [22; 23]. Отже, для ЛКСЕ з водневими навантаженнями надійність означає не лише безперервність живлення, а й здатність підтримувати параметри електроенергії в межах, сумісних із довготривалою безпечною експлуатацією технологічного обладнання.

Якість електроенергії в ЛКСЕ визначається насамперед допустимими відхиленнями частоти й напруги та динамічними характеристиками їх зміни. Стандарти EN 50160 та IEC 61000-2-4 задають базові межі для мереж загального та промислового призначення, однак для критичних споживачів ці вимоги, як правило, є жорсткішими. Для телекомунікаційного та ІКТ-обладнання характерні вузькі діапазони напруги живлення, обмежені швидкості її зміни та висока стійкість до короткочасних збурень, що відображено в кривих ITIC/CBEMA та стандартах ETSI [17; 21]. У практичному сенсі це означає, що навіть короткі перехідні процеси під час переходу в островний режим або ресинхронізації мають залишатися в допустимих межах сумісності обладнання.

Частота в низькоінерційних ЛКСЕ є ще більш чутливим параметром, оскільки її відхилення та швидкість зміни безпосередньо залежать від миттєвого балансу активної потужності та параметрів GFM-керування. Для критичних споживачів допустимі відхилення частоти вужчі, ніж для масових навантажень, а високі значення RoCoF можуть спричиняти некоректну роботу систем живлення, синхронізації та захисту. Саме тому вимоги ENTSO-E та AEMO щодо

grid-forming capability акцентують обмеження RoCoF та необхідність швидкої стабілізації частоти після збурень [3; 4; 12; 13]. У математичній постановці RoCoF, максимальні відхилення частоти та час її встановлення доцільно вводити як явні обмеження або як складові критеріїв оптимальності.

Напруга в ЛКСЕ, з одного боку, визначається локальним балансом реактивної потужності та топологією мережі, а з іншого - параметрами керування інверторів і їх струмовими обмеженнями. Для телекомунікаційних центрів критичними є мінімальні відхилення напруги та висока стійкість до короткочасних провалів, тоді як для електролізерів небажаними є тривалі перенапруги та асиметрії, що впливають на електрохімічні процеси. У перехідних режимах, зокрема під час переходу GFL/GFM чи ресинхронізації, саме амплітуда та тривалість перерегулювання напруги стають визначальними показниками якості [10; 11; 23]. Тому в моделях ЛКСЕ напруга та її похідні мають розглядатися як керовані змінні з чітко визначеними межами.

Енергетичний баланс ЛКСЕ є інтегруючою вимогою, що поєднує надійність і якість електроенергії з доступністю локальних ресурсів. Баланс активної потужності має забезпечуватися не лише в середньому за тривалий інтервал, а й миттєво - у масштабі секунд і навіть сотень мілісекунд у перехідних режимах. Саме тут ключову роль відіграють УЗЕ, які компенсують дисбаланси й формують первинну частотну відповідь. Водночас у довшому часовому масштабі баланс визначається обмеженнями SoC і SoH УЗЕ та можливостями ВДЕ, що породжує конфлікт між динамічною стійкістю та довговічністю обладнання [5; 24]. Отже, в математичних моделях необхідно поєднувати миттєві обмеження потужності з інтегральними обмеженнями енергії.

З урахуванням викладеного для ЛКСЕ, що живлять критичних споживачів, до ключових експлуатаційних параметрів слід віднести: допустимі відхилення частоти та напруги, граничні значення RoCoF, максимальну тривалість перехідних процесів і час встановлення після збурень, допустимі межі активної та реактивної потужності компонентів, обмеження SoC та швидкості зміни потужності УЗЕ, а також показники надійності й доступності живлення. Саме ці

параметри утворюють множину обмежень і цільових показників для подальшого моделювання режимів роботи ЛКСЕ та синтезу алгоритмів адаптивного керування.

Узгодження вимог до динамічної стійкості інверторно-орієнтованих систем у європейській та міжнародній практиці ґрунтується на принципі керованої витривалості та керованої підтримки під час збурень, коли інверторні ресурси повинні не лише залишатися підключеними, а й формувати прогнозовану реакцію за напругою та частотою. Для ЛКСЕ це означає, що вимоги до LVRT/HVRT, допустимих RoCoF і часу встановлення параметрів мають бути безпосередньо формалізовані як система обмежень і/або складові критеріїв оптимальності, оскільки саме вони визначають межі безпечного простору режимів для GFL/GFM і перехідних процесів.

У підході ENTSO-E базовою нормативною основою є Network Code «Requirements for Generators» (NC RfG), який визначає рамкові вимоги до генераторних модулів і power park modules [38]. Його принципово важливою особливістю є вимога збереження підключення та стійкої роботи в межах профілю «напруга-час» під час мережевих порушень, причому конкретний LVRT/HVRT-профіль на точці приєднання встановлюється TSO/DSO відповідної зони [39]. Такий підхід відображає різноманітність синхронних зон і топологій, але водночас ускладнює моделювання ЛКСЕ, оскільки замість універсальної кривої необхідно враховувати параметризований профіль, адаптований до конкретного сценарію приєднання.

У 2024-2025 рр. ENTSO-E суттєво розвинув інверторну складову цих вимог, опублікувавши технічні звіти щодо grid-forming capability для power park modules. У Phase II Technical Report акцентовано потребу визначення вимог до GFM-режиму як у режимах генерації, так і споживання, а також узгоджених процедур верифікації динамічних властивостей - частотної та напругової підтримки, поведінки під час збурень, переходу в острів та resynchronization. Для ЛКСЕ це означає, що GFM має розглядатися не як опціональна властивість, а як системна функція, яка повинна бути забезпечена в заданих межах режимів.

У європейській практиці LVRT/HVRT охоплює два взаємопов'язані аспекти: по-перше, невід'єднання в межах заданого профілю U(t) на PCC; по-друге, керовану реакцію інвертора на аномальну напругу, зазвичай через ін'єкцію або поглинання реактивної потужності. Для ЛКСЕ важливо, що у GFL-режимі основний ризик пов'язаний з PLL та струмовими обмеженнями, тоді як у GFM-режимі - з коректним формуванням локальної напруги, пріоритезацією струмів і взаємодією із захистами [1; 3]. Отже, LVRT/HVRT слід формалізувати не як статичну нормативну вимогу, а як інтегральну характеристику, що пов'язує напругу, струмові ліміти та алгоритми керування реактивною потужністю.

У частотній площині ENTSO-E визначає вимоги через допустимі діапазони частоти та тривалість, протягом якої генерувальні об'єкти повинні залишатися в роботі [38; 39]. Для ЛКСЕ це особливо важливо, оскільки в автономному режимі саме система стає джерелом формування частоти, а в режимі ресинхронізації має бути забезпечене узгодження частоти й фази до допусків, сумісних із повторним приєднанням. У low-inertia системах ключовим індикатором є RoCoF, який характеризує швидкість розвитку частотного відхилення після дисбалансу потужності. Саме тому сучасні рекомендації ENTSO-E щодо GFM акцентують необхідність перевірюваних властивостей, здатних обмежувати небезпечні частотні переходи [40].

Час встановлення після збурення пов'язаний із вимогою швидкого відновлення нормального режиму. Для ЛКСЕ це означає, що після переходу в острів, переходу GFL/GFM або ресинхронізації параметри частоти та напруги повинні повернутися в допустиму область за час, сумісний із вимогами критичних споживачів і налаштуваннями захистів. У математичній постановці такі вимоги доцільно описувати через обмеження на максимальні відхилення та час входження в допускову область, наприклад $|\Delta f| \leq \varepsilon_f, |\Delta U| \leq \varepsilon_U$ протягом T_{settle}.

У сегменті DER та розподільчих мереж ключовим міжнародним орієнтиром є стандарт IEEE 1547-2018, який змінив підхід від обов'язкового від'єднання при відхиленнях до вимоги витримувати аномальні частоту й

напругу та надавати мережі підтримку. Оглядові матеріали NREL підкреслюють, що цей стандарт вимагає можливості регулювання напруги реактивною потужністю, частотної реакції та ride-through при аномальних режимах, а також не допускає самовід'єднання DER при допустимих збуреннях [40]. Для ЛКСЕ найбільш важливими є три групи вимог: зони витривалості за напругою та частотою, RoCoF-витривалість і стійкість до фазових стрибків та несиметрій. Практичний висновок полягає в тому, що алгоритми визначення островного режиму і переходу GFL/GFM не повинні ініціювати хибне самовід'єднання інверторів саме в критичний момент [40; 43].

На рівні інтеграції інверторних ресурсів у магістральні мережі таку саму логіку розвиває IEEE 2800-2022, який визначає вимоги до надійного приєднання inverter-based resources, включаючи voltage/frequency ride-through, динамічну підтримку частоти й напруги та узгодження із захистами [41]. Для ЛКСЕ це є важливим орієнтиром: недостатньо забезпечити локальну стійкість, необхідно також гарантувати передбачувану поведінку під час збурень з точки зору системного оператора.

Синтезуючи положення ENTSO-E та IEEE, можна виділити мінімальний набір технічних вимог до ЛКСЕ для подальшого математичного моделювання. По-перше, система повинна мати верифіковані характеристики LVRT/HVRT на PCC, що охоплюють профіль $U(t)$, правила невід'єднання, обмеження струму та алгоритми напругової підтримки. По-друге, ЛКСЕ має забезпечувати частотну витривалість у визначених діапазонах і часових інтервалах, не погіршуючи системну стійкість у паралельному режимі та формуючи частоту в допустимих межах в автономії. По-третє, система повинна мати нормовану RoCoF-витривалість і керовані механізми її обмеження за рахунок віртуальної інерції, droop-керування та швидкодії УЗЕ [42]. По-четверте, необхідною є керована напругова підтримка через реактивну потужність з урахуванням струмових обмежень інверторів. По-п'яте, мають бути визначені вимоги до часу встановлення та перерегулювання у ключових перехідних процесах. По-шосте,

система має забезпечувати узгоджену роботу із захистами та недопущення хибних спрацювань [43].

Таким чином, стандарти ENTSO-E та IEEE формують єдину технічну логіку: інверторні ресурси повинні працювати передбачувано в аномальних умовах, підтримувати напругу й частоту та забезпечувати керований перехід між режимами. У межах системного аналізу ЛКСЕ ці вимоги доцільно перевести у формалізовані кількісні показники - LVRT/HVRT, RoCoF та час встановлення - які можуть бути безпосередньо інтегровані в математичні моделі та алгоритми керування.

Показники LVRT/HVRT доцільно трактувати як часово-залежну область $U(t)$, у межах якої система повинна залишатися стійкою та керованою. У ЛКСЕ це означає не лише невід'єднання інверторів, а й здатність системи в цілому забезпечувати прийнятну поведінку напруги за рахунок реактивної підтримки, незважаючи на струмові обмеження та особливості GFM-керування [1; 3].

RoCoF, у свою чергу, відображає інерційні властивості ЛКСЕ та її здатність протидіяти швидким дисбалансам активної потужності. У традиційних системах цей показник обмежується фізичною інерцією синхронних машин, тоді як у ЛКСЕ він визначається параметрами керування й швидкодією УЗЕ. Саме тому RoCoF слід розглядати як одну з головних метрик динамічної стійкості та вводити в математичні моделі як явне обмеження [4; 7; 33].

Час встановлення характеризує швидкість відновлення частоти та напруги після збурення. На відміну від RoCoF, який описує початкову реакцію, час встановлення відображає здатність системи погасити коливання й перейти до нового квазіусталеного стану. Для критичних споживачів саме тривалість перебування параметрів поза допустимими межами має прямий технологічний зміст, тому цей показник повинен розглядатися разом із RoCoF та LVRT/HVRT як складова багатокритеріальної оцінки режимів.

Поряд із цими метриками фундаментальною умовою стійкості залишається баланс активної та реактивної потужності. Баланс активної потужності безпосередньо визначає динаміку частоти і повинен забезпечуватися

як у надшвидкому часовому масштабі за рахунок УЗЕ та інверторів, так і в середньостроковому - шляхом оптимізації режимів ВДЕ й УЗЕ. Баланс реактивної потужності визначає стабільність напруги та можливість виконання вимог LVRT/HVRT. Саме в перехідних режимах виникає конкуренція між активною і реактивною підтримкою, що повинно бути враховано в системі взаємопов'язаних обмежень [9; 11].

Особливе місце займає безпечна ресинхронізація ЛКСЕ з об'єднаною мережею, яка потребує узгодження частоти, напруги й фазового кута в межах допустимих допусків. Недотримання цих умов може призводити до ударних струмів, перевищення RoCoF та порушення LVRT/HVRT. Тому ресинхронізацію слід розглядати як окремий перехідний процес із власними критеріями якості, де LVRT/HVRT, RoCoF, час встановлення та баланс потужності виступають основними показниками безпеки [3; 14; 16].

Отже, формалізація LVRT/HVRT, RoCoF та час встановлення як базових метрик динамічної стійкості, разом із вимогами до балансу активної та реактивної потужності та до безпечної ресинхронізації, створює цілісну систему критеріїв для оцінювання режимів роботи ЛКСЕ. Саме ця система є основою для побудови математичних моделей, обґрунтування критеріїв оптимальності та синтезу алгоритмів адаптивного керування в наступних розділах дисертації.

У межах подальшого аналізу режимів ЛКСЕ доцільно виокремити класи режимів, орієнтовані на різні критерії оптимальності, оскільки саме вибір цільового критерію визначає структуру керування, навантаження на компоненти системи та довгострокову ефективність її експлуатації. Для ЛКСЕ ключовими є два взаємопов'язані класи: режими, орієнтовані на максимальну надійність і відмовостійкість електрозабезпечення та режими, орієнтовані на максимальний ККД і мінімізацію технологічної деградації УЗЕ.

Режими, орієнтовані на максимальну надійність, спрямовані на забезпечення безперервності електрозабезпечення та дотримання жорстких вимог до якості електроенергії за будь-яких збурень. У таких режимах пріоритет мають стійкість частоти й напруги, обмеження RoCoF, виконання LVRT/HVRT

та швидке відновлення параметрів після аварійних подій. На практиці це, як правило, означає домінування Grid-Forming режимів, активне залучення УЗЕ та консервативні налаштування droop-характеристик і віртуальної інерції. Як показують Ahmadimonfared і Eichner, а також узагальнення ENTSO-E, саме такі режими забезпечують найвищу відмовостійкість у низькоінерційних системах, але ціною підвищених динамічних навантажень на УЗЕ та інвертори [1; 3].

Натомість режими, орієнтовані на максимальний ККД і мінімальну деградацію УЗЕ, спрямовані на зменшення внутрішніх втрат, оптимізацію потоків енергії та збереження ресурсу УЗЕ. Це досягається за рахунок обмеження участі УЗЕ у високочастотних коливаннях потужності, підтримання SoC у робочому діапазоні та зниження швидкості зміни потужності. Зазвичай такі режими реалізуються у GFL-конфігураціях або в GFM-режимах із мінімально необхідною віртуальною інерцією, коли система максимально використовує потужність ВДЕ та мережі, а УЗЕ залучається лише для повільнішого балансування. Дослідження Makhsoos, а також Morales, Conejo і Madsen показують, що такі режими покращують довгострокову економічну ефективність, але знижують запас динамічної стійкості в аварійних ситуаціях [24; 28].

Отже, між режимами максимальної надійності та максимальної ефективності існує принциповий конфлікт, який неможливо усунути вибором одного фіксованого режиму. Саме тому особливого значення набувають проміжні, або адаптивні, режими, в яких ЛКСЕ змінює пріоритети між надійністю та ефективністю залежно від поточного стану системи та зовнішніх умов. За високої невизначеності генерації ВДЕ, підвищеного навантаження або ризику втрати зовнішньої мережі система має переходити до режимів максимальної надійності; у стабільних умовах - до режимів підвищеного ККД і мінімізації деградації УЗЕ [4; 11; 30]. Мінімальні технічні вимоги для ЛКСЕ наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Мінімальні технічні вимоги до локальних комбінованих систем електрозабезпечення

Метрика / параметр	Нормативні межі / характеристики	Джерело стандарту	Сфера застосування
Номінальна частота f	50 Гц ±1 % (49,5-50,5 Гц - нормальний режим)	EN 50160; ENTSO-E	DER, DSO, TSO, критичне навантаження
Короткочасні відхилення частоти	49,0-51,0 Гц (обмежений час)	ENTSO-E; IEEE 1547	DER, TSO, мікромережі
RoCoF	≤ 0,5-1,0 Гц/с (типово), до 2 Гц/с у слабкої мережі	ENTSO-E; IEEE 1547-2018	DER, GFM-інвертори, УЗЕ
Номінальна напруга U	±10 % від U_n (тривалий режим)	EN 50160; IEC 61000-2-4	DSO, споживачі
Короткочасні відхилення напруги	+10…−15 % (≤1 хв), глибші - аварійно	EN 50160	Критичні навантаження, DER
LVRT (Low Voltage Ride Through)	Утримання при 0-0,15 U_n до 150-250 мс; відновлення ≥0,9 U_n за 1-3 с	ENTSO-E; IEEE 1547	DER, GFM/GFL
HVRT (High Voltage Ride Through)	Робота при 1,1-1,2 U_n до 1 с	ENTSO-E; IEEE 1547	DER
час встановлення (f, U)	≤ 2-5 с після збурення	ENTSO-E; IEEE	DER, мікромережі
перерегулювання (f, U)	≤ 5-10 % від номіналу	IEEE 1547; ENTSO-E	DER, критичні навантаження
Баланс активної потужності ΔP	$\Delta P/P_n \leq \pm 2$-5 % у сталому режимі	ENTSO-E; IEEE	EMS, DER
Баланс реактивної потужності Q	cosφ = 0,95…1,0 або Q(U)-характеристика	ENTSO-E; IEEE	DER, DSO
Гармонічні спотворення THD(U)	≤ 8 % (LV), ≤ 5 % (MV)	EN 50160; IEC 61000	Споживачі, DER
Надійність (SAIDI/SAIFI)	SAIDI < 1-2 год/рік (критична інфраструктура - < 10 хв)	Uptime Institute, EN 50600	ЦОД, телеком
Час відновлення живлення (TTR)	< 1 с (UPS), < 15 с (генератор)	EN 50600; ITU-T	ЦОД, телеком
Допустима тривалість переходу в острів	Без обмежень за умови стабільності f, U	ENTSO-E; IEEE	Мікромережі
Ресинхронізація: Δf, ΔU, Δφ	$\Delta f \leq 0,1$ Гц; $\Delta U \leq 5$ %; $\Delta\varphi \leq 10°$	ENTSO-E; IEEE	DER, TSO
SoC робочий діапазон УЗЕ	20-80 % (типово для ресурсу)	IEC, виробники	BESS, EMS
Струмові ліміти інверторів	$I \leq 1,1$-1,3 I_n (короткочасно)	IEEE; ENTSO-E	DER

Наведені мінімальні технічні вимоги відображають інтеграцію нормативних положень ENTSO-E, IEEE та європейських стандартів якості електроенергії в єдину систему обмежень для функціонування ЛКСЕ. Вони формують допустиму область станів системи в просторі параметрів частоти, напруги, швидкості їх зміни та енергетичного балансу.

Для інверторно-орієнтованих джерел і систем зберігання енергії ці вимоги визначають граничні режими участі у регулюванні частоти та напруги, а також допустимі межі струмових і потужнісних навантажень. Для критичних споживачів вони задають умови безперервності та якості електрозабезпечення, що мають бути забезпечені навіть у перехідних і аварійних режимах.

Для телекомунікаційних центрів, центрів обробки даних, промислових об’єктів із безперервним технологічним процесом та інших споживачів із підвищеними вимогами до якості електрозабезпечення ключовим є допустимий час перерви живлення критичного навантаження. Тому в роботі критерій надійності пов’язується з такими показниками: сумарний час простою, середній час відновлення, відносна недоступність, успішність переходу до острівного режиму та здатність системи до ресинхронізації.

Відносна недоступність електрозабезпечення критичного навантаження може бути подана через індекс ASUI. Також враховується допустимий сумарний час простою критичного навантаження за період спостереження. Для окремого перехідного процесу може бути використане обмеження на час відновлення електрозабезпечення після збурення.

Таким чином, у межах роботи надійність електрозабезпечення критичного навантаження оцінюється через поєднання груп показників: показників недоступності живлення, показників динамічної якості перехідного процесу і час встановлення. Це дозволяє пов’язати класичні показники надійності з режимним керуванням ЛКСЕ, роботою УЗЕ та вибором режимів GFL/GFM.

З позицій подальшого моделювання зазначені нормативні межі можуть бути безпосередньо інтерпретовані як система обмежень у задачах оптимального керування та стохастичної оптимізації, вони визначають допустиму область

рішень для алгоритму вибору режимів роботи ЛКСЕ та є базою для формування інтегрального критерію адаптивності.

2.2 Проблематика керування режимами КСЕ

Керування режимами локальних комбінованих систем електрозабезпечення (ЛКСЕ) у змінних умовах генерації ВДЕ та взаємодії з об’єднаною енергосистемою є принципово складною задачею через поєднання трьох факторів:

- низька або змінна «електромеханічна жорсткість» середовища (weak/variable grid, зменшена інерція та змінний SCR);
- стохастичні флуктуації активної потужності ВДЕ й навантаження;
- домінування перетворювальної техніки з обмеженнями по струму та швидкодії, де стійкість формується не «фізичною інерцією», а алгоритмами керування.

У таких умовах навіть класичні підходи, що десятиліттями забезпечували прийнятну якість синхронізації та регулювання (PLL-синхронізація для Grid-Following, droop для первинного частотного/вольтного регулювання, моделі віртуальної синхронної машини VSM/VSG як емулювання динаміки синхронного генератора), демонструють обмеження: вони можуть давати прийнятний результат у «середньому» режимі, але втрачають надійність у критичних перехідних процесах, характерних для ЛКСЕ (переходу в острів, GFL/GFM, ресинхронізація, провали/підвищення напруги, різкі дисбаланси потужності) [1; 3; 4; 11].

У Grid-Following (GFL) структурі інвертор зазвичай трактує мережу як «опорне джерело» частоти й фазового кута та формує струми відповідно до команд активної/реактивної потужності. Синхронізація в цьому випадку реалізується фазозахоплюючою системою PLL, яка оцінює кут мережевої напруги для перетворення координат та формування керувальних сигналів.

Сильна сторона PLL-підходу - технологічна простота й добра узгодженість із традиційним уявленням про «мережу як еталон». Проте за умов низької інерції й «слабкої» мережі виникає фундаментальна проблема: PLL стає джерелом додаткової динаміки (фазової, частотної) і може вступати в негативну взаємодію з імпедансом мережі та контуром регулювання струму, що проявляється як погіршення демпфування, зростання коливань потужності та навіть втрата синхронізму під час збурень. Сучасні дослідження з аналізу синхронізаційної стійкості GFL-конвертерів показують, що нестійкість у weak-grid умовах часто пов'язана саме з взаємодією PLL із мережею (залежність від SCR, індуктивності/резистивності ліній, швидкодії контурів), а спроби «прискорити» PLL для кращого відстеження частоти можуть, навпаки, зменшувати запас стійкості [23; 11; 15; 44]. Практичний наслідок полягає в тому, що для ЛКСЕ, де параметри мережевого середовища можуть змінюватися (паралельна робота з ОЕС, відокремлення, повторне приєднання), фіксовані налаштування PLL часто не забезпечують гарантованої динамічної стійкості: система стає чутливою до швидких коливань частоти, до асиметрій і до провалів напруги, що критично в перехідних режимах. У спрощеному вигляді робота PLL може бути подана такими співвідношеннями:

$$v_q^{pll}(t) \to 0\,, \tag{2.1}$$

$$\dot{\theta}_{pll}(t) = \omega_{pll}(t),$$

$$\omega_{pll}(t) = \omega_0 + K_p^{pll} e_q(t) + K_i^{pll} \int e_q(t)dt\ ,$$

$$\mathrm{e_q(t) = v_q^{pll}(t).}$$

де: θ_{pll} - оцінений фазовий кут мережі, рад;

ω_{pll} - оцінена кутова частота, рад/с;

ω_0 - номінальна кутова частота, рад/с;

$e_q(t)$ - похибка синхронізації за q-компонентою напруги, в.о.;

$v_q^{pll}(t)$ -q-компонента напруги у системі координат PLL, в.о.;

K_p^{pll}- коефіцієнт пропорційної частини PLL, рад/с ;

K_i^{pll} - коефіцієнти інтегральної частини PLL, рад/с^2 .

Коефіцієнти пропорційної та інтегральної частини PLL визначають динамічну жорсткість синхронізації перетворювача із мережею.

Контур фазового автопідлаштування частоти PLL використовується для визначення фазового кута та кутової частоти напруги зовнішньої мережі. У моделі похибка синхронізації визначається за (q)-компонентою напруги.

Наведені співвідношення показують, що PLL фактично реалізує замкнений контур оцінювання фази та частоти мережі. За слабкої мережі або швидких збурень похибка $e_q(t)$ зростає, що може призводити до нестійкості оцінки θ_{pll} та погіршення якості синхронізації.

Droop-алгоритми історично є базовим інструментом первинного регулювання частоти й напруги в мікромережах, оскільки дозволяють організувати «розподілене» узгодження потужності між джерелами без централізованої координації. У GFM-реалізаціях droop формує поведінку джерела як напруго-формувального елемента (частота/напруга як функції активної/реактивної потужності), тоді як у GFL-реалізаціях droop може використовуватися як зовнішній шар розподілу потужності за умови наявності опорної мережі. Перевага droop - структурна простота та масштабованість, що особливо привабливо для ЛКСЕ з багатьма інверторами. Водночас ефективність droop-керування істотно залежить від коректної параметризації (коефіцієнти нахилу, фільтрація вимірів потужності, затримки, узгодження з обмеженнями по струму), а також від фактичної «жорсткості» мережі та топології ЛКСЕ. В умовах високої частки ВДЕ та низької інерції droop може забезпечити прийнятний «первинний» баланс, але не гарантує потрібних метрик перехідної якості (RoCoF, перерегулювання, час встановлення) без додаткових механізмів демпфування та швидкого резерву (зазвичай через УЗЕ). Окремою проблемою є те, що droop у реальній системі часто потребує компромісу: «жорсткі» налаштування покращують частотну реакцію, але можуть посилювати коливання потужності й збільшувати навантаження на УЗЕ; «м’які»

налаштування зменшують коливання, але погіршують якість частоти та час встановлення [4; 9; 11; 45]. Системні оператори, формулюючи вимоги до grid-forming capability, фактично підкреслюють, що droop-подібні механізми повинні бути доповнені функціями швидкої частотної підтримки, коректної реакції на LVRT/HVRT та стійкої поведінки під час розділення/ресинхронізації, що виходить за межі «класичного» droop [3; 12; 13; 46].

Підходи Virtual Synchronous Machine / Virtual Synchronous Generator (VSM/VSG) виникли як відповідь на втрату фізичної інерції синхронних машин і прагнення надати інверторам «системотворчих» властивостей через емулювання динаміки ротора, інерції та демпфування. Їх принципова перевага полягає в тому, що інвертор в режимі GFM може поводитися як джерело з внутрішньою динамікою, здатне формувати частоту та напругу, забезпечувати чорний старт і підтримувати стабільність у слабких мережах. Саме такі властивості вважаються критично важливими для майбутніх енергосистем із високою часткою інверторних джерел [2; 3; 9]. Однак VSM має і суттєві обмеження, які в умовах ЛКСЕ переходять із «теоретичних» у практичні. По-перше, реалізація VSM часто потребує більшої ресурсної складності (вимірювання, оцінювання станів, складніші контури керування, ретельна координація з обмеженнями по струму та захистами), а в багатоджерельних ЛКСЕ - також узгодження параметрів «віртуальної інерції» та демпфування між кількома інверторами, щоб уникати міжінверторних коливань і небажаних циркуляцій реактивної потужності [11; 21; 47]. По-друге, VSM не скасовує фундаментальне обмеження інверторів: у режимах аварійних збурень (провали напруги, короткі замикання) струмові ліміти різко обмежують можливість одночасно підтримувати напругу (Q) і частоту (P), що робить потрібними спеціальні стратегії пріоритезації та «анти-вітрові» механізми для запобігання розгойдуванню інтеграторів/станів моделі. По-третє, VSM, хоч і покращує стійкість у weak-grid, може збільшувати енергетичні та теплові навантаження на УЗЕ, якщо остання є основним швидким резервом активної потужності: у результаті виграш у RoCoF досягається ціною деградації УЗЕ й підвищених

втрат, що вже було окреслено як технологічний конфлікт оптимальності для ЛКСЕ [24; 28; 48]. Узагальнена математична інтерпретація VSM спирається на аналог рівняння руху синхронної машини:

$$\omega = \omega_0 - m_p\,(P - P^*), \qquad (2.2)$$
$$U = U_0 - n_q\,(Q - Q^*),$$

де: ω - поточна кутова частота інвертора, рад/с;

U - амплітуда напруги, В;

ω_0, U_0 - номінальні значення, рад/с, В;

P, Q - поточні активна та реактивна потужності, Вт, вар;

P^*, Q^* - задані значення потужностей, Вт, вар;

m_p, n_q - коефіцієнти droop-регулювання, рад/(с·Вт), В/вар.

За потреби можна додати фільтрацію потужності:

$$\tau_p \dot{P}_f + P_f = P, \qquad (2.3)$$
$$\tau_q \dot{Q}_f + Q_f = Q,$$
$$\tau = 1/(2\pi f_c)$$

де: τ_p - стала часу контуру активної потужності, с;

τ_q - стала часу контуру реактивної потужності, с;

f_c - частота зрізу фільтра, Гц,

тоді в droop-рівняннях використовувати P_f, Q_f замість миттєвих P, Q.

Сталі часу τ_p та τ_q характеризують інерційність вимірювального каналу та визначають швидкість реакції відфільтрованого сигналу на зміну виміряної активної та реактивної потужності відповідно. Ці залежності відображають базовий компроміс droop-керування: збільшення коефіцієнтів m_p і n_q посилює швидкодію системи, однак може погіршувати демпфування та збільшувати амплітуду перехідних коливань. Сталі часу не є періодом мережевої напруги. Це параметри фільтрації виміряних значень потужності.

Дослідження практик GB та Австралії підкреслюють, що успішне застосування GFM/VSM у реальних мережах потребує не лише «правильного» алгоритму, а й системного інжинірингу налаштувань, тестових методик та інтеграції із захистами і процедурою ресинхронізації [12; 13; 15; 16].

Порівняльна оцінка PLL, droop та VSM у контексті динамічної стійкості ЛКСЕ з високою часткою ВДЕ дозволяє виокремити три типові причини, чому традиційні методи часто не забезпечують потрібну стабільність. Перша причина -«синхронізаційна крихкість» GFL-структур із PLL у слабких або змінних мережах: коли зовнішня мережа перестає бути жорстким еталоном (через низький SCR або перехід у автономію), PLL може стати джерелом нестійкості й погіршити якість частоти в найнебезпечніші моменти (переходу в острів, глибокий LVRT, ресинхронізація) [11; 15; 23]. Друга причина -«параметрична чутливість» droop: коректна робота залежить від налаштувань, фільтрації й узгодження з фізичними лімітами інверторів та УЗЕ; у змінних умовах ЛКСЕ фіксовані droop-параметри забезпечують компроміс, але не оптимальність і не гарантію метрик RoCoF/settling/перерегулювання на всьому просторі режимів [4; 11]. Базові droop-залежності для частоти та напруги можуть бути записані наступним чином. Базове рівняння:

$$J\dot{\omega} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0), \tag{2.4}$$

або в нормалізованому вигляді:

$$M\dot{\omega} = P^* - P - D_p(\omega - \omega_0), \tag{2.5}$$

$$\dot{\theta} = \omega\,,$$

де: J - еквівалентний момент інерції, кг·м² ;

M - узагальнений коефіцієнт віртуальної інерції, с;

D, D_p - коефіцієнти демпфування, в.о.;

P_m або P^* - вхідна/задана активна потужність, Вт;

P_e або P - електрична вихідна потужність, Вт.

Наведені рівняння показують, що VSM реалізує інерційно-демпфувальну реакцію, подібну до синхронної машини. Збільшення M сприяє зменшенню

RoCoF, але одночасно може збільшувати час встановлення та вимоги до резерву активної потужності з боку УЗЕ.

Третя причина - «інженерна складність» VSM/VSG: хоча концептуально вони ближчі до системотворчих властивостей, їх стійка робота вимагає розширених механізмів захисту, коректної взаємодії із струмовими обмеженнями та координації багатьох інверторів, а також розумного залучення УЗЕ, щоб не перетворити частотну підтримку на прискорену деградацію УЗЕ [3; 11; 24; 28; 49].

Таким чином, аналіз сучасних підходів керування інверторними джерелами у ЛКСЕ показує, що PLL, droop та VSM мають чітко визначені області ефективності, але їх застосування «у чистому вигляді» часто не відповідає вимогам низькоінерційних, стохастичних і режимно-варіативних систем. Це створює методологічні підстави для переходу до адаптивного керування, у якому параметри синхронізації та регулювання, вибір GFL/GFM ролей, а також участь УЗЕ у підтримці частоти/напруги змінюються залежно від оцінки поточного стану ЛКСЕ (SoC/SoH, запас потужності, SCR/імпеданс мережі, показники RoCoF і LVRT/HVRT) та від пріоритету критерію оптимальності (надійність або ККД/деградація). Саме така логіка узгоджується із сучасними тенденціями розвитку вимог до grid-forming capability та з практикою системних операторів щодо тестування й валідації GFM-функцій у реальних мережах, що надалі потребує формальної постановки багатокритеріальної оптимізації та побудови карти режимів ЛКСЕ [3; 12; 13; 15; 50].

Формалізація технологічних конфліктів у процесі керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення є необхідним етапом переходу від інтуїтивного або емпіричного налаштування режимів до строго обґрунтованих методів оптимального й адаптивного керування. На відміну від класичних електроенергетичних систем, у яких більшість конфліктів між показниками якості та ефективності згладжувались завдяки значним запасам інерції та резервів, у ЛКСЕ ці протиріччя проявляються безпосередньо та з

високою інтенсивністю. Це зумовлено поєднанням інверторної природи генерації, стохастичності ВДЕ та обмеженого ресурсу систем зберігання енергії, які одночасно виконують функції балансу, резерву та стабілізації.

Перший фундаментальний технологічний конфлікт виникає між критеріями надійності та енергоефективності. Підвищення надійності електрозабезпечення в ЛКСЕ, особливо для критичних споживачів, досягається за рахунок збільшення запасів регулювальної потужності, активнішого залучення УЗЕ та застосування консервативних стратегій керування, орієнтованих на швидке реагування на збурення. У термінах динамічної стійкості це означає зменшення допустимих RoCoF, скорочення часу встановлення частоти та напруги, а також виконання жорстких вимог LVRT/HVRT навіть за глибоких та повторюваних збурень. Однак реалізація таких режимів супроводжується зростанням внутрішніх втрат у перетворювальних ланках, підвищеним споживанням енергії на допоміжні процеси та частим залученням УЗЕ у високодинамічних режимах. Як показують узагальнення ENTSO-E та численні дослідження з grid-forming керування, надмірна «жорсткість» частотно-напругових характеристик знижує загальний ККД системи, оскільки значна частина енергії витрачається не на корисне навантаження, а на стабілізаційні процеси [3; 4; 5].

З формальної точки зору цей конфлікт може бути описаний як протиріччя між мінімізацією функції ризику відмови або порушення нормативів якості електроенергії та мінімізацією функції втрат або максимізацією енергетичної ефективності. Зменшення ймовірності виходу частоти або напруги за допустимі межі потребує підвищення резервів і швидкодії, що безпосередньо збільшує втрати та знижує ефективність. Таким чином, ці критерії є взаємно суперечливими, і жоден фіксований режим не може одночасно забезпечити їх оптимальні значення на всьому просторі станів ЛКСЕ.

Другий ключовий технологічний конфлікт пов’язаний із протиріччям між стохастичним характером генерації ВДЕ та детермінованою природою більшості класичних алгоритмів керування. Потужність сонячних і вітрових

електростанцій характеризується випадковими флуктуаціями, що проявляються як у короткочасних високочастотних змінах, так і у середньо- та довгострокових трендах, обумовлених метеорологічними умовами. Як показують роботи J. A. Carta, J. M. Morales, P. Milan та інших дослідників, ці флуктуації не можуть бути адекватно описані простими детермінованими моделями і потребують використання імовірнісних розподілів та стохастичних процесів [27; 28; 29]. Натомість більшість алгоритмів керування інверторами, включаючи класичні PLL, droop та навіть багато реалізацій VSM, спираються на припущення про квазістаціонарні або передбачувані вхідні сигнали.

Це протиріччя проявляється у тому, що алгоритми, оптимізовані для «середнього» або номінального режиму, виявляються неготовими до рідкісних, але критичних реалізацій стохастичних процесів, які визначають ризик порушення стійкості. Наприклад, детерміновані налаштування droop можуть бути адекватними для типових коливань потужності, але виявляються недостатніми при раптових спаданнях генерації ВДЕ або одночасних збуреннях у декількох вузлах ЛКСЕ. Аналогічно, PLL-орієнтовані алгоритми можуть втрачати адекватність оцінки фази та частоти при швидких стохастичних змінах, що призводить до зростання RoCoF та погіршення демпфування [11; 23].

У формалізованому вигляді цей конфлікт може бути поданий як розбіжність між випадковим характером вхідних процесів і фіксованою параметризацією керувальних законів. Детерміновані алгоритми мінімізують деяку цільову функцію за умов фіксованих параметрів, тоді як реальна ЛКСЕ функціонує в умовах випадкових збурень, розподіли яких змінюються в часі. Це зумовлює необхідність переходу від детермінованої оптимізації до стохастичної, у якій критерії та обмеження формулюються у термінах імовірностей або математичних сподівань, що прямо випливає з теорії стохастичного програмування [36].

Третій принциповий технологічний конфлікт пов’язаний із роллю систем зберігання енергії та їх деградацією. УЗЕ є ключовим елементом ЛКСЕ, що забезпечує гнучкість, здатність до швидкого балансування активної потужності

та підтримку частоти в перехідних режимах. Для досягнення високої надійності УЗЕ часто використовуються як основний інструмент компенсації стохастичних флуктуацій ВДЕ, що передбачає часті переходи між режимами заряджання та розряджання, високі швидкості зміни потужності та значні глибини розряду. Однак численні дослідження деградації акумуляторів, зокрема літій-іонних, свідчать, що саме інтенсивне циклування, високі C-rate та тривале перебування у граничних станах SoC є основними факторами прискореного зниження SoH [24; 34].

Таким чином, виникає прямий конфлікт між необхідністю частого перемикання режимів УЗЕ для забезпечення гнучкості та стабільності ЛКСЕ і прагненням зберегти ресурс УЗЕ та мінімізувати їх деградацію. З формальної точки зору цей конфлікт може бути описаний як протиріччя між мінімізацією відхилень частоти та напруги і мінімізацією інтегральної функції деградації, що залежить від історії SoC, DoD та швидкості зміни потужності. Будь-яке рішення, яке покращує динамічну стійкість за рахунок активнішого використання УЗЕ, неминуче погіршує показники довговічності УЗЕ, що особливо критично для економічної ефективності ЛКСЕ у довгостроковій перспективі.

Взаємодія зазначених конфліктів формує складний багатовимірний простір режимів роботи ЛКСЕ, у якому оптимальні рішення залежать від поточного стану системи, зовнішніх умов і пріоритетів керування. Підвищення надійності посилює навантаження на УЗЕ та знижує ККД, стохастичність ВДЕ підриває ефективність детермінованих алгоритмів, а прагнення до гнучкості через часті перемикання режимів прискорює деградацію УЗЕ. У сукупності ці протиріччя доводять, що класичні однокритеріальні або фіксовано параметризовані підходи до керування не здатні забезпечити стабільну та економічно доцільну роботу ЛКСЕ на всьому спектрі режимів.

Необхідність впровадження адаптивного керування в локальних комбінованих системах електрозабезпечення логічно випливає з раніше встановлених технологічних конфліктів та обмежень класичних підходів до керування інверторно-орієнтованими джерелами. ЛКСЕ функціонують у

принципово нестаціонарному середовищі, де доступна потужність ВДЕ, структура навантаження та умови взаємодії з об'єднаною енергосистемою змінюються у часі стохастичним чином. За таких умов фіксовані параметри регуляторів, характерні для традиційних алгоритмів PLL-, droop- або VSM-керування, не здатні забезпечити одночасне дотримання вимог до динамічної стійкості, якості електроенергії та раціонального використання ресурсів УЗЕ на всьому просторі можливих режимів [50].

Класичні алгоритми керування історично розроблялися для енергосистем із високою інерцією та відносно передбачуваною поведінкою генерації й навантаження. У таких умовах припущення про квазістаціонарність параметрів і можливість попереднього налаштування регуляторів були виправданими. Однак у ЛКСЕ з високою часткою ВДЕ ці припущення втрачають чинність. Як показано в роботах Hatziargyriou, Kroposki, Zhou та інших дослідників, зменшення інерційних властивостей системи призводить до різкого зростання чутливості частоти до збурень, а ефективність фіксованих налаштувань регуляторів суттєво залежить від поточного режиму роботи [4; 9; 33]. У результаті алгоритм, оптимізований для одного сценарію, може виявитися неефективним або навіть дестабілізуючим в іншому.

Адаптивне керування передбачає відмову від статичної параметризації на користь динамічної зміни параметрів інверторів і стратегій розподілу потужностей залежно від поточного стану системи. У загальному вигляді адаптивне керування може бути описане як задача параметрично-залежного вибору режиму:

$$RoCoF = \frac{df}{dt}, \qquad 2.6),$$

де: RoCoF (Rate of Change of Frequency) - швидкість зміни частоти, [Гц/с];

або в дискретному вигляді:

$$RoCoF_k = \frac{f_k - f_{k-1}}{t_k - t_{k-1}}. \qquad (2.7)$$

де: f (fk ,fk−1) - значення частоти електричної мережі, Гц;

перерегулювання :

$$\sigma_f = \frac{f_{max} - f_{ss}}{f_{ss}} \cdot 100\%, \quad (2.8)$$

де: σf - перерегулювання за частотою, %;

$$\sigma_U = \frac{U_{max} - U_{ss}}{U_{ss}} \cdot 100\%, \quad (2.9)$$

де: σU - перерегулювання за напругою, %;

час встановлення :

$$t_s = min\{ t: \ | y(\tau) - y_{ss} | \leq \Delta, \ \forall \tau \geq t \}, \quad (2.10)$$

де: $y(\tau)$ - досліджувана змінна (частота або напруга), Гц або В;

y_{ss} - її усталене значення, Гц або В;

Δ - допустиме відхилення, Гц або В.

Саме ці показники надалі використовуються як базові метрики порівняння режимів та як складові критерію адаптивності при виборі оптимального режиму роботи ЛКСЕ.

Оскільки у роботі частота є критичним параметром для ЛКСЕ з низькою інерцією, згідно з вимогами ENTSO-E та IEEE 1547 окремо зазначається, що для RoCoF межею стійкості виступають значення 0,5–2,0 Гц/с.

У контексті ЛКСЕ це означає, що коефіцієнти droop-характеристик, параметри віртуальної інерції, обмеження швидкості зміни потужності та пріоритети використання УЗЕ можуть змінюватися в реальному часі відповідно до оцінених умов функціонування. Такий підхід дозволяє узгодити суперечливі вимоги, які неможливо задовольнити в рамках одного фіксованого режиму.

З позицій теорії керування адаптивність є необхідною відповіддю на невизначеність та змінність параметрів об’єкта. ЛКСЕ є типовим прикладом складної нелінійної системи з параметричною та структурною невизначеністю, оскільки ефективні параметри мережі, інерційні властивості та доступні резерви змінюються в залежності від складу підключених джерел і стану УЗЕ. Як наголошують A. Shapiro, D. Dentcheva та A. Ruszczyński у таких системах оптимальні рішення повинні формулюватися не як фіксовані точки, а як політики, що залежать від стану та імовірнісних характеристик процесів [36].

Адаптивне керування фактично реалізує таку політику на рівні алгоритмів керування інверторами та УЗЕ.

Однією з ключових переваг адаптивних підходів є здатність подолати конфлікт між надійністю та енергоефективністю. У режимах, коли ЛКСЕ живить «критичних» споживачів або працює в острівному режимі, адаптивний алгоритм може автоматично переходити до конфігурації з підвищеною жорсткістю частотно-напругових характеристик, збільшенням участі УЗЕ у підтримці частоти та зменшенням допустимих RoCoF. Натомість у квазістаціонарних умовах паралельної роботи з ОЕС та за відсутності значних збурень система може бути переведена в режим, орієнтований на максимальний ККД і мінімізацію втрат, з менш агресивними налаштуваннями регуляторів і зниженим навантаженням на УЗЕ. Таким чином, адаптивне керування дозволяє реалізувати компромісні рішення, що змінюються в часі, замість одного глобального, але субоптимального налаштування.

Адаптивні алгоритми також істотно підвищують стійкість ЛКСЕ до стохастичних збурень, пов’язаних із ВДЕ. На відміну від детермінованих підходів, які реагують лише на поточні виміряні відхилення, адаптивні системи можуть використовувати оцінки варіацій потужності, прогнозні інтервали або статистичні характеристики процесів генерації та навантаження. Як показано в роботах J. M. Morales, Y. Wang та W. Huang урахування імовірнісних характеристик дозволяє зменшити ризик порушення стійкості в рідкісних, але критичних сценаріях, які визначають надійність системи в цілому [28; 30; 34]. У цьому сенсі адаптивне керування виступає практичним механізмом реалізації стохастичної оптимізації на рівні реального часу.

Окремої уваги заслуговує роль адаптивності у зниженні деградації УЗЕ. Як було показано раніше, інтенсивне циклування УЗЕ, спричинене частими перемиканнями режимів та жорсткими вимогами до стабілізації, є одним із головних чинників скорочення їхнього ресурсу. Адаптивне керування дозволяє враховувати поточний стан SoC та SoH УЗЕ і відповідно змінювати їхню участь

у регулюванні. Для подальшої математичної постановки доцільно ввести базові співвідношення для SoC, SoH та деградаційного штрафу.

Стан заряду:

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^{t} \eta_b P_b(\tau)\, d\tau, \quad (2.11)$$

де: E_{nom} - номінальна енергоємність УЗЕ, Вт·год;

P_b - потужність УЗЕ (зі знаком заряду/розряду), Вт;

t,τ – час, с (всі енергетичні розрахунки нормалізовані до години);

η_b - коефіцієнт ефективності , в.о..

Обмеження:

$$SoC_{min} \le SoC(t) \le SoC_{max}, \quad (2.12)$$

$$| Pb(t) | \le P_{b,max} .$$

Спрощена деградаційна функція:

$$J_{deg} = \alpha_1 N_{cyc} + \alpha_2 \int | P_b(t) | dt + \alpha_3 \int \phi\big(SoC(t)\big) dt , \quad (2.13)$$

де: N_{cyc} - кількість або інтенсивність циклів, шт. ;

J deg - інтегральний показник деградації (показує частку втраченого ресурсу), в.о.;

$\phi(SoC)$ - штраф за перебування в граничних діапазонах SoC, в.о.;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ - вагові коефіцієнти, в.о., визначаються в залежності від того, який вклад кожна складова вносить у фінальний розрахунок.

Формалізація деградаційної функції (2.13) через вагові коефіцієнти αі дозволяє кількісно описати технологічний конфлікт між динамічною надійністю та ресурсною довговічністю обладнання, створюючи базу для багатокритеріальної оптимізації.

Наприклад, за високого рівня деградації або близькості до граничних станів SoC алгоритм може зменшувати амплітуду та швидкість зміни потужності УЗЕ, компенсуючи це перерозподілом навантаження між ВДЕ та мережею або корекцією режиму інверторів. Такий підхід, на що вказують Cozzolino та Makhsoos, дозволяє істотно подовжити строк служби УЗЕ без критичного погіршення показників якості електроенергії [22; 24].

Узагальнюючи, можна стверджувати, що адаптивне керування є не просто вдосконаленням існуючих алгоритмів, а концептуально новим підходом до керування ЛКСЕ в умовах високої частки ВДЕ. Воно забезпечує можливість автоматичної зміни параметрів інверторів і стратегій розподілу потужностей відповідно до поточного стану системи, стохастичних характеристик генерації та навантаження, а також заданих пріоритетів щодо надійності, ефективності та ресурсу УЗЕ. Саме ця здатність до контекстно-залежної поведінки дозволяє адаптивним підходам подолати фундаментальні обмеження класичних алгоритмів і забезпечити вищий рівень стійкості та гнучкості ЛКСЕ.Узагальнена архітектура ЛКСЕ наведена на рис. 2.1.

Роль цифрових стандартів CIM (Common Information Model) та IEC/TS 62351 у сучасних локальних комбінованих системах електрозабезпечення є визначальною з точки зору можливості реалізації інтегрованого адаптивного керування в умовах високої динамічності та стохастичної невизначеності. У попередніх підрозділах було показано, що ефективне керування ЛКСЕ вимагає постійного узгодження між моделями генерації ВДЕ, станом УЗЕ, режимами інверторів GFL/GFM та вимогами критичних споживачів. Реалізація такого узгодження неможлива без уніфікованого, семантично коректного та захищеного обміну даними між рівнями вимірювання, керування й аналітики, що й забезпечується зазначеними стандартами.

Рис. 2.1. Узагальнена архітектура ЛКСЕ.

Стандарт CIM, розроблений у рамках IEC 61970/61968/62325, формує єдину онтологічну модель представлення електроенергетичних об’єктів, їхніх параметрів, станів та взаємозв’язків. У контексті ЛКСЕ CIM дозволяє описати ВДЕ, УЗЕ, інвертори, навантаження, точки приєднання до ОЕС, а також режими їхньої роботи у вигляді формалізованих класів і атрибутів. Це уніфіковане подання даних усуває неоднозначності, характерні для пропрієтарних (власних розробок постачальників програмного забезпечення) форматів, і забезпечує сумісність між різнорідними програмно-апаратними компонентами SCADA, EMS та DMS. Як підкреслюють дослідження ENTSO-E та J. M. Morales і співавторів (зокрема, A. J. Conejo та H. Madsen), саме CIM є базою для побудови інтегрованих моделей енергосистем, у яких результати моделювання, оптимізації та реального моніторингу можуть бути безпосередньо узгоджені між собою [3; 28].

У випадку адаптивного керування ЛКСЕ CIM відіграє ключову роль як «спільна мова» між цифровим двійником системи та реальними виконавчими пристроями. Параметри режимів GFL/GFM, поточні значення RoCoF, напруги, SoC/SoH УЗЕ та інші змінні, що використовуються в алгоритмах оптимального вибору режиму, можуть бути описані у стандартизованому вигляді та передані між модулями без втрати семантики. Це створює передумови для реалізації замкненого контуру «модель - вимірювання - керування», у якому цифровий двійник не є ізольованим інструментом аналізу, а інтегрується в реальний процес експлуатації ЛКСЕ.

Не менш важливою складовою є стандарт IEC/TS 62351, який регламентує питання кібербезпеки в електроенергетичних інформаційних системах. В умовах, коли адаптивні алгоритми керування покладаються на безперервний обмін даними між датчиками, контролерами, обчислювальними модулями та диспетчерськими системами, порушення цілісності або достовірності інформації може безпосередньо призвести до неправильних керувальних дій і втрати стійкості. IEC/TS 62351 визначає механізми автентифікації, шифрування,

управління ключами та контролю доступу для протоколів, що широко застосовуються в SCADA/EMS/DMS, зокрема IEC 60870-5-104, IEC 61850, DNP3 та веб-сервісів.

З позицій керування режимами ЛКСЕ стандарт IEC/TS 62351 забезпечує довіру до даних, на основі яких приймаються адаптивні рішення. Захист інформаційних потоків гарантує, що значення частоти, напруги, RoCoF або стану УЗЕ, використані в алгоритмах оптимізації, є автентичними та актуальними. Це особливо критично для перехідних режимів, таких як визначення острова або ресинхронізація, де затримки, спотворення або підміна даних можуть призвести до перевищення допустимих динамічних показників і спрацювання захистів. Дослідження сучасних smart grid-архітектур підкреслюють, що без інтеграції механізмів кіберзахисту адаптивне керування втрачає практичну надійність і не може бути впроваджене на рівні критичної інфраструктури [32].

Поєднання CIM та IEC/TS 62351 формує цілісну цифрову основу для функціонування ЛКСЕ. CIM відповідає за уніфіковане та формалізоване подання даних і моделей, тоді як IEC/TS 62351 забезпечує захищений і контрольований обмін цими даними між усіма рівнями системи. Разом вони створюють необхідні умови для масштабованої інтеграції алгоритмів адаптивного керування, стохастичного моделювання та оптимізації режимів у середовищах SCADA/EMS/DMS.

У контексті розроблення цифрових двійників ЛКСЕ ці стандарти дозволяють реалізувати принцип «єдиного джерела істини», коли модель, що використовується для аналізу та прогнозування, структурно й семантично відповідає реальній системі. Це забезпечує коректність перенесення результатів моделювання в практичні керувальні дії та мінімізує ризик розбіжностей між віртуальним і фізичним об’єктами. Як наслідок, цифровий двійник стає інструментом не лише офлайн-аналізу, а й онлайн-підтримки прийняття рішень у режимі реального часу.

Узагальнюючи викладене, керування локальною комбінованою системою електрозабезпечення доцільно розглядати як задачу вибору оптимального

режиму функціонування в умовах багатокритеріальності та стохастичної невизначеності. Для цього вводиться керована змінна

$$r(t) \in R, \tag{2.14}$$

де множина режимів

$$R = \{GFL, GFM, Zero - Flow, Island, \text{Resync}\}, \tag{2.15}$$

де: GFL – інвертор переходить в режим роботи інвертора слідкування за мережею;

GFM- інвертор переходить в режим роботи інвертора створення мережі;

Zero-flow – інвертор створює точку нулевой потужності на межі приєднання до загальной мережі;

Island – інвертор працює з налаштуваннями роботи в автономном режимі;

Resync – інвертор переходить в режим сінхронізації з загальною мережею.

Для кожного з визначених режимів передбачено можливість активації спеціалізованих функціональних алгоритмів, зокрема для стабілізації частоти, формування потужнісних резервів або реалізації струмових обмежень інвертора. Змінна режиму визначає структуру активних контурів керування, параметри droop/VSM, пріоритети розподілу потужностей та правила взаємодії з об'єднаною енергосистемою.

Введення дискретної змінної режиму rt дозволяє формалізувати процес багаторівневого керування як задачу оптимального перемикання структур (structure-switching control), що є критичним для забезпечення стійкості ЛКСЕ при раптовому переході в острівний режим.

Оптимальний вибір $r(t)$ пропонується здійснювати на основі зведеного критерію адаптивності

$$J_{adapt} = w_1 J_{rel} + w_2 J_{eff} + w_3 J_{deg}, \tag{2.16}$$

де: J_{rel} характеризує надійність (обмеження RoCoF, перерегулювання, час встановлення , недопущення порушення LVRT/HVRT), в.о.;

J_{eff} - енергоефективність (мінімізація втрат, мінімізація небажаних перетоків), в.о.;

J_{deg} - деградаційний вплив на УЗЕ, в.о.;

w_1, w_2, w_3 - вагові коефіцієнти, в.о..

Коефіцієнти w_i відображають пріоритети експлуатації залежно від типу навантаження (критична інфраструктура або економічно орієнтований режим).

Коефіцієнти wi вибираються на основі аналізу ієрархій залежно від типу об'єкта (наприклад, для ЦОД w1 (надійність) завжди буде домінуючим).

Використання адаптивної форми зведеного критерію (2.16) забезпечує можливість гнучкого налаштування пріоритетів ЛКСЕ: від максимізації ресурсу УЗЕ у стаціонарних режимах до пріоритету динамічної надійності при живленні об'єктів критичної інфраструктури.

Стан УЗЕ представляється у моделі двома способами:

1. Як жорсткі обмеження (що визначають допустиму область режимів):

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max}, SoH(t) \geq SoH_{min}, \quad (2.17)$$

де: $SoC(t), SoC_{min}, SoC_{max}$ - поточний стан заряду та його межі, %;

$SoH(t), SoH_{min}$ - показник стану здоров'я та його критичний рівень %.

2. Як штрафні складові в J_{deg}, пропорційні глибині циклування (DoD), частоті перемикань режимів та перевищенню струмових лімітів.

Таким чином, інтенсивне залучення УЗЕ для обмеження RoCoF або підтримки напруги зменшує J_{rel}, але збільшує J_{deg}, що формалізує раніше визначений технологічний конфлікт.

Врахування показника SoH у складі жорстких обмежень (2.17) гарантує експлуатаційну безпеку системи, запобігаючи використанню агресивних GFM-стратегій у разі наближення УЗЕ до граничного стану деградації ємності.

Для візуалізації допустимих і оптимальних областей функціонування у простір допустимих режимів R_{dop} вводиться Карта режимів (RegimeMap) - відображення множини станів системи

$$\Omega = \{P_{RES}, P_{load}, SoC, SCR, \Delta f, \Delta U\} \quad (2.18)$$

де: P_{RES}, P_{load} - потужність генерації та навантаження, Вт;

SCR (Short Circuit Ratio) - коефіцієнт потужності короткого замикання, в.о.;

SoC – значення емності, Втгод;

Δf - відхилення частоти, Гц;

ΔU - відхилення напруги в.о..

Виходом з побудови карт режимів є:

- область безпечної експлуатації;

- область, де режим є допустимим, але не оптимальним;

- зона конфлікту критеріїв (вузькі місця), у якій одночасне виконання вимог до надійності та мінімальної деградації неможливе без компромісу.

Формування карти режимів у багатовимірному просторі станів Ω дозволяє ідентифікувати "вузькі місця" адаптивності, де одночасне виконання вимог щодо RoCoF та збереження ресурсу батареї потребує корекції топології мережі або потужності джерел.

Аналіз вузьких місць у цьому контексті полягає в ідентифікації активних обмежень (струм інвертора, SoC-границі, ліміти реактивної потужності, RoCoF-пороги), які визначають межу переходу між режимами. Саме ці активні обмеження формують структуру оптимізаційної задачі та визначають, який режим мінімізує J_{adapt} за заданих умов.

Висновки до розділу

1) Узагальнено нормативні та експлуатаційні вимоги ENTSO-E, IEEE та європейських стандартів до частоти, напруги, швидкості їх зміни, показників ride-through та балансу потужностей, які визначають допустиму область станів ЛКСЕ та переходять у систему обмежень математичної моделі.

2) Доведено, що вимоги критичної інфраструктури (телекомунікації, центри обробки даних, виробництво зеленого водню) істотно підвищують жорсткість допустимих меж параметрів режиму, що обумовлює необхідність

урахування показників безперервності, швидкодії та резервування при синтезі алгоритмів керування.

3) Виявлено наявність системних технологічних конфліктів між критеріями надійності, енергоефективності та деградації УЗЕ, а також між стохастичністю ВДЕ та детермінованістю класичних алгоритмів, що обґрунтовує необхідність багатокритеріальної оптимізації режимів роботи.

4) Проаналізовано обмеження традиційних методів керування на основі PLL, droop-алгоритмів і VSM у системах з високою часткою ВДЕ, що підтвердило доцільність переходу до адаптивних стратегій із параметричною та структурною перебудовою.

5) Сформовано концептуальні засади адаптивного керування ЛКСЕ на основі змінної режиму, зведеного критерію адаптивності, SoC/SoH-обмежень та інструментів карт режимів і аналізу вузьких місць, які визначають структуру майбутньої оптимізаційної моделі.

РОЗДІЛ 3

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА ЇЇ РЕЖИМІВ

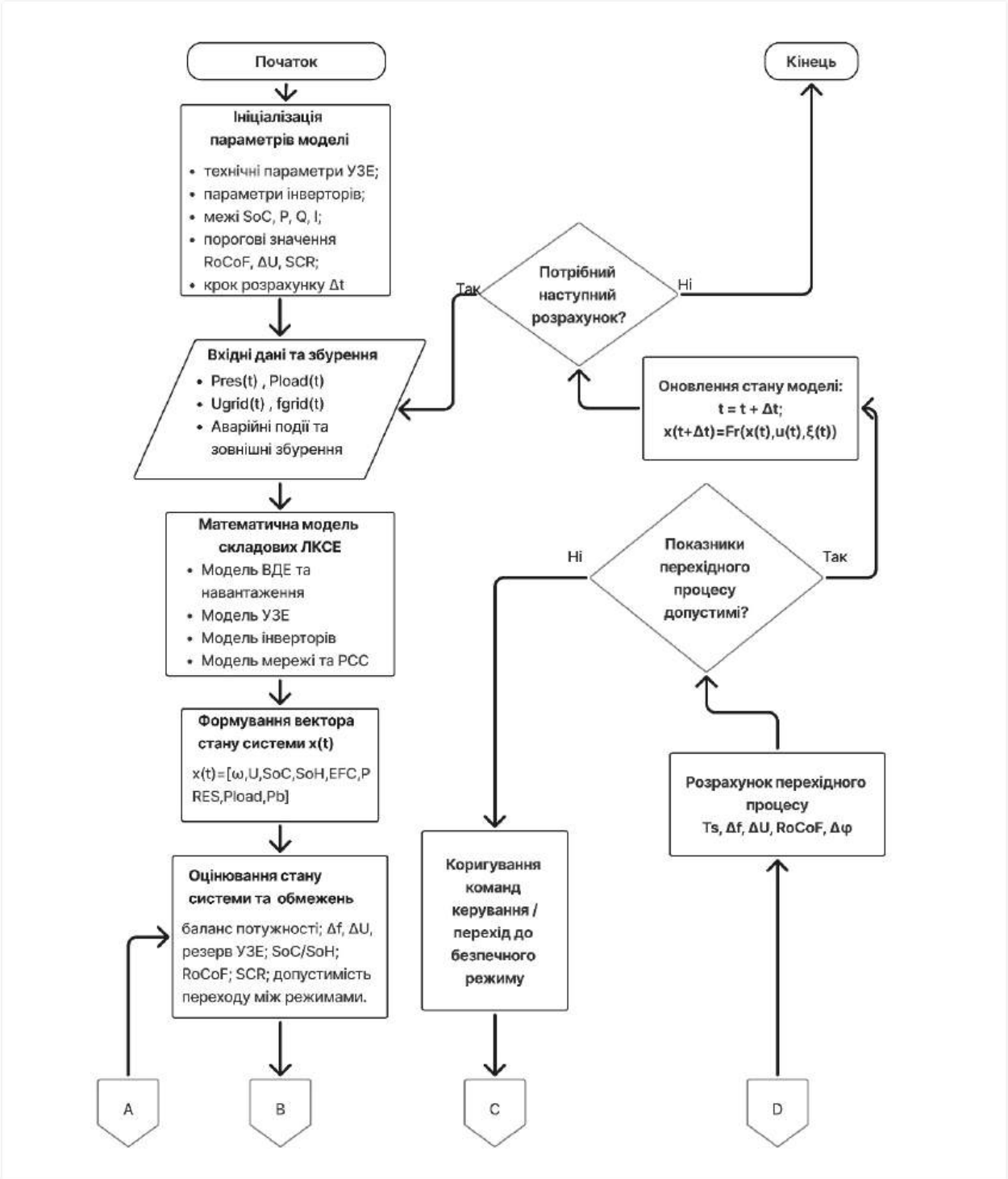
3.1 Побудова математичної моделі структурної схеми КСЕ

Побудова математичної моделі структурної схеми локальної комбінованої системи електрозабезпечення є необхідною передумовою для подальшого аналізу її режимів роботи, дослідження динамічної стійкості та розроблення алгоритмів адаптивного керування. У попередніх розділах було встановлено, що ЛКСЕ функціонує в умовах стохастичної зміни генерації ВДЕ, змінного навантаження, обмеженого енергетичного ресурсу УЗЕ та багаторежимної взаємодії з об'єднаною мережею. За цих умов модель повинна відображати не лише статичний енергетичний баланс, а й взаємозв'язок між потоками активної та реактивної потужності, технічними лімітами мережі, режимами роботи інверторів GFL/GFM та ресурсними обмеженнями УЗЕ [3; 4; 9-11; 24].

На рис. 3.1. наведено структурну математичну модель ЛКСЕ, яка поєднує вхідні дані та збурення, моделі ВДЕ, УЗЕ, інверторів і мережі, блок оцінювання стану та обмежень, критерії адаптивного керування, карту режимів і блок формування команд EMS/SCADA. Така структура дозволяє перейти від опису окремих елементів системи до задачі адаптивного вибору режиму роботи ЛКСЕ.

З позицій системного аналізу ЛКСЕ доцільно розглядати як багатокомпонентну електроенергетичну систему, до складу якої входять відновлювані джерела енергії, установки зберігання енергії, інверторні перетворювачі, локальна мережа розподілу, критичне навантаження та точка приєднання до об'єднаної енергосистеми. Така структура дозволяє описати як паралельну роботу з ОЕС, так і автономний режим, а також перехідні процеси між ними. З математичної точки зору це означає необхідність введення множини вузлів N, множини гілок L, множини джерел G, множини накопичувачів B та

множини навантажень D, для яких надалі задаються відповідні балансові співвідношення й обмеження [10; 11; 28].



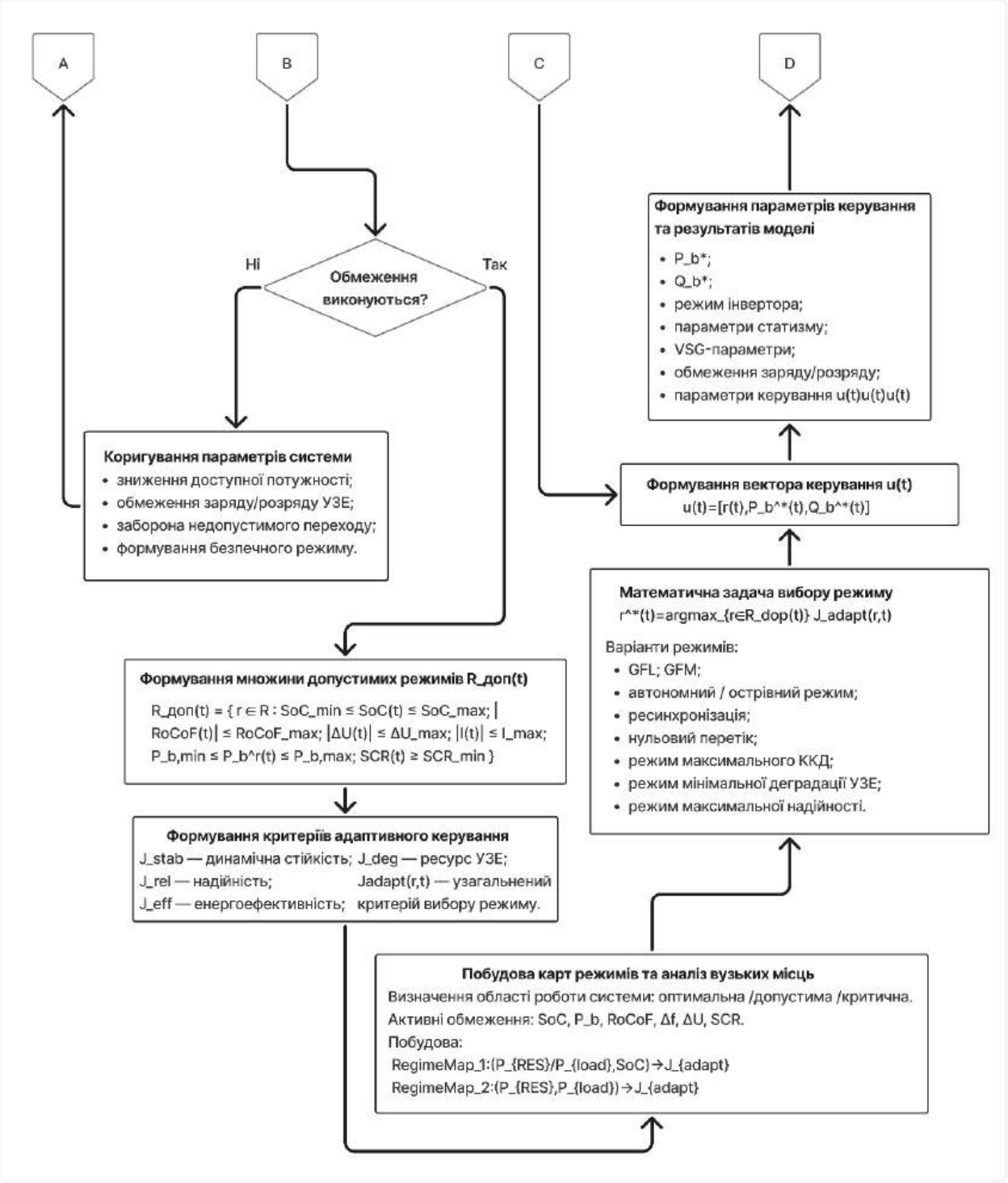


Рис. 3.1. Структурна математична модель ЛКСЕ з адаптивним вибором режиму роботи.

У загальному вигляді структурна схема ЛКСЕ може бути описана як сукупність взаємопов’язаних потоків потужності між окремими елементами системи. Для кожного моменту часу t баланс активної потужності в системі повинен виконуватися у формі:

$$\sum_{g\in\mathcal{G}} P_{gen}(t) + \sum_{b\in\mathcal{B}} P_b(t) + P_{grid}(t) = \sum_{d\in\mathcal{D}} P_{load}(t) + P_{loss}(t), \quad (3.1)$$

де: $P_{gen}(t)$ - активна потужність ВДЕ або резервного джерела, кВт;

$P_b(t)$ - потужність УЗЕ, кВт;

$P_{grid}(t)$ - потужність у точці приєднання до ОЕС, кВт ;

$P_{load}(t)$ - споживана активна потужність навантаження, кВт;

$P_{loss}(t)$ - сумарні технічні втрати в елементах системи, кВт.

Це співвідношення є базовим, оскільки саме порушення балансу активної потужності безпосередньо визначає зміну частоти та формує значення RoCoF у перехідних процесах [4; 7; 33].

Аналогічно баланс реактивної потужності визначає умови підтримання напруги та можливість виконання вимог LVRT/HVRT:

$$\sum_{g\in\mathcal{G}} Q_{gen}(t) + \sum_{b\in\mathcal{B}} Q_b(t) + Q_{grid}(t) = \sum_{d\in\mathcal{D}} Q_{load}(t) + Q_{loss}(t), \quad (3.2)$$

де: $Q_{gen}(t)$ - реактивна потужність ВДЕ або резервного джерела, квар;

$Q_b(t)$ – реактивна потужність УЗЕ, квар;

$Q_{grid}(t)$ - потужність у точці приєднання до ОЕС, квар;

$Q_{load}(t)$ - споживана реактивна потужність навантаження, квар;

$Q_{loss}(t)$ - сумарні технічні втрати в елементах системи, квар.

На відміну від активної потужності, реактивна потужність у ЛКСЕ формується переважно інверторними джерелами та обмежується їхніми струмовими характеристиками, що особливо важливо в режимах GFM і при провалах або перенапругах. Саме тому в моделі реактивний баланс повинен розглядатися не як допоміжна умова, а як окремий показник можливості технічної реалізації обраного режиму [1; 3; 11].

Для опису просторового розподілу потоків потужності в локальній мережі доцільно використовувати вузлові рівняння балансу. Для кожного вузла $i \in N$ активний і реактивний баланси можуть бути записані у формі:

$$P_i^{gen}(t) - P_i^{load}(t) - P_i^{loss}(t) = \sum_{j\in\mathcal{N}} P_{ij}(t), \quad (3.3)$$

$$Q_i^{gen}(t) - Q_i^{load}(t) - Q_i^{loss}(t) = \sum_{j\in\mathcal{N}} Q_{ij}(t), \quad (3.4)$$

де: $P_{ij}(t)$ і $Q_{ij}(t)$− потоки активної та реактивної потужності між вузлами, кВт та квар; i, j - індекси вузлів локальної електричної мережі.

Такий запис дозволяє перейти від загального системного балансу до локальної структури мережі та врахувати вплив топології на режими роботи. Саме ця форма є зручною для подальшого введення мережевих обмежень, розрахунку втрат і побудови цифрового двійника [3; 28].

3.1.1 Модель енергетичного балансу локальної КСЕ

Модель енергетичного балансу повинна відображати не лише алгебраїчну рівновагу потужностей, а й часову динаміку основних компонентів. Для УЗЕ базовим рівнянням є рівняння зміни стану заряду:

$$SoC_b(t) = SoC_b(t_0) - \frac{1}{E_b^{nom}} \int_{t_0}^{t} \eta_b(\tau) P_b(\tau)\, d\tau, \quad (3.5)$$

де: E_b^{nom}- номінальна енергоємність УЗЕ, кВтг;

η_b- коефіцієнт ефективності зарядження/розрядження, в.о.;

$SoC_b(t)$ – стан заряду, %.

Відповідно вводяться обмеження:

$$SoC_b^{min} \le SoC_b(t) \le SoC_b^{max},\ |\ P_b(t)\ | \le P_b^{max}, \quad (3.6)$$

які визначають допустиму область використання УЗЕ як інструменту балансування. У попередніх розділах було показано, що порушення цих меж безпосередньо впливає як на запас динамічної стійкості, так і на деградацію УЗЕ [5; 24].

Для інверторних джерел доцільно враховувати обмеження за швидкістю зміни потужності, оскільки саме вони визначають здатність ЛКСЕ обмежувати RoCoF та підтримувати частоту після збурення:

$$\left|\frac{dP_{inv}(t)}{dt}\right| \le R_P^{max},\ \left|\frac{dQ_{inv}(t)}{dt}\right| \le R_Q^{max}, \quad (3.7)$$

де: R_P^{max} та R_Q^{max} − максимально допустимі швидкості зміни активної та реактивної потужності інвертора, кВт/с.

Такі обмеження мають особливе значення в сценаріях переходу GFL/GFM та під час переходу в острів, коли швидкість реакції інверторів прямо впливає на динамічну якість режиму [10; 11].

У режимі паралельної роботи з ОЕС точка приєднання до мережі описується як керований вузол з потоками:

$$P_{grid}(t), Q_{grid}(t), \tag{3.8}$$

для яких можуть задаватися спеціальні обмеження залежно від режиму. Зокрема, для режиму нульових перетоків виконується умова:

$$| P_{grid}(t) | \leq \varepsilon_P, \tag{3.9}$$

де: ε_P − мала допустима зона відхилення від нульового перетоку. Для режимів обмеженого імпорту/експорту можуть вводитися нерівності:

$$P_{grid}^{min} \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max},\ Q_{grid}^{min} \leq Q_{grid}(t) \leq Q_{grid}^{max}. \tag{3.10}$$

Це дозволяє формалізувати різні режими взаємодії ЛКСЕ з мережею в єдиній математичній схемі [3; 12; 13].

Оскільки в першому та другому розділах було доведено, що режими GFL і GFM повинні інтерпретуватися як різні стани керування інверторами, у модель структурної схеми доцільно ввести дискретну змінну режиму:

$$r(t) \in \{GFL, GFM, Zero - flow, Island, \text{Resync}\}, \tag{3.11}$$

де: $r(t)$ - змінна, яка визначає активні закони керування та набір обмежень.

Для GFL режиму частота та напруга в локальній мережі підпорядковуються зовнішньому еталону, тоді як для GFM − формуються самою ЛКСЕ. Це означає, що в подальшій моделі потрібно буде пов’язати змінну з параметрами droop (послаблення), віртуальної інерції, допустимими перетоками та участю УЗЕ в балансуванні [9; 11; 14].

У загальному вигляді зв’язок між балансом активної потужності й частотною динамікою може бути записаний у формі:

$$M_{eq} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{gen}(t) - P_{load}(t) - P_{loss}(t) - D_{eq}(\omega(t) - \omega_0), \tag{3.12}$$

де: M_{eq} -еквівалентна інерція або віртуальна інерція системи, с;

D_{eq} – еквівалентне демпфування, в.о.;

ω_0 – номінальна кутова частота, рад/с.

Ця залежність не є повною динамічною моделлю ЛКСЕ, однак уже на рівні структурної схеми демонструє, що баланс активної потужності визначає частотну реакцію системи і, відповідно, повинен розглядатися разом із параметрами керування [4; 7; 33].

3.1.2 Моделювання втрат потужності та технічних лімітів мережі

Реалістичність математичної моделі ЛКСЕ визначається не лише коректністю балансових співвідношень, а й точністю врахування технічних втрат та фізичних обмежень мережі. У локальних ВДЕ-орієнтованих системах суттєвими є втрати в кабельних лініях, фільтрах, трансформаторах, інверторах і системах зберігання енергії. У найпростішому випадку активні втрати в лінії між вузлами i та j можуть бути подані як:

$$P_{ij}^{loss}(t) = R_{ij}\frac{P_{ij}^2(t)+Q_{ij}^2(t)}{U_i^2(t)}, \tag{3.13}$$

де: R_{ij} – активний опір гілки, Ом ;

$U_i(t)$ – напруга у вузлі і, кВ.

Аналогічно, реактивні втрати можуть бути подані через індуктивний опір гілки:

$$Q_{ij}^{loss}(t) = X_{ij}\left(P_{ij}^2(t) + Q_{ij}^2(t)\right)/U_i^2(t), \tag{3.14}$$

де: X_{ij} – індуктивний опір гілки, Ом.

Такий запис дозволяє прямо пов’язати втрати з рівнем передаваних потоків потужності й топологією локальної мережі [10; 28].

Втрати в силових електронних перетворювачах доцільно описувати як суму постійної та квадратичної складових:

$$P_{conv}^{loss}(t) = a_0 + a_1 I_{conv}(t) + a_2 I_{conv}^2(t), \tag{3.15}$$

де: a_0 – коефіцієнти апроксимації втрат холостого ходу, кВт;

a_1 – коефіцієнти апроксимації лінійних втрат, кВт/А;

a_2 – коефіцієнти апроксимації втрат нагріву, кВт/А²;

$I_{conv}(t)$ – струм інвертора або перетворювача, А.

Таке подання відображає як базові втрати на власні потреби, так і їх зростання зі збільшенням навантаження. Для трансформаторів може бути використано подібне розділення на втрати холостого ходу та навантажувальні втрати:

$$P_{tr}loss(t) = P_{0,tr} + k_{tr}I_{tr}^2(t), \quad (3.16)$$

де: $P_{tr,loss}(t)$ – сумарні активні втрати в трансформаторі, кВт ;

$P_{0,tr}$ – втрати холостого ходу (постійна складова), кВт ;

k_{tr} – коефіцієнт навантажувальних втрат (опір обмоток), Ом ;

$I_{tr}(t)$ – струм, що проходить через трансформатор, А .

Уведення цих співвідношень є необхідним, оскільки в режимах, орієнтованих на максимальний ККД, саме втрати в перетворювальних ланках визначають цільову функцію енергоефективності [24; 28].

Окремим класом обмежень є струмові та напругові ліміти мережевих елементів:

$$| I_{ij}(t) | \leq I_{ij}^{max}, U_i^{min} \leq U_i(t) \leq U_i^{max}, \quad (3.17)$$

де: $I_{ij,max}$ - максимальний струм лінії, А;

$T_k, T_{k,max}$ – температура, °С;

γ_k - коефіцієнт завантаження, в. о..

Вони забезпечують фізичну реалізовність режиму та відповідність нормативним вимогам до якості електроенергії. Як було показано у другому розділі, саме перевищення цих меж у перехідних режимах формує ризики порушення LVRT/HVRT, перевищення та аварійного відключення критичного навантаження [3; 39-43].

Для УЗЕ та інверторів доцільно також врахувати температурні й експлуатаційні ліміти. У спрощеному вигляді вони можуть бути задані у формі

$$T_k(t) \leq T_k^{max}, \quad (3.18)$$

де: $T_k(t)$ – температура k-го елемента, °С,

а також через допустимі профілі навантаження:

$$\gamma_k(t) \leq \gamma_k^{max}, \quad (3.19)$$

де: $\gamma_k(t)$ описує відносний рівень завантаження обладнання, в.о..

Формально ці обмеження важливі тим, що дозволяють пов’язати поточний режим ЛКСЕ з довговічністю її компонентів і забезпечити коректний перехід до критеріїв деградації та ресурсоощадності в подальших підрозділах [5; 24].

Для оцінки фізичної реалізовності режиму роботи ЛКСЕ в кожний момент часу має виконуватися сукупність балансових і технічних обмежень, яку можна подати у компактній формі:

$$F\big(x(t), u(t), r(t), \xi(t)\big) = 0, \tag{3.20}$$

$$G\big(x(t), u(t), r(t), \xi(t)\big) \leq 0, \tag{3.21}$$

де: $x(t)$ − вектор змінних стану системи (частота, напруга, SoC), Гц, В, %.;

$u(t)$ − вектор керувальних дій (завдання потужності P,Q), в.о.;

$r(t)$ − дискретна змінна режиму (GFL, GFM, Island тощо), індекс;

$\xi(t)$ − вектор зовнішніх стохастичних впливів (метеоумови), м/с або Вт/м².

Перше співвідношення описує балансові та структурні рівняння, друге − систему технічних, ресурсних та нормативних обмежень. Саме в такій формі структурна модель безпосередньо переходить до загальної математичної постановки і створює основу для подальшого опису стохастичних моделей джерел, динаміки режимів та оптимізаційних задач керування [28; 30; 34; 36].

3.2 Моделі елементів КСЕ

З урахуванням результатів першого та другого розділів ЛКСЕ розглядається як багаторівнева енергетична система зі стохастичною генерацією ВДЕ, інерційно-обмеженою динамікою інверторних джерел, ресурсними обмеженнями УЗЕ та змінними режимами взаємодії з об’єднаною енергосистемою. Відповідно математичні моделі її елементів повинні враховувати:

- стохастичний характер генерації;

- динаміку інверторних перетворювачів у режимах GFL та GFM;

- ресурсні характеристики УЗЕ (SoC, SoH, деградація);

- змінність навантаження;

- перехідні процеси між режимами роботи.

Сукупність таких моделей формує основу для побудови цифрового двійника ЛКСЕ та подальшої постановки задач оптимального керування її режимами [44-47].

3.2.1 Стохастичні моделі відновлюваних джерел енергії та навантаження

Однією з ключових особливостей ЛКСЕ є стохастичний характер генерації відновлюваних джерел енергії. На відміну від традиційних електростанцій, потужність ВДЕ визначається випадковими природними факторами – швидкістю вітру, інтенсивністю сонячної радіації, температурними умовами та іншими параметрами середовища. Саме ця обставина була визначена у першому розділі як основна причина необхідності адаптивного керування режимами системи.

Для опису статистичних властивостей вітрової генерації доцільно використовувати розподіл Вейбулла:

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}\right], \tag{3.22}$$

де: v - швидкість вітру, м/с ;

k – параметр форми розподілу, безрозмірна величина;

c - параметр масштабу розподілу, м/с.

Потужність вітрової електростанції визначається залежністю [45]:

$$P_{wind}(t) = \begin{cases} 0, & v < v_{cut-in,} \\ P_r\left(\frac{v - v_{cut-in}}{v_r - v_{cut-in}}\right)^3, & v_{cut-in} \le v \le v_{r,} \\ P_r, & v_r < v < v_{cut-out,} \\ 0, & v \ge v_{cut-out,} \end{cases} \tag{3.23}$$

де: P_r – номінальна потужність установки, кВт.

Для сонячної генерації використовується залежність:

$$P_{pv}(t) = \eta_{pv} A G(t)/1000, \quad (3.24)$$

де: A - ефективна площа фотомодулів, м²;

$G(t)$ − інтенсивність сонячної радіації, Вт/м²;

η_{pv} − коефіцієнт корисної дії (ККД) перетворення, в.о..

Стохастичний характер навантаження доцільно описувати гамма-розподілом (гамма-розподіл завжди позитивний і має «довгий хвіст», що дозволяє моделювати рідкісні, але критичні піки споживання, які часто трапляються в дата-центрах під час обчислювальних сплесків):

$$f(P) = \frac{P^{k-1} e^{-\frac{P}{\theta}}}{\theta^k \Gamma(k)}, \quad (3.25)$$

де: P − споживана активна потужність навантаження у конкретний момент, кВт;

k − параметр форми (*shape parameter*), який визначає «гостроту» піка графіка споживання, він характеризує стабільність базового навантаження, безрозмірна величина;

θ − параметр масштабу (*scale parameter*), що визначає розкид (варіативність) навантаження відносно середнього значення, кВт;

$\Gamma(k)$ − гамма-функція (нормалізуючий множник), вона забезпечує те, що сумарна площа під кривою розподілу (інтеграл) дорівнює одиниці, що відповідає повній імовірності (100%).

Використання Гамма-розподілу (3.25) замість традиційного нормального (Гаусового) розподілу обумовлене фізичною природою навантаження об'єктів критичної інфраструктури. На відміну від симетричного нормального розподілу, Гамма-модель дозволяє врахувати асиметрію споживання, де ймовірність раптового короткочасного перевантаження є вищою за ймовірність симетричного зниження потужності. Це забезпечує вищу точність при розрахунку резервної потужності УЗЕ, необхідної для підтримки стійкості системи при переході в острівний режим [46].

Для моделювання поведінки системи в умовах невизначеності використовується метод Монте-Карло:

$$P^{(i)}(t) = F^{-1}(r_i), \quad (3.26)$$

де: $r_i \in [0,1]$ – випадкова величина рівномірно розподілена на інтервалі , яку генерує комп'ютер, безрозмірна величина;

F^{-1} – інверсна кумулятивна функція розподілу (квантильна функція), що відповідає обраному закону (Вейбулла для вітру або гамма для навантаження);

$Pi(t)$ – синтезоване значення потужності для i-го сценарію моделювання, кВт.

Застосування стохастичного моделювання на основі виразів (3.25–3.26) дозволяє відійти від аналізу поодиноких "номінальних" сценаріїв до оцінки надійності ЛКСЕ у всьому імовірнісному просторі станів. Це є необхідним для побудови тривимірних карт режимів (RegimeMap), де кожна точка області стаціонарності перевіряється на стійкість до випадкових флуктуацій генерації та споживання, що забезпечує гарантовану якість електрозабезпечення критичної інфраструктури з заданою імовірністю. Такий підхід дозволяє сформувати множину можливих сценаріїв функціонування ЛКСЕ та оцінити її стійкість при змінних режимах генерації і споживання.

3.2.2 Модель систем зберігання енергії

Установки зберігання енергії відіграють ключову роль у забезпеченні динамічної стійкості ЛКСЕ, компенсації дефіциту генерації та підтриманні параметрів частоти й напруги у перехідних режимах. У складі ЛКСЕ УЗЕ виконує не лише функцію енергетичного буфера, але й бере участь у швидкій частотній підтримці, обмеженні RoCoF, згладжуванні флуктуацій ВДЕ та забезпеченні резерву для автономного режиму.

Стан заряду УЗЕ визначається залежністю

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^{t} P_b(\tau) d\tau, \quad (3.27)$$

де: SoC(t) - поточний стан заряду УЗЕ в момент часу t, в.о.;

SoC(t_0) - початковий стан заряду, в.о.;

E_{nom} - номінальна енергоємність УЗЕ, кВт·год;

Pb(t) - потужність УЗЕ, кВт.

У прийнятій системі знаків P_b(t)>0 відповідає розряджанню УЗЕ, а P_b(t)<0 - заряджанню.

За необхідності врахування різних коефіцієнтів корисної дії заряджання та розряджання рівняння (3.27) може бути записане у розширеному вигляді, що відповідає типовому підходу до оцінювання енергетичних потоків у BESS з урахуванням зарядної та розрядної ефективності [74]:

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^{t} \frac{P_b^+(\tau)}{\eta_{dis}} d\tau + \frac{1}{E_{nom}} \int_{t_0}^{t} \eta_{ch} P_b^-(\tau) d\tau, \quad (3.28)$$

де : $P_b^+(\tau) = (P_b(\tau), 0)$ - потужність розряджання;

$P_b^-(\tau) = (-P_b(\tau), 0)$ - потужність заряджання;

η_{dis} та η_{ch} - коефіцієнти корисної дії розряджання та заряджання відповідно.

Для забезпечення фізичної реалізовності режиму роботи УЗЕ вводяться обмеження на стан заряду та потужність УЗЕ:

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max}\ , \quad (3.29)$$

$$|P_b(t)| \leq P_b^{max}\ , \quad (3.30)$$

де: SoC_{min} та SoC_{max}- мінімально та максимально допустимі межі стану заряду;

P_b^{max} -максимально допустима потужність заряджання/розряджання УЗЕ.

Окрім параметра SoC, у моделі враховується стан здоров'я УЗЕ SoH, який характеризує залишкову доступну ємність батареї відносно її номінального значення:

$$\mathrm{SoH(t)} = \frac{\mathrm{C(t)}}{\mathrm{C_{nom}}}\ , \quad (3.31)$$

де: C(t) - поточна доступна ємність батареї, кВт·год;

C_{nom} -номінальна або початкова ємність УЗЕ, кВт·год.

Деградація УЗЕ описується спрощеною лінійною моделлю, що враховує дві основні складові: циклову деградацію, пов’язану з процесами заряджання/розряджання, та календарну деградацію, зумовлену тривалістю експлуатації:

$$D(t) = k_{cyc} N_{EFC}(t) + k_{cal}(t - t_0), \quad (3.32)$$

де : D(t) -накопичена відносна деградація за період [t_0,t], в.о.;

k_{cyc} - коефіцієнт циклової деградації на один еквівалентний повний цикл, 1/цикл;

$N_{EFC}(t)$ - кількість еквівалентних повних циклів, одиниці;

k_{cal} - коефіцієнт календарної деградації за одиницю часу;

$t-t_0$ -тривалість експлуатації УЗЕ в межах розрахункового інтервалу.

Такий підхід відповідає поширеній практиці роздільного врахування календарного та циклового старіння Li-ion УЗЕ у моделях деградації батарей [75; 76].

Зв’язок між деградацією та станом здоров’я УЗЕ може бути поданий як:

$$SoH(t) = SoH(t_0) - D(t) \quad (3.33)$$

або, якщо на початку розрахункового періоду приймається $SoH(t_0)=1$,

$$SoH(t) = 1 - D(t). \quad (3.34)$$

Кількість еквівалентних повних циклів визначається через енергетичний потік (throughput -енергія накопичення за певний період) УЗЕ:

$$E_{\text{through}}(t) = \int_{t_0}^{t} |P_b(\tau)|\, d\tau\,, \quad (3.35)$$

де: $E_{through}(t)$ − сумарний енергетичний обіг (енергія накопичення), кВт·год.

$$N_{EFC}(t) = \frac{E_{through}(t)}{2E_{nom}}\,, \quad (3.36)$$

де: N_{EFC} − кількість еквівалентних повних циклів, одиниці.

Такий підхід дозволяє врахувати, що один повний цикл відповідає повному заряджанню та повному розряджанню УЗЕ, тобто сумарному енергетичному обігу, близькому до $2E_{nom}$.

Використання енергетичного throughput та еквівалентних повних циклів є зручним способом узагальнення циклового навантаження УЗЕ в задачах моделювання режимів grid-connected BESS [76].

У роботі ресурс УЗЕ розглядається як залишкова кількість еквівалентних повних циклів до досягнення граничного стану акумуляторної системи.

Співвідношення (3.32) є спрощеною моделлю першого порядку і використовується для інтеграції ресурсного обмеження УЗЕ у загальну задачу моделювання режимів ЛКСЕ. Значення коефіцієнтів k_cyc та k_cal мають визначатися за паспортними характеристиками акумуляторної системи, експериментальними даними або літературними джерелами з деградації Li-ion УЗЕ [76].

Включення параметрів SoC, SoH, N_EFC та D(t) у модель є принципово важливим, оскільки в першому розділі було встановлено технологічний конфлікт між підвищенням гнучкості й надійності режимів ЛКСЕ та скороченням ресурсу УЗЕ при інтенсивному циклуванні. Отже, УЗЕ не може розглядатися як ідеальне джерело резервної потужності; його енергетичні, потужнісні та ресурсні обмеження повинні враховуватися як у моделях перехідних процесів, так і в подальшій постановці задач оптимального вибору режиму роботи ЛКСЕ.

3.2.3 Динамічні моделі інверторних перетворювачів

Інверторні джерела визначають характер електромеханічної взаємодії ЛКСЕ з мережею та формують її частотно-напругову динаміку.

У режимі Grid-Following інвертор орієнтується на параметри мережі за допомогою PLL:

$$\dot{\theta} = \omega_{grid}, \tag{3.37}$$

де: θ − фазовий кут синхронізації, рад;

ω_{grid} − кутова частота зовнішньої електричної мережі, рад/с .

Активна потужність визначається через droop-характеристику:

$$P = P_0 - k_p(\omega - \omega_0), \tag{3.38}$$

реактивна:

$$Q = Q_0 - k_q(U - U_0). \tag{3.39}$$

де: P,Q − поточна активна та реактивна потужність інвертора, кВт, квар;

$P0$,$Q0$ − задані (базові) значення активної та реактивної потужності, кВт, квар;.

kp,kq − коефіцієнти статизму (droop) за частотою та напругою, в.о.;

ω,$\omega 0$ − поточна та номінальна кутова частота інвертора, рад/с;

U,$U0$ − поточна та номінальна амплітуда напруги, в.о. (або В).

У режимі Grid-Forming інвертор формує параметри мережі самостійно:

$$M\dot{\omega} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0), \tag{3.40}$$

де: M − узагальнений коефіцієнт віртуальної інерції, с;

D − коефіцієнт демпфування віртуальної синхронної машини, в.о.;

P_m,P_e − механічна (задана) та електрична (вихідна) потужність у моделі VSM/VSG, в.о.

Ця залежність відповідає моделі віртуальної синхронної машини (VSM) та забезпечує підтримання частоти у режимі автономної роботи [48].

3.2.4 Модель переходу між режимами GFL та GFM

Переходи між режимами роботи інверторів визначаються зміною топології мережі або параметрів генерації:

$$r(t) \in \{GFL, GFM\}. \tag{3.41}$$

Критерієм переходу може бути виконання умови

$$| P_{grid}(t) | < \varepsilon |$$

або

$$U_{grid} < U_{crit}.$$

де: r_t − дискретна керована змінна режиму, індекс;

U_{grid} − напруга зовнішньої мережі в точці приєднання, в.о.;

U_{crit} – критичний поріг напруги для ініціації переходу в острів, в.о.

Динаміка переходу описується рівнянням

$$\tau\dot{x} + x = u(t), \tag{3.42}$$

де: τ – стала часу перехідного процесу (затримка перемикання), с;

x – параметр керування інвертора (стан регулятора), в.о.;

ut – керувальний сигнал (завдання), в.о.

Параметрами оцінки якості переходу є:

$$RoCoF = \frac{df}{dt}, \tag{3.43}$$

$$T_s - Settling\ time,$$

$$\sigma - \text{перерегулювання}\ .$$

Саме ці показники були визначені у другому розділі як ключові критерії оцінки стійкості режимів ЛКСЕ.

3.2.5 Узагальнена модель динамічної взаємодії елементів ЛКСЕ

Узагальнена математична модель ЛКСЕ як об'єкта адаптивного керування може бути подана у просторі станів. Зміна стану системи визначається власною динамікою ЛКСЕ, керуючими впливами EMS/SCADA, зовнішніми збуреннями та поточним режимом роботи. Оскільки режими GFL, GFM, острівний режим, режим нульового перетоку та ресинхронізація мають різну структуру керування, матриці моделі доцільно подавати залежними від дискретної режимної змінної r(t). Узагальнена модель ЛКСЕ може бути записана у вигляді системи рівнянь стану та виходу:

$$\begin{cases} \dot{x(t)} = A_r x(t) + B_r u(t) + E_r \xi(t), \\ y(t) = C_r x(t) + D_r u(t), \\ r(t) \in R = GFL, GFM, Island, ZeroFlow, Resync. \end{cases} \tag{3.44}$$

де: $\dot{x}(t)$ — похідна вектора стану системи за часом;

$x(t)$ — вектор стану ЛКСЕ (включає параметри частоти, напруги та SoC);

$u(t)$ — вектор керуючих впливів (уставки активної та реактивної потужності);

$\xi(t)$ — вектор зовнішніх стохастичних збурень (флуктуації ВДЕ);

$y(t)$ — вектор вихідних параметрів системи для SCADA/EMS;

$r(t)$ — дискретна змінна режиму роботи ЛКСЕ;

R — множина можливих режимів роботи ЛКСЕ;

Ar — матриця стану для режиму r;

Br — матриця впливу керуючих дій для режиму r;

Er — матриця впливу зовнішніх збурень для режиму r;

Cr,Dr — матриці формування вихідних параметрів системи для режиму r.

Матричне рівняння стану в (3.44) є компактним записом системи диференціальних рівнянь першого порядку для окремих компонентів вектора стану x(t). Кількість таких рівнянь дорівнює кількості змінних стану, а матриці A_r, B_r, E_r визначають взаємний вплив змінних стану, керуючих дій і зовнішніх збурень у відповідному режимі роботи r. Таким чином, перший рядок (3.44) описує динаміку стану ЛКСЕ, другий рядок формує вихідні параметри системи, а третій рядок задає множину режимів, між якими здійснюється адаптивний вибір.

Матриці A, B та E залежать від поточного режиму роботи r. Це означає, що при переході між GFL, GFM, острівним режимом, режимом нульового перетоку та ресинхронізацією змінюються не тільки уставки, а й структура керування системою. Саме тому така модель може бути використана як основа для адаптивного вибору режиму роботи ЛКСЕ.

При цьому система обмежується умовами:

$$g(x, u) \leq 0.$$

Саме така форма представлення дозволяє перейти до подальшого аналізу власних значень системи, оцінювання демпфування коливань та синтезу алгоритмів адаптивного керування режимами ЛКСЕ.

Отже, сформовані моделі основних елементів комбінованої системи електрозабезпечення забезпечують математичну основу для дослідження її динамічних режимів, оцінювання якості електроенергії та розв’язання задач оптимального вибору режиму роботи в умовах стохастичної зміни генерації та навантаження.

3.3 Математичний опис режимів роботи

У попередніх підрозділах було сформовано структурну модель локальної комбінованої системи електрозабезпечення (ЛКСЕ) та математичні моделі її основних елементів − відновлюваних джерел енергії, УЗЕ, інверторних перетворювачів і навантаження. Наступним етапом дослідження є формалізація режимів функціонування системи, які визначають характер її взаємодії з об’єднаною мережею, умови підтримання частоти та напруги, а також здатність забезпечувати нормативні показники якості електроенергії у перехідних процесах.

Як було встановлено у першому та другому розділах, режими роботи ЛКСЕ визначаються не лише топологічним станом системи, але й алгоритмами керування інверторними джерелами, станом УЗЕ, рівнем генерації ВДЕ та обмеженнями в точці приєднання до мережі. Відповідно математичний опис режимів повинен враховувати:

- баланс активної та реактивної потужності;
- динаміку частоти та напруги;
- параметри інверторного керування;
- обмеження SoC УЗЕ;
- умови переходу між режимами;
- критерії динамічної стійкості системи.

Такий підхід дозволяє перейти від структурної моделі системи до формалізованого опису її режимної поведінки у вигляді системи

диференціальних рівнянь стану, що створює основу для подальшого аналізу власних значень та синтезу алгоритмів адаптивного керування [49-52].

3.3.1 Математична модель режиму паралельної роботи з мережею (Grid-Following)

У режимі Grid-Following параметри частоти та напруги локальної мережі визначаються об'єднаною енергосистемою, а інверторні джерела працюють у режимі синхронізації із зовнішнім еталоном через фазозахоплюючу систему PLL. У цьому випадку динаміка фазового кута описується рівнянням:

$$\dot{\theta}(t) = \omega_{grid}(t), \tag{3.45}$$

де: θ(t) − поточний фазовий кут синхронізації інвертора, рад;

ωgrid − кутова частота зовнішньої електричної мережі, рад/с;

t − час моделювання, с .

Активна потужність інвертора (статизм за частотою) регулюється за droop-законом:

$$P = P_0 - k_p(\omega - \omega_0), \tag{3.46}$$

де: P − поточна активна потужність інвертора, кВт;

P_0 − задане (базове) значення активної потужності, кВт;

kp − коефіцієнт статичного регулювання (статизму) за частотою, кВт/Гц;

ω − поточна кутова частота, рад/с;

ω_0 − номінальна кутова частота, рад/с,

а реактивна (статизм за напругою) - відповідно до залежності:

$$Q = Q_0 - k_q(U - U_0), \tag{3.47}$$

де: Q − поточна реактивна потужність інвертора, квар;

Q_0 − задане значення реактивної потужності, квар;

k_q − коефіцієнт статичного регулювання за напругою, квар/В;

U − поточна амплітуда напруги у вузлі, В;

U_0 − номінальна амплітуда напруги, В.

Баланс активної потужності системи у цьому режимі визначається співвідношенням:

$$P_{RES} + P_b + P_{grid} = P_{load} + P_{loss}, \quad (3.48)$$

де: P_{RES} − сумарна активна потужність відновлюваних джерел енергії, кВт;

P_b − активна потужність установки зберігання енергії, кВт;

P_{grid} − перетік потужності з об'єднаної енергосистеми (ОЕС), кВт;

P_{load} − активна потужність споживання навантаження, кВт;

P_{loss} − технічні втрати потужності в елементах ЛКСЕ, кВт,

що означає участь мережі у компенсації дефіциту або надлишку генерації.

Особливістю режиму Grid-Following є залежність стійкості системи від параметрів PLL, які визначають швидкість реакції інвертора на зміну частоти. Як показано у роботах A. Yazdani та R. Iravani, надмірне збільшення коефіцієнтів підсилення PLL може призводити до втрати синхронізму в умовах швидких змін частоти [49].

3.3.2 Математична модель режиму формування мережі (Grid-Forming)

У режимі Grid-Forming інвертори виконують функцію джерел напруги та частоти, формуючи електричні параметри локальної мережі незалежно від зовнішнього еталону. Такий режим є визначальним для забезпечення автономної роботи ЛКСЕ та підтримання параметрів якості електроенергії при відокремленні від об’єднаної мережі.

Динаміка частоти у цьому випадку описується рівнянням (рівняння руху віртуального ротора):

$$M_{eq}\dot{\omega} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0), \quad (3.49)$$

де: M_{eq} − еквівалентна віртуальна інерція системи, с;

$\omega^{\cdot}$ − кутове прискорення віртуального ротора (похідна частоти), рад/с² ;

P_m − механічна (задана) потужність у моделі VSM, в.о.;

P_e − електрична (вихідна) потужність інвертора, в.о.;

D − коефіцієнт демпфування коливань потужності, в.о.

Використання рівняння (3.49) дозволяє емулювати властивості синхронного генератора, де параметр Meq виступає основним інструментом обмеження RoCoF. У межах адаптивного керування значення Meq корегується алгоритмом залежно від поточного SoC УЗЕ для забезпечення балансу між частотною стійкістю та деградацією батареї.

Напруга формується відповідно до залежності:

$$T_v \dot{U} = U_{ref} - U, \tag{3.50}$$

де: T_v − стала часу контуру формування напруги, с;

$U^{\cdot}$ − швидкість зміни напруги (похідна за часом), В/с;

U_{ref} − опорне (задане) значення напруги інвертора, В;

U − поточне значення вихідної напруги, В,

що визначає швидкість відновлення напруги після збурення.

У цьому режимі баланс потужності набуває вигляду:

$$P_{RES} + P_b = P_{load} + P_{loss}, \tag{3.51}$$

де: P_{RES} − активна потужність відновлюваних джерел, кВт;

P_b − активна потужність УЗЕ енергії, кВт;

P_{load} − потужність споживання у острівному режимі, кВт;

P_{loss} − втрати в автономній мережі, кВт,

оскільки участь мережі у компенсації потужності відсутня.

Використання режиму Grid-Forming дозволяє забезпечити обмеження швидкості зміни частоти:

$$| RoCoF | = \left|\frac{df}{dt}\right| \leq RoCoF_{max}\ , \tag{3.52}$$

що відповідає вимогам ENTSO-E до роботи інверторних джерел у системах з низькою інерційністю [50].

3.3.3 Математичний опис режиму нульових перетоків потужності

Режим нульових перетоків потужності застосовується у випадках обмеження взаємодії ЛКСЕ з об'єднаною мережею або необхідності забезпечення автономного енергетичного балансу без передачі енергії в точку приєднання.

Формально цей режим описується умовою:

$$P_{grid} = 0 \text{ або } |P_{grid}| \leq \varepsilon,$$

де: ε – допустиме відхилення від нульового перетоку.

У цьому режимі баланс активної потужності визначається співвідношенням:

$$P_{RES} + P_b = P_{load} + P_{loss}, \quad (3.53)$$

а реактивної:

$$Q_{RES} + Q_b = Q_{load} + Q_{loss.}. \quad (3.54)$$

Застосування такого режиму дозволяє мінімізувати вплив ЛКСЕ на параметри мережі та забезпечити виконання обмежень оператора системи розподілу [51].

3.3.4 Математичний опис автономного режиму роботи ЛКСЕ

Автономний режим роботи виникає при відокремленні системи від мережі внаслідок аварійних процесів або планового переходу в острів.

У цьому випадку частотна динаміка визначається рівнянням:

$$M_{eq}\dot{\omega} = P_{gen} - P_{load} - D(\omega - \omega_0), \quad (3.55)$$

де: M_{eq} – еквівалентна віртуальна інерція системи, с;

$\omega^{\cdot}$ – кутове прискорення (швидкість зміни кутової частоти), рад/с²;

P_{gen} – сумарна генерована активна потужність джерел, в.о.;

P_{load} – активна потужність споживання в автономному вузлі, в.о.;

D – коефіцієнт демпфування коливань частоти, в.о.;

ω − поточна кутова частота, рад/с;

ω_0 − номінальна кутова частота, рад/с ,

а напруга підтримується інверторами режиму GFM:

$$T_v \dot{U} = U_{ref} - U, \tag{3.56}$$

де: T_v − стала часу контуру формування напруги, с;

$U^{\cdot}$ − швидкість зміни напруги, в.о./с;

Uref − опорне (задане) значення напруги інвертора, в.о.;

U − поточне значення вихідної напруги, в.о.

Критерієм стійкості автономного режиму є виконання умов

$$| \Delta f | \leq 0.2 \text{ Гц} \quad \text{та} \quad | \Delta U | \leq 5\% ,$$

що відповідає нормативним вимогам якості електроенергії для локальних мереж з високою часткою інверторних джерел [52].

3.3.5 Математичний опис процесів відокремлення від мережі та ресинхронізації

Одним із ключових перехідних процесів роботи ЛКСЕ є відокремлення від мережі та подальша ресинхронізація.

Процес переходу в острів описується умовою:

$$| U_{grid} - U | > U_{crit} \tag{3.57}$$

або

$$| f_{grid} - f | > f_{crit} , \tag{3.58}$$

де: U_{grid} − амплітуда напруги зовнішньої електричної мережі, в.о.;

U − амплітуда напруги у точці приєднання ЛКСЕ, в.о.;

U_{crit} − критичний поріг напруги для ініціації відокремлення, в.о.;

f_{grid} − значення частоти зовнішньої мережі, Гц;

f − значення частоти в локальній мережі ЛКСЕ, Гц;

f_{crit} − критичний поріг частоти для переходу в автономію, Гц.

Після відокремлення система переходить у режим Grid-Forming.

Ресинхронізація можлива лише за виконання умов:

$$| \Delta f | < \Delta f_{sync},$$

$$| \Delta U | < \Delta U_{sync},$$

$$| \Delta \theta | < \Delta \theta_{sync}.$$

Ці співвідношення визначають допустимі параметри повторного підключення системи до мережі та забезпечують відсутність перехідних струмових перевантажень [53].

3.3.6 Аналіз власних значень динамічної стійкості режимів роботи

Для оцінки стійкості режимів роботи ЛКСЕ використовується аналіз власних значень (eigenvalue-аналіз) системи диференціальних рівнянь стану:

$$\dot{x} = Ax + Bu, \quad (3.59)$$

де: $\dot{x}$ − похідна вектора змінних стану системи за часом, змінні одиниці/с;

A − матриця станів системи (матриця Якобі), 1/с;

x − вектор змінних стану (частота, напруга, кути, SoC), змінні одиниці;

B − матриця керування, безрозмірна величина;

u − вектор керувальних впливів (уставки потужності), в.о.

Система є стійкою, якщо:

$$Re(\lambda_i) < 0,$$

де: Re(λ) − дійсна частина власного значення (відповідає за згасання), 1/с .

Коефіцієнт демпфування визначається співвідношенням:

$$\zeta = \frac{-Re(\lambda)}{\sqrt{Re(\lambda)^2 + Im(\lambda)^2}}, \quad (3.60)$$

де: ζ − коефіцієнт демпфування власної моди коливань, в.о.;

Im(λ) − уявна частина власного значення (відповідає за частоту коливань), 1/с .

Цей параметр дозволяє оцінити швидкість затухання коливань частоти після збурення.

3.3.7 Кількісна оцінка перехідних процесів у режимах роботи ЛКСЕ

Кількісна оцінка якості перехідних процесів виконується за допомогою показників:

$$RoCoF = \frac{df}{dt}, \tag{3.61}$$

$$T_s - Settling\ time,$$

$$\sigma = \frac{f_{max} - f_0}{f_0}. \tag{3.62}$$

де: RoCoF − швидкість зміни частоти електричної мережі, Гц/с;

f − поточне значення частоти, Гц;

t − час, с ;

σ − відносне перерегулювання частоти, %;

f_{max} − максимальне відхилення частоти у перехідному процесі, Гц;

f_0 − номінальне або усталене значення частоти, Гц .

Використання цих параметрів дозволяє визначити здатність системи підтримувати параметри частоти та напруги після збурень.

Використання інтегральних метрик RoCoF, Ts та σ у структурі адаптивного керування дозволяє кількісно оцінювати здатність ЛКСЕ до демпфування коливань у реальному часі, що є необхідною умовою для безпечної ресинхронізації системи з ОЕС без виникнення ударних струмів.

Таким чином, сформований математичний опис режимів роботи ЛКСЕ дозволяє формалізувати умови переходу між режимами Grid-Following, Grid-Forming, режимом нульових перетоків та автономним режимом, оцінити їх

динамічну стійкість та сформувати основу для постановки задач оптимального керування режимами функціонування системи.

3.4 Оптимізаційні задачі керування режимами

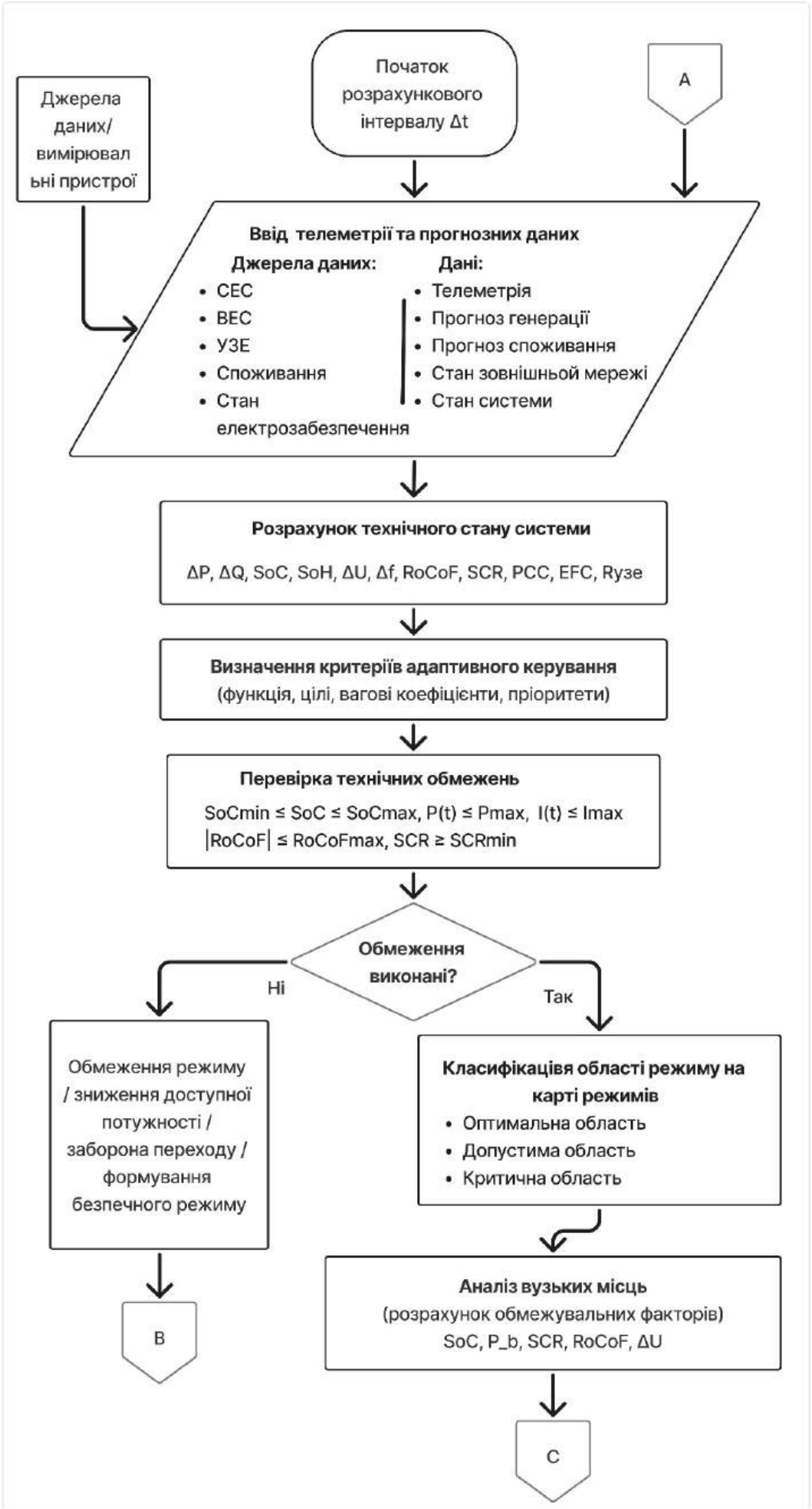
У підрозділах 3.1-3.3 було сформовано структурну математичну модель локальної комбінованої системи електрозабезпечення (ЛКСЕ), побудовано моделі її основних елементів та виконано формалізацію режимів функціонування системи. Наступним етапом дослідження є побудова математичної постановки задач оптимального керування режимами роботи ЛКСЕ, що дозволяє визначити умови переходу між режимами Grid-Following, Grid-Forming, режимом нульових перетоків та автономним режимом залежно від стану генерації ВДЕ, навантаження та параметрів систем зберігання енергії.

Як було встановлено у першому розділі, вибір режиму роботи ЛКСЕ є багатокритеріальною задачею, у якій необхідно одночасно забезпечити:

- максимальну надійність електрозабезпечення;
- мінімальну деградацію УЗЕ;
- максимальний коефіцієнт енергоефективності системи;
- відповідність нормативним вимогам до якості електроенергії.

У другому розділі було показано, що ці критерії є взаємоконфліктними, що потребує використання методів нелінійної багатокритеріальної оптимізації для визначення оптимального режиму функціонування ЛКСЕ [54-58].

На основі оцінювання стану ЛКСЕ, перевірки технічних обмежень, визначення критеріїв адаптивного керування та побудови карти режимів формується алгоритм вибору режиму роботи системи. Показаний на рис.3.2. алгоритм передбачає збір телеметрії та прогнозних даних, оцінювання стану ВДЕ, УЗЕ, навантаження і мережі, перевірку допустимості переходу між режимами та формування команд керування для EMS/SCADA.


Початок розрахункового інтервалу Δt
A
Джерела даних/ вимірювальні пристрої
Ввід телеметрії та прогнозних даних
Джерела даних:
СЕС
ВЕС
УЗЕ
Споживання
Стан електрозабезпечення
Дані:
Телеметрія
Прогноз генерації
Прогноз споживання
Стан зовнішньой мережі
Стан системи
Розрахунок технічного стану системи
ΔP, ΔQ, SoC, SoH, ΔU, Δf, RoCoF, SCR, PCC, EFC, Ryзе
Визначення критеріїв адаптивного керування
(функція, цілі, вагові коефіцієнти, пріоритети)
Перевірка технічних обмежень
SoCmin ≤ SoC ≤ SoCmax, P(t) ≤ Pmax, I(t) ≤ Imax
|RoCoF| ≤ RoCoFmax, SCR ≥ SCRmin
Обмеження виконані?
Ні
Так
Обмеження режиму / зниження доступної потужності / заборона переходу / формування безпечного режиму
B
Класифікацівя області режиму на карті режимів
Оптимальна область
Допустима область
Критична область
Аналіз вузьких місць
(розрахунок обмежувальних факторів)
SoC, P_b, SCR, RoCoF, ΔU
C

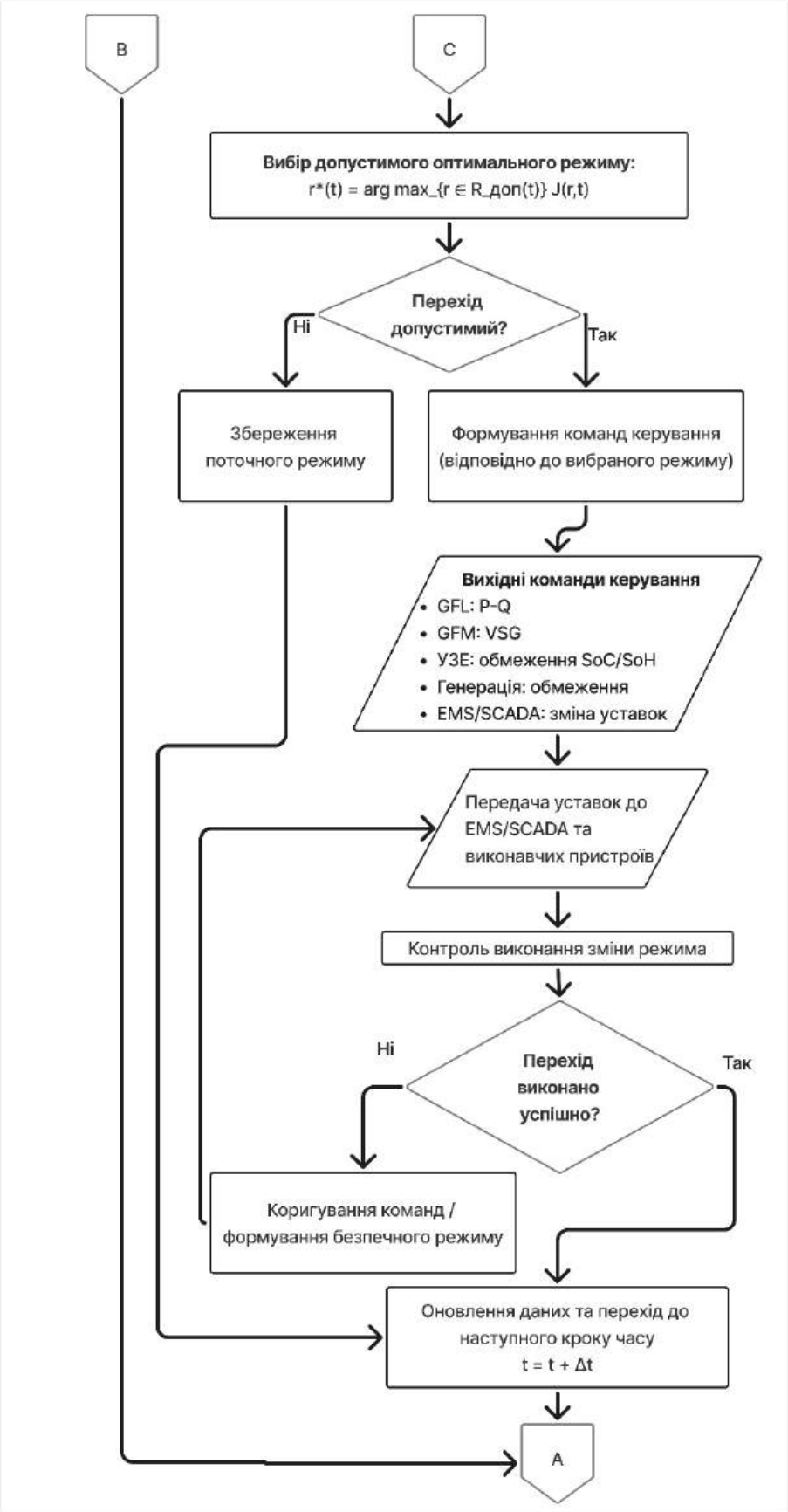


Рис. 3.2. Блок-схема багаторівневого адаптивного алгоритму вибору режиму роботи ЛКСЕ.

Результатом роботи алгоритму на рис.3.2. є вибір оптимального режиму r(t) із множини допустимих режимів та формування уставок активної і реактивної потужності, режиму інвертора, параметрів статизму, VSM-параметрів і обмежень заряджання/розряджання УЗЕ. Якщо перехід до нового режиму є недопустимим, система зберігає поточний режим і виконує повторний розрахунок на наступному кроці керування.

3.4.1 Формалізація критеріїв оптимальності режимів роботи ЛКСЕ

Оптимізація режимів роботи ЛКСЕ базується на формуванні узагальненого критерію адаптивності, який відображає здатність системи підтримувати параметри якості електроенергії при мінімальних енергетичних і ресурсних витратах.

Критерій надійності електрозабезпечення (здатність системи безперервно живити критичне навантаження) може бути представлений у вигляді функції:

$$J_{rel} = 1 - \frac{T_{out}}{T_{obs}}, \tag{3.63}$$

де: Jrel − частковий критерій надійності електрозабезпечення, в.о.

T_{out} − сумарний час відмов електрозабезпечення (знеструмлення або виходу параметрів за критичні межі), год ;

T_{obs} − час спостереження або тривалість розрахункового сценарію, год.

Аналогічно критерій енергоефективності визначається як:

$$J_{eff} = \frac{E_{load}}{E_{gen}}, \tag{3.64}$$

де: J_{eff} − критерій енергоефективності функціонування системи, в.о.;

E_{load} − корисно використана енергія, спожита навантаженням за період, кВт·год;

E_{gen} − сумарна вироблена енергія, кВт·год.

Критерій деградації ємності УЗЕ визначається співвідношенням:

$$J_{deg} = 1 - \frac{D(t)}{D_{max}}, \tag{3.65}$$

де: Dt − поточний рівень деградації УЗЕ за аналізований період, в.о.;

J_{deg} − критерій ресурсозбереження (мінімізації деградації) УЗЕ, в.о.;

D_{max} − гранично допустимий рівень деградації до моменту виведення УЗЕ з експлуатації, в.о.

Для забезпечення нормативних параметрів якості електроенергії вводиться критерій стабільності:

$$J_{stab} = 1 - \alpha_1 \mid RoCoF \mid - \alpha_2 \mid \Delta U \mid - \alpha_3 T_s, \quad (3.66)$$

де: J_{stab} − критерій динамічної стабільності та якості регулювання, в.о.;

|ΔU| − максимальне відхилення напруги у перехідному процесі, в.о.;

T_s − час встановлення параметрів частоти та напруги після збурення, с;

α_i − вагові коефіцієнти, що нормалізують внесок кожного динамічного показника, змінні одиниці .

Узагальнений критерій адаптивності системи визначається у вигляді:

$$J_{adapt} = \beta_1 J_{rel} + \beta_2 J_{eff} + \beta_3 J_{deg} + \beta_4 J_{stab}, \quad (3.67)$$

де: J_{adapt} − інтегральний (узагальнений) критерій адаптивності системи, в.о.;

β_1, β_2, β_3, β_4 − вагові коефіцієнти пріоритетності критеріїв, безрозмірна величина.

Вагові коефіцієнти β_i визначаються залежно від типу навантаження та режиму роботи системи [59; 60].

Представлена система часткових критеріїв (3.63–3.66) відображає наявність фундаментальних технологічних конфліктів, притаманних інверторно-орієнтованим системам. Підвищення динамічної стійкості (Jstab) за рахунок агресивного Grid-Forming керування та активної інерційної відповіді неминуче призводить до витрат циклів УЗЕ, що знижує критерій ресурсозбереження (Jdeg). Подібним чином, підтримання високих резервів потужності для максимізації надійності (Jrel) збільшує внутрішні втрати в перетворювальних ланках, погіршуючи показник енергоефективності (Jeff).

Така антагоністичність критеріїв обумовлює необхідність застосування методів багатокритеріальної оптимізації для пошуку адаптивного компромісу в режимі реального часу.

3.4.2 Побудова карти режимів функціонування ЛКСЕ

У першому розділі було показано, що одним із ключових інструментів адаптивного керування режимами роботи ЛКСЕ є карта режимів функціонування, яка визначає області допустимих станів системи залежно від рівня генерації ВДЕ та стану УЗЕ.

Формально карта режимів може бути описана як відображення:

$$R: \{P_{RES}, SoC, P_{load}\} \rightarrow r, \tag{3.68}$$

де: r − обраний оптимальний режим функціонування:

$$r \in \{GFL, GFM, Island, Zero - flow\}.$$

Область допустимих режимів визначається системою обмежень:

$$\mathrm{SoC_{min}} \leq \mathrm{SoC(t)} \leq \mathrm{SoC_{max}},\ \mathrm{SoH(t)} \geq \mathrm{SoH_{min}}, \tag{3.69}$$

$$|RoCoF(t)| \leq RoCoF_{max},\ \left|P_{b(t)}\right| \leq P_{b,max}\,, \tag{3.70}$$

$$|\Delta U(t)| \leq \Delta U_{max}, |\Delta f(t)| \leq \Delta f_{max}, SCR(t) \geq SCR_{min}, |\Delta\varphi(t)| \leq \Delta\varphi_{max} \tag{3.71}$$

Таким чином, карта режимів визначає допустимий режим функціонування системи у кожний момент часу залежно від її поточного стану [61]. Наближення стану системи до межі $|\mathrm{RoCoF}| \rightarrow \mathrm{RoCoF_{max}}$ свідчить про вичерпання інерційного ресурсу ЛКСЕ, що потребує негайної адаптації параметрів віртуальної інерції Meq. Водночас, перетин межі $\mathrm{SoC_{min}}$ (3.69) показує втрату здатності системи до автономного балансування, що приводить до гарантованого відключення непріоритетних споживачів.

Таким чином, карта режимів інтегрує електротехнічні параметри якості з ресурсними лімітами обладнання.

3.4.3 Формалізація технологічних конфліктів режимів роботи ЛКСЕ

Однією з ключових особливостей оптимізації режимів роботи ЛКСЕ є наявність технологічних конфліктів між критеріями оптимальності.

Конфлікт між надійністю та енергоефективністю може бути описаний співвідношенням:

$$\frac{\partial J_{rel}}{\partial P_{b.res}} > 0, \tag{3.72}$$

$$\frac{\partial J_{eff}}{\partial P_{b.res}} < 0, \tag{3.73}$$

де: J_{rel} − частковий критерій надійності електрозабезпечення (здатності підтримувати параметри), в.о.;

J_{eff} − критерій енергоефективності (коефіцієнт корисної дії системи), в.о.;

$P_{b.res}$ − потужність установки зберігання енергії, що утримується в гарячому резерві, кВт.

Це означає, що збільшення резервної потужності УЗЕ підвищує надійність системи, але зменшує її енергоефективність.

Конфлікт між гнучкістю режимів та ресурсом УЗЕ описується залежністю:

$$\frac{dD}{dN_{cycle}} > 0, \tag{3.74}$$

де: D − накопичена деградація (знос, зменшення ємності) акумуляторної системи, в.о.;

N_{cycle} − кількість еквівалентних повних циклів заряджання-розряджання, одиниці.

Отже збільшення кількості циклів заряд-розряд призводить до зростання деградації УЗЕ.

Конфлікт між стохастичною генерацією ВДЕ та детермінованими алгоритмами керування визначається співвідношенням:

$$Var(P_{RES}) > Var(P_{ctrl}), \tag{3.75}$$

де: $V_{ar}(P_{RES})$ − дисперсія (міра мінливості) потужності відновлюваних джерел енергії, кВт^2;

$Var(P_{ctrl})$ − дисперсія (діапазон) можливих керувальних дій інверторних перетворювачів, кВт^2.

Нерівність дисперсій (3.75) математично доводить обмеженість традиційних детермінованих алгоритмів із фіксованою параметризацією. Оскільки варіативність генерації ВДЕ $Var(P_{RES})$ у довгостроковій перспективі завжди перевищує миттєвий ресурс регулювання $Var(P_{ctrl})$ за рахунок стохастичних розподілів Вейбулла та Гамма. Система не може бути налаштована статично на найгірший сценарій без втрати економічної доцільності. Це обґрунтовує перехід до адаптивного вибору режимів, де параметри регуляторів підлаштовуються під поточну інтенсивність флуктуацій середовища [62; 63].

3.4.4 Постановка задачі нелінійної оптимізації вибору режиму роботи ЛКСЕ

Задача оптимального вибору режиму роботи ЛКСЕ формулюється як задача нелінійної стохастичної оптимізації, де цільовою функцією є максимізація узагальненого критерію адаптивності при дотриманні системи технічних та нормативних обмежень серед множини допустимих режимів роботи у момент часу t:

$$\max_{r(t),P*_b(t)} J_{adapt(r,t)} \quad , \tag{3.76}$$

де: $J_{adapt}(r,t)$ − інтегральний (узагальнений) критерій адаптивності системи, в.о;

r(t) − дискретна змінна вибору режиму (структура керування інверторними перетворювачами), індекс;

$P_b*(t)$ − активна потужність установки зберігання енергії (завдання на заряд/розряд), що є керованою величиною для балансування, кВт.

Максимізація інтегрального критерію J виконується на часовому горизонті T, що дозволяє врахувати кумулятивний ефект деградації УЗЕ за умов:

$$SoCmin \leq SoC(t) \leq SoC_{max},$$

$$| RoCoF | \leq RoCoF_{max},$$

$$| \Delta U | \leq \Delta U_{max},$$

$$| I | \leq I_{max}.$$

Керованими змінними задачі є:

$$u(t) = \{r(t), P_b * (t), Q_b * (t)\}. \quad (3.77)$$

Вектор станів системи має вигляд:

$$x(t) = \omega(t), U(t), SoC(t), SoH(t), EFC(t), P_{RES}(t), P_{load}(t), P_b(t). \quad (3.78)$$

Таким чином, задача оптимального керування режимами ЛКСЕ формулюється як задача оптимального вибору режиму (алгоритм прийняття рішення):

$$r^*(t) = argmax_{r \in R_{dop}(t)} J_{adapt}(r, t), \quad (3.79)$$

де: rt∗ − оптимальний режим функціонування, що максимізує критерій адаптивності у поточному стані, індекс;

$R_{dop}(t)$ — множина допустимих режимів роботи ЛКСЕ у момент часу t, які не порушують обмеження за частотою, напругою, RoCoF, SoC, SoH, потужністю УЗЕ та станом зовнішньої мережі.

Допустимими є тільки ті режими, які не порушують обмеження за частотою, напругою, RoCoF, SoC, SoH, потужністю УЗЕ та станом зовнішньої мережі.

Допустимість переходу між режимами оцінюється за показниками перехідного процесу: Ts, Δf, ΔU, RoCoF та Δφ. Перехід вважається допустимим, якщо зазначені показники не перевищують граничні значення.

Формулювання задачі як операції максимізації за двома різнорідними змінними - дискретною (r) та безперервною (P_b) відображає гібридну природу керування ЛКСЕ.

3.4.5 SoC-орієнтовані стратегії керування установками зберігання енергії

Як було встановлено у першому розділі, стан заряду УЗЕ визначає допустиму область функціонування режимів системи.

Алгоритм SoC-орієнтованого керування може бути представлений у вигляді:

$$P_b * (t) = k_{soc}\big(SoC(t) - SoC_{ref}\big), \quad (3.80)$$

де: $P_b^*(t)$ − активна потужність установки зберігання енергії, що генерується або споживається для корекції заряду, кВт;

k_{soc} − коефіцієнт підсилення контуру регулювання стану заряду, в.о.;

SoC_{ref} − опорне (цільове) значення стану заряду УЗЕ, в.о.;

SoC(t) − поточне значення стану заряду у момент часу t, в.о.

Це дозволяє забезпечити підтримання оптимального рівня заряду УЗЕ при змінних режимах генерації ВДЕ.

Крім того, вводиться обмеження:

$$SoC_{safe} \leq SoC \leq SoC_{crit}, \quad (3.81)$$

де: SoC_{safe} − нижня межа цільового діапазону заряду для забезпечення резерву підтримки частоти, в.о.;

SoC_{crit} − верхня критична межа заряду для запобігання перенапругам при надлишку генерації ВДЕ, в.о.

Застосування пропорційного закону керування (3.80) дозволяє системі EMS плавно повертати УЗЕ до оптимального енергетичного стану SoCref у періоди низької турбулентності генерації ВДЕ. Визначення меж (3.81) забезпечує баланс між готовністю системи до переходу в острівний режим та мінімізацією деградаційних процесів, спричинених перебуванням батареї у зонах глибокого розряду, яке визначає область безпечного функціонування УЗЕ [64].

3.4.6 Аналіз вузьких місць режимів роботи ЛКСЕ

Для визначення факторів, що обмежують область допустимих режимів функціонування ЛКСЕ, використовується аналіз вузьких місць.

Обмежувальними параметрами можуть бути:

$$SoC \rightarrow SoC_{min},$$

$$| RoCoF |\rightarrow RoCoF_{max},$$

$$| \Delta U |\rightarrow \Delta U_{max}.$$

Визначення активного обмеження дозволяє встановити причину переходу системи до іншого режиму роботи: наприклад, при вичерпанні інерційного ресурсу система ініціює перехід до GFM-керування з підвищеним коефіцієнтом віртуальної інерції Meq, пріоритезуючи надійність над ефективністю.

Таким чином, аналіз вузьких місць дозволяє визначити критичні параметри системи, що обмежують її адаптивність [65].

3.4.7 Забезпечення динамічної стійкості режимів роботи ЛКСЕ

Однією з ключових задач оптимізації режимів роботи ЛКСЕ є забезпечення динамічної стійкості системи.

Для цього використовуються методи:

- droop-керування;
- віртуальна інерція;
- передбачувальне керування;
- адаптивне налаштування параметрів інверторів.

Віртуальна інерція визначається співвідношенням;

$$M_{eq}\dot{\omega} = P_m - P_e, \tag{3.82}$$

де: M_{eq} – еквівалентна віртуальна інерція системи, що синтезується алгоритмом GFM, с;

$\omega^{\cdot}$ – кутове прискорення віртуального ротора (швидкість зміни кутової частоти), рад/с²;

P_m – задана (механічна) потужність уставки у моделі VSM/VSG, в.о.;

P_e – виміряна електрична потужність на виході інвертора, в.о.

Droop-керування описується залежністю:

$$\Delta P = -k_p \Delta f, \tag{3.83}$$

де: ΔP − зміна активної потужності для компенсації енергетичного дисбалансу, кВт;

kp − коефіцієнт статичного регулювання (статизму) за частотою, кВт/Гц;

Δf − відхилення частоти локальної мережі від номінального значення (f−f0), Гц .

Для мінімізації обчислювальної складності адаптивного алгоритму в умовах обмежених ресурсів локальних контролерів, розрахункові значення частот у рівняннях віртуальної інерції (3.82) та статизму (3.83) зводяться до єдиної еквівалентної частоти балансування вузла ЛКСЕ. Це дозволяє уникнути конфліктів між контурами швидкої інерційної відповіді та первинного регулювання, забезпечуючи час встановлення частоти у допустимих межах при критичних збуреннях, що буде розглянуто в Розділі 4.

Передбачувальне керування базується на прогнозуванні генерації ВДЕ:

$$\widehat{P_{RES}}\left(t+\tau_{pr}\middle|t\right)=P_{RES}(t), \tag{3.84}$$

де: $\widehat{P_{RES}}\left(t+\tau_{pr}\middle|t\right)$ - прогнозоване значення потужності відновлюваних джерел на горизонті планування τ_{pr}, сформоване у момент часу t, кВт;

$P_{RES}(t)$ − поточне виміряне значення потужності генерації ВДЕ, кВт;

τ_{pr} − горизонт прогнозування (інтервал випередження), с .

Використання цих методів дозволяє забезпечити стабільність параметрів частоти та напруги у перехідних режимах роботи ЛКСЕ [66-69].

Таким чином сформована математична постановка задач оптимального керування режимами роботи локальної комбінованої системи електрозабезпечення дозволяє визначити оптимальний режим функціонування системи залежно від стану генерації ВДЕ, параметрів навантаження та ресурсу УЗЕ. Запропонований підхід створює основу для побудови алгоритмів адаптивного керування режимами ЛКСЕ та забезпечення нормативних показників якості електроенергії в умовах стохастичної зміни параметрів

функціонування системи. Отримані аналітичні залежності безпосередньо використані у Розділі 4 при розробленні цифрового двійника ЛКСЕ та верифікації запропонованих алгоритмів у стохастичному середовищі.

Висновки до розділу

1) Сформовано структурну математичну модель ЛКСЕ, що описує взаємодію відновлюваних джерел енергії, систем зберігання енергії, інверторних перетворювачів, навантаження та точки приєднання до об’єднаної мережі на основі рівнянь балансу активної та реактивної потужності з урахуванням технічних обмежень струмів, напруг і перетоків потужності.

2) Розроблено математичні моделі основних елементів ЛКСЕ, які враховують стохастичний характер генерації ВДЕ (через статистичні розподіли швидкості вітру, сонячної радіації та навантаження), динаміку інверторних перетворювачів у режимах Grid-Following і Grid-Forming, а також ресурсні характеристики УЗЕ через параметри SoC, SoH та моделі деградації.

3) Формалізовано математичний опис режимів роботи ЛКСЕ, включаючи режими паралельної роботи з мережею (GFL), формування параметрів мережі (GFM), режим нульових перетоків та автономний режим. Встановлено аналітичні умови переходів між режимами, зокрема при відокремленні від мережі та подальшій ресинхронізації.

4) Виконано математичну формалізацію ключових перехідних процесів, що визначають динамічну стійкість ЛКСЕ, зокрема процесів визначення островного режиму, переходу між режимами GFL/GFM та ресинхронізації з мережею. Показано, що ці процеси визначають здатність системи підтримувати частоту та напругу в допустимих межах і обмежувати швидкість зміни частоти (RoCoF).

5) Запропоновано систему кількісних показників оцінювання динамічної стійкості режимів роботи ЛКСЕ, що включає метрики RoCoF, час встановлення, перерегулювання та коефіцієнт демпфування коливань, які

дозволяють оцінити швидкодію системи та якість відновлення параметрів після збурень.

6) Сформовано багатокритеріальну постановку задачі оптимального керування режимами роботи ЛКСЕ, яка враховує критерії надійності електрозабезпечення, енергоефективності функціонування системи, мінімізації деградації ємності установок зберігання енергії та забезпечення нормативних показників якості електроенергії.

7) Розроблено формалізований підхід до побудови карти режимів функціонування (карт режимів), що визначає області допустимості режимів Grid-Following, Grid-Forming, автономного режиму та режиму нульових перетоків залежно від рівня генерації ВДЕ, параметрів навантаження та стану УЗЕ.

8) Виконано формалізацію технологічних конфліктів керування режимами ЛКСЕ, зокрема між підвищенням надійності електрозабезпечення та зменшенням енергоефективності, між гнучкістю керування режимами та деградацією УЗЕ, а також між стохастичним характером генерації ВДЕ та детермінованими алгоритмами керування.

9) Сформульовано задачу нелінійної оптимізації вибору режиму роботи ЛКСЕ, у якій режим функціонування системи розглядається як керована змінна, що визначається залежно від стану генерації ВДЕ, параметрів навантаження, ресурсних характеристик УЗЕ та нормативних обмежень якості електроенергії.

10) Обґрунтовано використання SoC-орієнтованих стратегій керування УЗЕ та методів аналізу вузьких місць, що дозволяють визначити активні обмеження режимів роботи системи та забезпечити адаптивний вибір оптимального режиму функціонування ЛКСЕ.

11) Запропонований алгоритм адаптивного вибору режиму роботи ЛКСЕ може бути інтегрований до EMS/SCADA або до координаційного рівня віртуальної електростанції. У такій структурі окрема ЛКСЕ передає до VPP інформацію про доступну потужність ВДЕ, стан заряду УЗЕ, обмеження за SoC/SoH, поточний режим роботи, доступний резерв активної та реактивної

потужності, а також обмеження за частотою, напругою і RoCoF. На основі цих даних VPP може виконувати агреговану координацію декількох ЛКСЕ, зберігаючи при цьому локальний рівень адаптивного керування для забезпечення динамічної стійкості, ресурсу УЗЕ та надійності електрозабезпечення критичного навантаження.

Отримані результати створюють математичну основу для синтезу алгоритмів адаптивного керування режимами локальної комбінованої системи електрозабезпечення та безпосередньо використовуються у подальшому розділі дисертаційної роботи при розробленні методів інтелектуального вибору режиму функціонування системи в умовах стохастичної зміни параметрів генерації та навантаження.

РОЗДІЛ 4

МОДЕЛЮВАННЯ, АНАЛІЗ ТА ПРАКТИЧНІ РЕЖИМИ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

4.1 Сценарії роботи КСЕ та умови їх виникнення

Узагальнення сценаріїв функціонування локальної комбінованої системи електрозабезпечення є необхідним етапом переходу від теоретичної постановки задачі до її прикладної реалізації у вигляді чисельного моделювання та аналізу режимів. Як показано у попередніх розділах, КСЕ функціонує в умовах високої варіативності генерації відновлюваних джерел енергії, змінного профілю навантаження та обмежень систем зберігання енергії, що зумовлює необхідність розгляду не одного стаціонарного режиму, а множини сценаріїв, між якими система постійно переходить. Такий підхід відповідає сучасним дослідженням гібридних енергосистем, у яких поведінка системи визначається не лише середніми значеннями параметрів, а їх часовою динамікою та стохастичними відхиленнями [71-73].

У межах даного дослідження доцільно виділити три базові класи сценаріїв роботи КСЕ:

1) паралельна робота з об’єднаною енергосистемою;

2) автономний (острівний) режим функціонування;

3) перехідні режими між зазначеними станами.

Сценарії паралельної роботи з мережею характеризуються наявністю зовнішнього джерела частоти та напруги, що визначає опорний режим системи. У таких умовах інвертори, як правило, працюють у режимі Grid-Following (GFL), а баланс активної потужності частково компенсується за рахунок мережі. Основними умовами виникнення цього сценарію є стабільне підключення до мережі, достатній рівень короткозамикальної потужності (SCR) та відсутність аварійних відключень. Водночас навіть у цьому режимі значні флуктуації ВДЕ

можуть призводити до локальних дисбалансів потужності, що потребують залучення УЗЕ або зміни режимів інверторів.

Автономний режим (перехід до острівного режиму) виникає внаслідок відключення КСЕ від зовнішньої мережі, що може бути спричинене як аварійними подіями (коротке замикання, спрацювання захисту), так і навмисним переходом у режим ізольованого функціонування. У цьому випадку система повинна самостійно забезпечувати підтримання частоти та напруги, що реалізується через використання Grid-Forming (GFM) режимів інверторів та активне залучення УЗЕ. Як показано в роботі [71], у гібридних системах із вітровою та сонячною генерацією саме автономні режими є найбільш критичними з точки зору стійкості, оскільки відсутність зовнішнього джерела інерції підвищує чутливість системи до дисбалансів потужності.

Перехідні сценарії між паралельним та автономним режимами є найбільш складними з точки зору динаміки системи. До них належать процеси відокремлення від мережі, переходу від GFL до GFM, а також ресинхронізація з об’єднаною системою. Умовами їх виникнення є різкі зміни доступної потужності ВДЕ, перевищення граничних значень напруги або частоти, обмеження стану заряду УЗЕ (SoC) або аварійні події в мережі. У цих режимах система повинна забезпечувати обмеження RoCoF, контроль перерегулювання напруги та мінімальний час встановлення параметрів, що визначає вимоги до алгоритмів адаптивного керування.

Для дослідження зазначених сценаріїв у роботі сформовано експериментальну платформу, яка відображає типову структуру КСЕ. До її складу входять: вітрова електростанція потужністю 2 МВт, сонячна електростанція потужністю 1,5 МВт, система зберігання енергії на базі літій-іонних акумуляторів ємністю 1 МВт·год, а також навантаження зі змінним профілем у діапазоні 0,5-3 МВт. Інвертори ВДЕ реалізовані як двонапрямні перетворювачі з можливістю роботи в режимах GFL/GFM, з номінальною напругою 0,4 кВ та коефіцієнтом перевантаження до 1,2. Лінії електропередачі моделюються з урахуванням активного та реактивного опору, що дозволяє

враховувати вплив топології мережі на динамічну стійкість. Вихідні дані для ВДЕ представлені у вигляді часових рядів сонячної радіації та швидкості вітру з дискретністю 1 хв, що відповідає реальним умовам функціонування гібридних систем [71].

Особливу увагу приділено моделюванню навантаження, яке описується як сукупність детермінованої складової та стохастичних відхилень. Згідно з підходом, запропонованим у роботі [72], математична модель споживання включає базову добову криву навантаження та випадкову складову, що враховує короткочасні коливання. Це дозволяє адекватно відтворити реальні умови експлуатації КСЕ та забезпечити коректність оцінки динамічних характеристик системи.

Для реалізації сценарного аналізу створено цифровий двійник КСЕ у середовищі MATLAB/Simulink із використанням бібліотек Simscape Electrical. Цифровий двійник відтворює електромагнітні та динамічні процеси в системі, включаючи роботу інверторів, зміну стану заряду УЗЕ та реакцію на зовнішні збурення. Використання такого підходу дозволяє моделювати поведінку системи в реальному часі, досліджувати перехідні процеси та оцінювати стійкість при різних сценаріях роботи. Додатково для верифікації результатів застосовується середовище PowerFactory, що забезпечує аналіз режимів на рівні енергосистеми та дозволяє оцінити вплив КСЕ на зовнішню мережу.

Важливою складовою побудови цифрового двійника є інтеграція моделі з інформаційними стандартами. Для цього використано Common Information Model (CIM), який забезпечує уніфіковане подання даних про елементи системи, їх параметри та взаємозв’язки. Це дозволяє забезпечити сумісність моделі з системами SCADA/EMS та створює передумови для подальшого впровадження результатів дослідження у практику експлуатації енергосистем.

З метою забезпечення кібербезпеки інформаційних потоків у моделі враховано вимоги стандарту IEC/TS 62351, який регламентує захист даних у системах енергетичного керування. Реалізація механізмів автентифікації та шифрування забезпечує достовірність обміну даними між елементами

цифрового двійника та зовнішніми системами керування. Це є особливо важливим для сценаріїв, пов’язаних із критичною інфраструктурою, де порушення цілісності даних може призвести до некоректних керувальних дій та втрати стійкості системи.

4.2 Моделювання роботи КСЕ

Моделювання роботи локальної комбінованої системи електрозабезпечення спрямоване на кількісну оцінку її здатності забезпечувати стабільність частоти, напруги та баланс потужності в умовах стохастичних змін генерації ВДЕ та навантаження. На відміну від детермінованого аналізу, що базується на окремих стаціонарних режимах, у даному підрозділі застосовано сценарно-статистичний підхід, який дозволяє врахувати часову мінливість параметрів системи та їх випадковий характер, що було обґрунтовано у попередніх розділах і роботах [71-73].

На першому етапі здійснюється статистичний аналіз частоти як основного індикатора динамічної рівноваги системи. Для цього використано часові ряди частоти, отримані в результаті моделювання сценаріїв, розглянутих у підрозділі 4.1. Основними характеристиками є стандартне відхилення σ_f та коефіцієнт варіації CV_f, які визначаються як:

$$\sigma_f = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left(f_i - \bar{f}\right)^2}, CV_f = \frac{\sigma_f}{\bar{f}}, \quad (4.1)$$

де: f_i - миттєве значення частоти у розрахунковій точці і, Гц ;

$\underline{f}$ - її середнє значення за аналізований період, Гц;

σ_f – стандартне відхилення частоти, Гц;

CV_f – коефіцієнт варіації частоти, в.о.

Застосування цих показників дозволяє оцінити рівень флуктуацій частоти та чутливість системи до змін балансу активної потужності.

Додатково використано адаптовані показники якості функціонування системи. Зокрема, метрика Frequency Mean Deviation (FMD) визначається як середнє абсолютне відхилення частоти від номінального значення:

$$FMD = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} | f_i - f_{nom} |. \quad (4.2)$$

де: FMD − середнє абсолютне відхилення частоти від номінального значення (Frequency Mean Deviation), Гц;

f_{nom} − номінальне значення частоти електричної мережі, Гц.

Цей показник відображає інтегральну якість підтримання частоти в системі. Використання метрики FMD у поєднанні з коефіцієнтом варіації CV_f дозволяє оцінити не лише поодинокі амплітудні відхилення, а й загальну варіативність частотного профілю ЛКСЕ. Для оцінки надійності електрозабезпечення застосовано показники Average Interruption Duration (AID) та Time to Restore (TTR), які характеризують середню тривалість перерв та час відновлення нормального режиму після збурень. Узагальненим індикатором рівня обслуговування є ASUI (Average Service Unavailability Index), який визначається як відношення часу недоступності електрозабезпечення до загального часу спостереження. Використання цих показників дозволяє оцінити не лише динамічну, але й експлуатаційну стійкість КСЕ.

Другий етап моделювання спрямований на дослідження динамічної стійкості системи в критичних сценаріях. Основну увагу приділено двом ключовим випадкам: раптовому від'єднанню КСЕ від об'єднаної енергосистеми та подальшій ресинхронізації. У першому випадку моделюється миттєвий розрив зв'язку з мережею, що призводить до переходу системи з режиму Grid-Following до Grid-Forming. У цей момент інвертори повинні забезпечити формування частоти та напруги, а УЗЕ - компенсувати дисбаланс активної потужності.

Результати моделювання показують, що ефективність цього переходу визначається швидкодією алгоритмів керування та запасом потужності УЗЕ. У режимі GFL характерною є затримка реакції через використання PLL, що може призводити до збільшення RoCoF та перерегулювання частоти. Натомість у

режимі GFM інвертори забезпечують більш жорстке формування напруги та частоти, що зменшує амплітуду відхилень, але підвищує навантаження на УЗЕ.

Процес ресинхронізації моделюється як поступове узгодження частоти, напруги та фазового кута між КСЕ та мережею. У цьому сценарії ключовими є критерії допустимого відхилення частоти та напруги, при яких можливе повторне підключення. Моделювання показує, що некоректна координація інверторів може призводити до значних кидків струму та повторних коливань, що підтверджує необхідність використання адаптивних алгоритмів керування.

На третьому етапі виконано кількісну оцінку динамічних параметрів системи. Швидкість зміни частоти (RoCoF) визначається як:

$$RoCoF = \frac{df}{dt}, \tag{4.3}$$

і характеризує інерційні властивості системи. Час встановлення $T_{settling}$ визначається як інтервал часу, протягом якого відхилення частоти або напруги зменшується до заданого допуску. Величина перерегулювання (overshoot) оцінюється як максимальне відхилення параметра від його усталеного значення. Коефіцієнт демпфування ζ визначається на основі логарифмічного декременту коливань і характеризує здатність системи пригнічувати перехідні процеси.

Для більш глибокого аналізу застосовано спектральний підхід на основі перетворення Фур'є (DFT/FFT). Це дозволяє представити сигнал частоти або напруги у частотній області та визначити домінантні гармонічні компоненти. Наявність виражених піків у спектрі свідчить про існування власних коливальних мод системи, пов'язаних із взаємодією інверторів, ліній та УЗЕ. Аналіз спектру дозволяє оцінити ефективність демпфування та виявити режими, у яких система є найбільш схильною до коливань.

Для моделювання роботи локальної комбінованої системи електрозабезпечення було сформовано розрахунковий сценарій добової роботи КСЕ з дискретністю 6 хвилин. До складу моделі включено СЕС встановленою потужністю 1,5 МВт, ВЕС потужністю 2,0 МВт, УЗЕ ємністю 1,2 МВт·год з допустимим діапазоном SoC 20-90 %, інверторні перетворювачі з режимами GFL/GFM та змінне навантаження в діапазоні 0,85-2,21 МВт. Параметри

експериментальної платформи (ВЕС - 2 МВт, СЕС - 1,5 МВт, УЗЕ - 1 МВт·год) обрані таким чином, щоб відтворити умови низькоінерційного середовища, де сумарна потужність ВДЕ співставна або перевищує пікове навантаження об’єкта. Це дозволяє дослідити роботу ЛКСЕ у найбільш складних умовах - при надлишку генерації та низькому SoC, коли здатність системи до стабілізації параметрів за допомогою Grid-Forming технологій є визначальним фактором виживання локальної мережі Такий підхід відповідає логіці сценарного моделювання спільної роботи вітрової та сонячної генерації, а також стохастичного опису споживання, запропонованого у працях Кузнєцова М. П. [71-73]. Вихідні параметри моделі КСЕ показані в табл.4.1.

Таблиця 4.1

Вихідні параметри моделі КСЕ

Параметр	Значення	Одиниці виміру
Встановлена потужність СЕС	1,5	МВт
Встановлена потужність ВЕС	2,0	МВт
Ємність УЗЕ	1,2	МВт·год
Максимальна потужність УЗЕ	±1,0	МВт
Початковий SoC	60	%
Допустимий діапазон SoC	20-90	%
Діапазон навантаження	0,85-2,21	МВт
Номінальна частота	50	Гц
Номінальна напруга	1,0	в. о.
Дискретність добового моделювання	6	хв

На першому етапі було сформовано часові ряди сонячної генерації, вітрової генерації та навантаження. Добовий профіль СЕС має максимум у середині дня, тоді як ВЕС характеризується більш рівномірною, але флуктуаційною генерацією. Прийнята дискретність добового моделювання у 6 хвилин (0,1 год) обумовлена необхідністю узгодження часових рядів генерації ВДЕ із розрахунком енергетичної ємності УЗЕ та є достатньою для оцінювання динаміки стану заряду (SoC). Водночас для аналізу динамічної стійкості у перехідних режимах використано високоточне моделювання з кроком, що відповідає частоті дискретизації контролерів інверторів, що дозволило

зафіксувати показники RoCoF та час встановлення з роздільною здатністю до мілісекунд. Навантаження має два характерні піки - ранковий і вечірній.

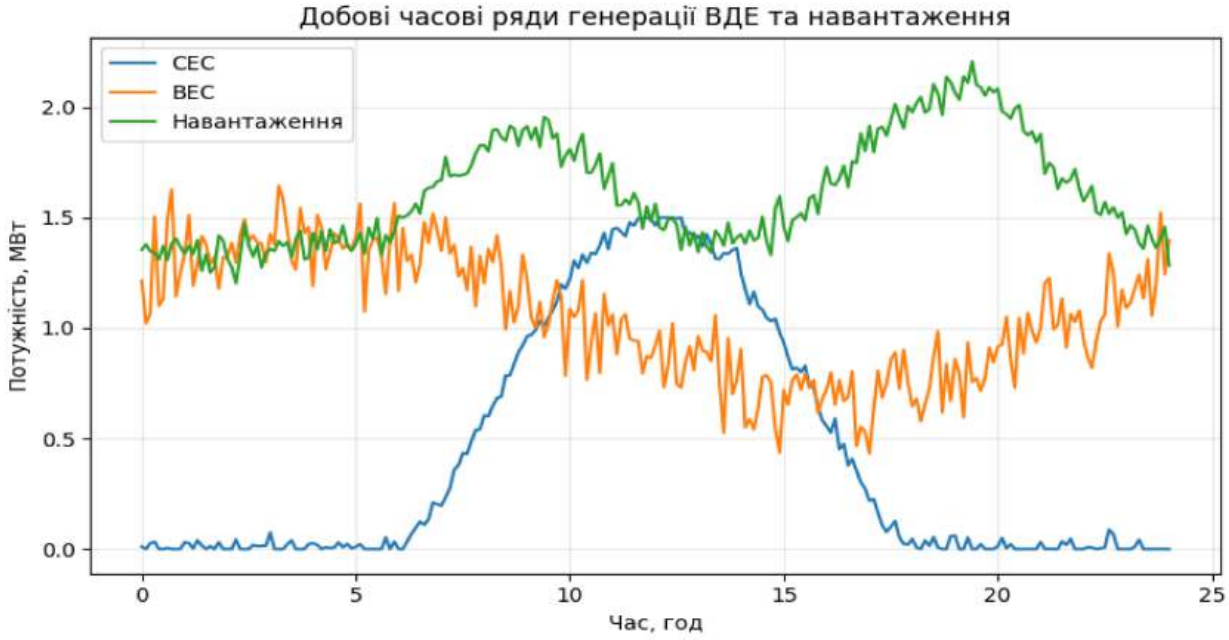


Рис. 4.1 Добові часові ряди генерації ВДЕ та навантаження.

Узагальнені добові показники моделювання показані в табл.4.2.

Таблиця 4.2

Узагальнені добові показники моделювання

Показник	Значення	Одиниці виміру
Середня генерація СЕС	0,435	МВт
Середня генерація ВЕС	1,055	МВт
Середнє навантаження	1,613	МВт
Максимальне навантаження	2,206	МВт
Середній абсолютний перетік з/до ОЕС	0,030	МВт
Мінімальний SoC УЗЕ	20,0	%
Максимальний SoC УЗЕ	90,0	%

Для підтримання балансу потужності УЗЕ працює як буфер: у періоди надлишкової генерації накопичує енергію, а в періоди дефіциту - компенсує нестачу активної потужності. Коли обмеження SoC досягає граничних значень, частина дисбалансу компенсується через перетік із мережею.

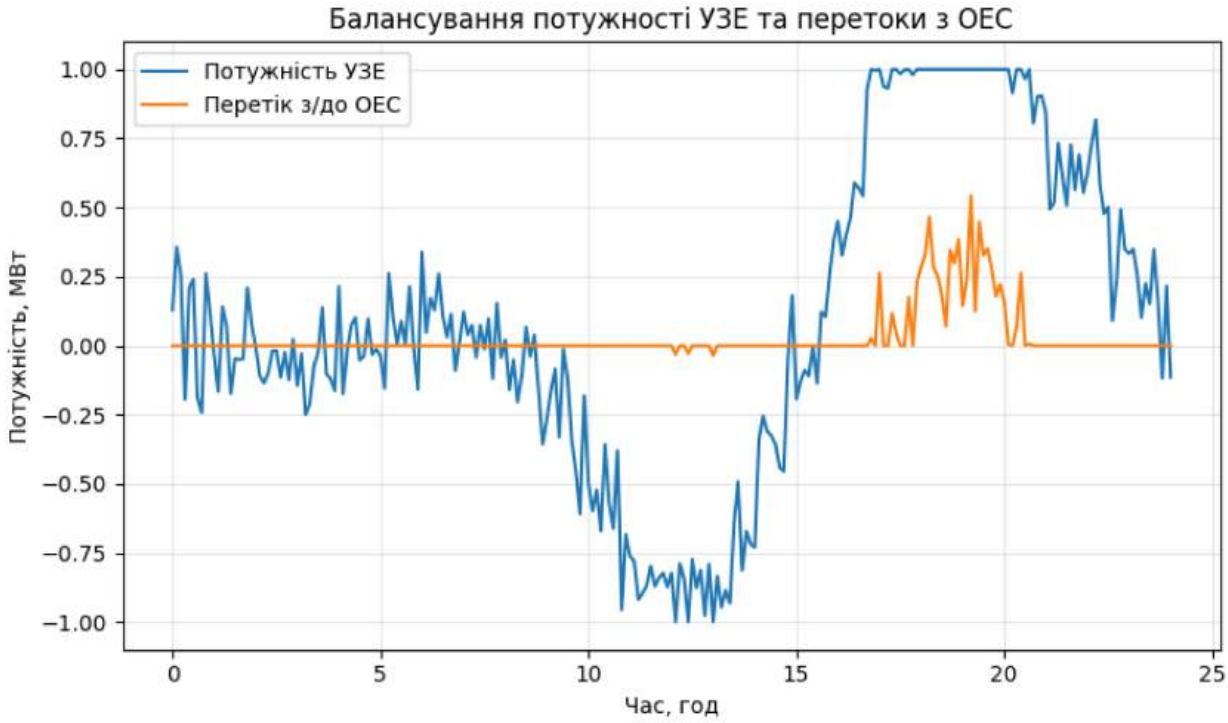


Рис. 4.2 Балансування потужності УЗЕ та перетоки з ОЕС.

Динаміка SoC показує, що протягом доби УЗЕ переходить між режимами заряджання, розряджання та резерву. Досягнення верхньої межі SoC 90 % свідчить про наявність періодів надлишкової генерації, тоді як зниження SoC до 20 % у вечірній зоні навантаження підтверджує високе навантаження на УЗЕ в режимі підтримки балансу.

Рис. 4.3 Динаміка стану заряду УЗЕ протягом добового сценарію.

На другому етапі було змодельовано критичний перехідний процес - раптове від’єднання ЛКСЕ від об’єднаної мережі. Порівнювалися два сценарії: перехід із GFL до GFM після переходу в острів та попередньо активований GFM-режим із віртуальною інерцією. Отримані результати показують, що GFM-режим забезпечує менші відхилення частоти й напруги та швидше відновлення параметрів.

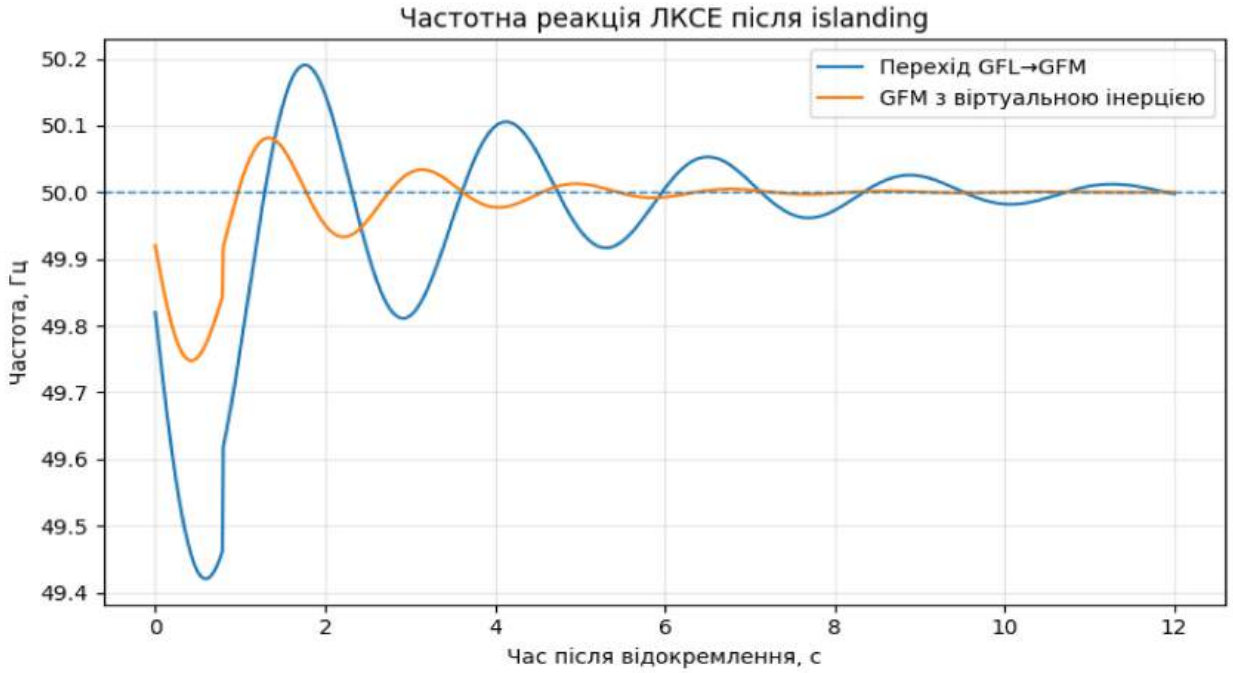


Рис. 4.4 Частотна реакція ЛКСЕ після переходу в острів.

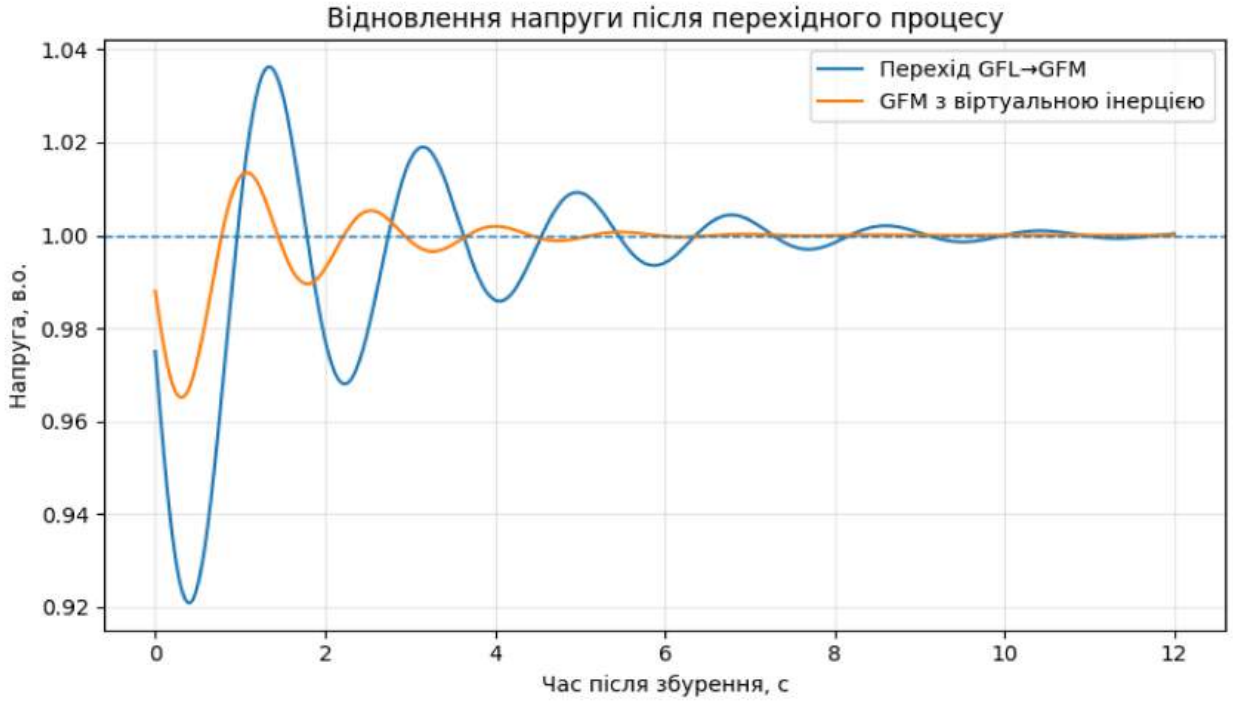


Рис. 4.5 Відновлення напруги після перехідного процесу.

Кількісна оцінка перехідних процесів показана в табл.4.3.

Таблиця 4.3

Кількісна оцінка перехідних процесів

Сценарій	max |RoCoF|, Гц/с	max |Δf|, Гц	max |ΔU|, %	час встановлення, с
Перехід GFL→GFM після переходу в острів	15,60	0,579	7,91	6,64
GFM з віртуальною інерцією	7,50	0,252	3,49	2,45

Отримані результати підтверджують, що режим GFM із віртуальною інерцією є більш придатним для забезпечення динамічної стійкості ЛКСЕ після відокремлення від мережі. Максимальне відхилення частоти зменшується з 0,579 Гц до 0,252 Гц, максимальне відхилення напруги - з 7,91 % до 3,49 %, а час встановлення скорочується з 6,64 с до 2,45 с. Це свідчить про кращу здатність GFM-інверторів обмежувати RoCoF, зменшувати перерегулювання та швидше відновлювати параметри якості електроенергії.

Отже, результати моделювання демонструють, що робота КСЕ в режимі паралельної взаємодії з мережею забезпечує вищу енергоефективність, однак у критичних перехідних процесах більш стійкою є конфігурація з активним GFM-керуванням і залученням УЗЕ. Це підтверджує необхідність подальшого дослідження ресурсних характеристик УЗЕ та вибору оптимальних режимів роботи КСЕ.

4.3 Дослідження ресурсних характеристик УЗЕ

Дослідження ресурсних характеристик установки зберігання енергії є необхідним етапом аналізу роботи локальної комбінованої системи електрозабезпечення, оскільки саме УЗЕ забезпечує швидке балансування активної потужності, обмеження RoCoF, підтримку частоти в автономному режимі та компенсацію флуктуацій ВДЕ. У попередніх підрозділах було

показано, що GFM-режими підвищують динамічну стійкість ЛКСЕ, однак потребують активнішого залучення УЗЕ, що створює конфлікт між надійністю, гнучкістю та деградацією УЗЕ. Тому в цьому підрозділі ресурсні характеристики розглядаються не ізольовано, а у зв'язку з критичними режимами роботи системи - раптовим від'єднанням від ОЕС, ресинхронізацією та добовим балансуванням потужності.

Для моделювання використано ту саму експериментальну платформу, що й у підрозділі 4.2: СЕС потужністю 1,5 МВт, ВЕС потужністю 2,0 МВт, змінне навантаження до 2,21 МВт та УЗЕ ємністю 1,2 МВт·год з максимальною потужністю ±1,0 МВт. Початковий стан заряду прийнято SoC0=60% допустимий експлуатаційний діапазон - 20-90 %, а ресурсно бажаний діапазон - 30-80 %. Такий вибір дозволяє оцінити не лише технічну можливість забезпечення балансу, але й тривалість перебування УЗЕ в зонах, що прискорюють деградацію.

Перший етап дослідження передбачає моделювання реакції УЗЕ на критичні перехідні процеси. Для сценарію раптового від'єднання від ОЕС прийнято, що в момент втрати мережі виникає дефіцит активної потужності, який має бути компенсований УЗЕ. У моделі потужність УЗЕ описується як швидка аперіодична реакція з подальшим демпфованим коливанням:

$$P_b(t) = P_{b,0}\left(1 - e^{-\frac{t}{T_b}}\right) + \Delta P_b e^{-\frac{t}{T_d}} \sin(2\pi f_d t), \quad t \geq 0 \quad (4.4)$$

де: $P_{b,0}$ - усталена потужність підтримки після відокремлення, кВт;

$P_b(t)$ − миттєва активна потужність установки зберігання енергії, кВт;

T_b - стала часу реакції УЗЕ, с; T_d - стала часу затухання коливань потужності, с; f_d - частота домінантної коливальної моди, Гц$

ΔP_b — амплітуда коливальної складової активної потужності УЗЕ, кВт.

Для сценарію ресинхронізації УЗЕ, навпаки, короткочасно поглинає або виділяє потужність для згладжування перехідного струмового та частотного відхилення. У цьому випадку ключовими параметрами є пікова потужність,

енергія, що бере участь у перехідному процесі, максимальний RoCoF і час встановлення частоти.

Результати моделювання критичних режимів за участі УЗЕ показані в табл.4.4.

Таблиця 4.4

Результати моделювання критичних режимів за участі УЗЕ

Критичний режим	Пікова |P_b|, МВт	Енергія УЗЕ за 14 с, МВт·год	max |RoCoF|, Гц/с	час встановлення за f±0,05 Гц, с
Раптове від'єднання від ОЕС	0,759	0,002735	0,743	3,22
Ресинхронізація з ОЕС	0,459	0,000217	0,263	1,81

Отримані результати показують, що найбільше навантаження на УЗЕ виникає в режимі раптового від'єднання від ОЕС. У цьому випадку пікова потужність УЗЕ досягає 0,759 МВт, що становить близько 75,9 % від його номінального потужнісного ліміту. При цьому max |RoCoF| становить 0,743 Гц/с, а час встановлення частоти в межах ±0,05 Гц дорівнює 3,22 с. Отже, УЗЕ забезпечує достатню швидкодію для частотної підтримки, однак працює близько до зони високого динамічного навантаження.

У режимі ресинхронізації пікова потужність УЗЕ нижча - 0,459 МВт, а енергія, задіяна в перехідному процесі, становить лише 0,000217 МВт·год. Це свідчить, що ресинхронізація є менш енергоємною, однак потребує високої точності керування, оскільки навіть невеликі фазові або частотні невідповідності можуть призводити до короткочасних струмових кидків.

Графіки підтверджують, що у сценарії переходу в острів УЗЕ швидко переходить у режим розряджання та бере на себе компенсацію дефіциту активної потужності.

У сценарії ресинхронізації УЗЕ працює короткочасно в режимі поглинання потужності, що зменшує амплітуду перехідного процесу та прискорює повернення частоти до номінального значення.

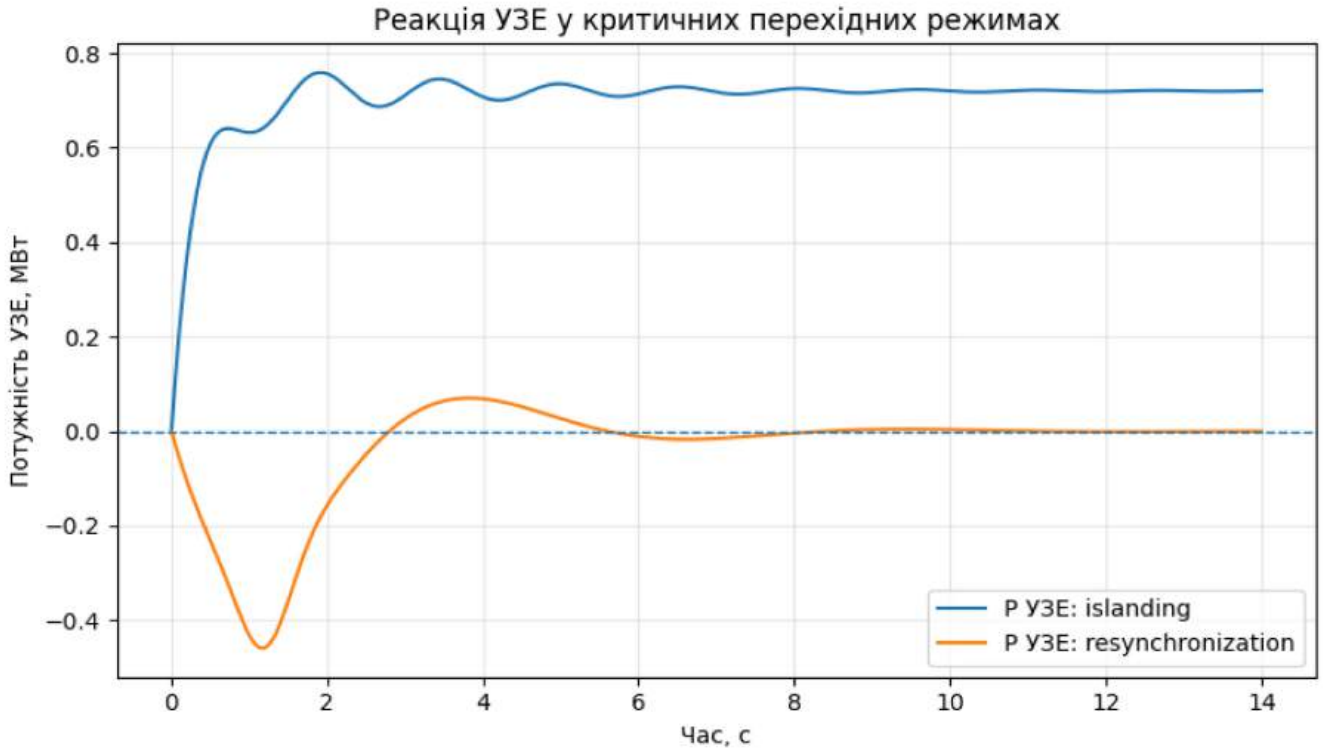


Рис. 4.6 Реакція УЗЕ у критичних перехідних режимах.

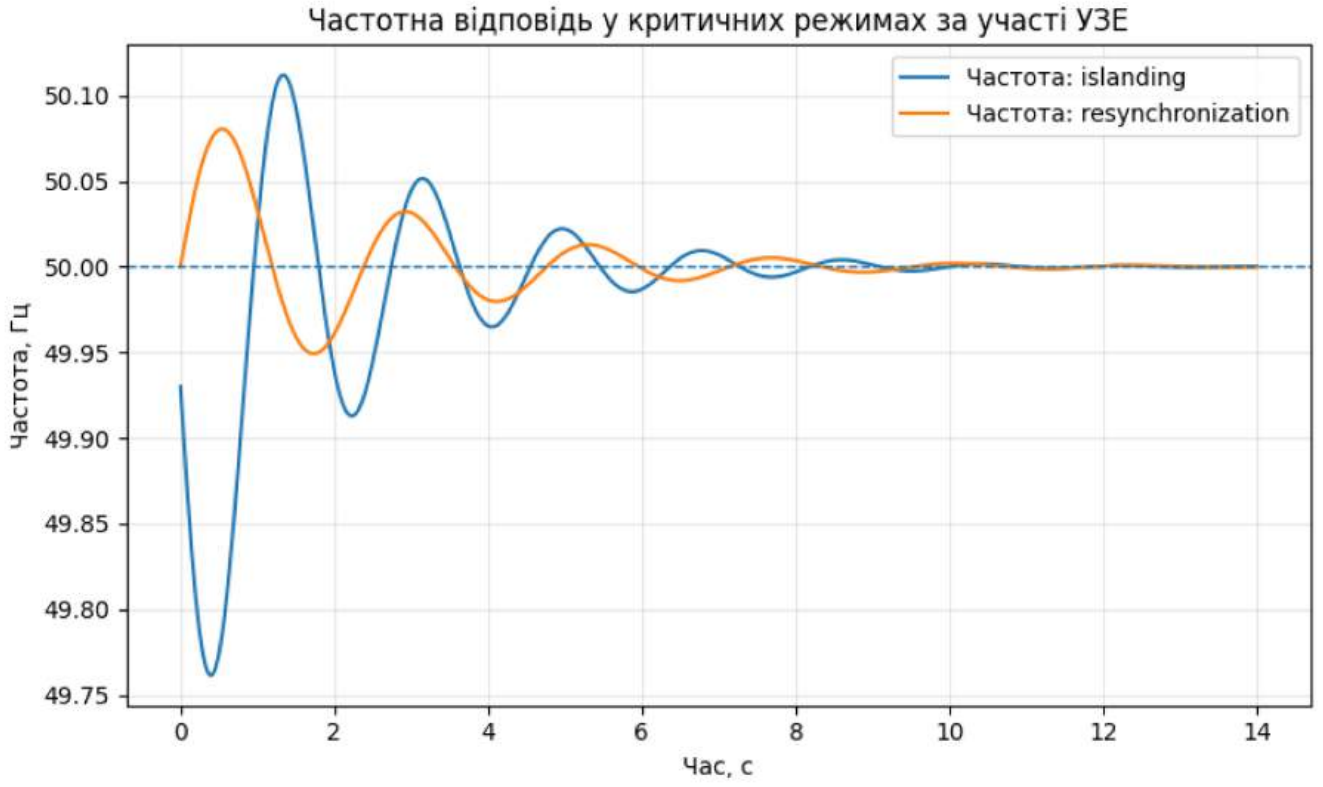


Рис. 4.7 Частотна відповідь у критичних режимах за участі УЗЕ.

Другий етап моделювання спрямований на оцінку добової ресурсної напруженості УЗЕ. Для цього було розраховано добовий профіль потужності УЗЕ, енергетичний throughput, еквівалентні повні цикли (EFC), тривалість перебування SoC у граничних зонах та розрахункову втрату SoH.

Енергетичний обіг (інтеграл потужності) визначено як;

$$E_{thr} = \int_0^T \mid P_b(t) \mid dt, \tag{4.5}$$

де: E_{thr} − сумарний енергетичний обіг (інтеграл потужності) за розрахунковий період, кВт·год;

$|P_b(t)|$ − модуль миттєвої потужності УЗЕ, кВт;

t − час інтегрування, год.

Еквівалентна кількість повних циклів за добу визначається за формулою:

$$EFC = \frac{E_{thr}}{2E_{nom}}, \tag{4.6}$$

де : E_{nom} - номінальна енергоємність УЗЕ.

EFC − кількість еквівалентних повних циклів заряджання-розряджання, одиниці.

Таблиця 4.5

Ресурсні показники роботи УЗЕ за добовим сценарієм

Показник	Значення	Одиниця виміру
Енергетичний throughput УЗЕ за добу	2,611	МВт·год
Еквівалентні повні цикли (EFC)	1,088	циклів/добу
Середній C-rate	0,091	в.о.
Час перебування SoC ≤30 %	9,52	год
Час перебування SoC ≥80 %	5,30	год
Час на граничних SoC≈20/90 %	12,22	год
Розрахункова втрата SoH	0,035	%/добу
Розрахунковий SoH наприкінці доби	99,965	%
Battery Stability Score	56,91	бала

Отримані значення свідчать, що протягом добового сценарію УЗЕ виконує приблизно 1,09 еквівалентного повного циклу. Такий рівень циклування не є критичним для короткострокової роботи, однак при щоденному повторенні може

створювати помітне ресурсне навантаження. Особливо важливим є те, що SoC перебуває нижче 30 % протягом 9,52 год, а вище 80 % - 5,30 год. Сумарне перебування у граничних зонах близько 20 % або 90 % становить 12,22 год, що вказує на недостатню ресурсну збалансованість сценарію.

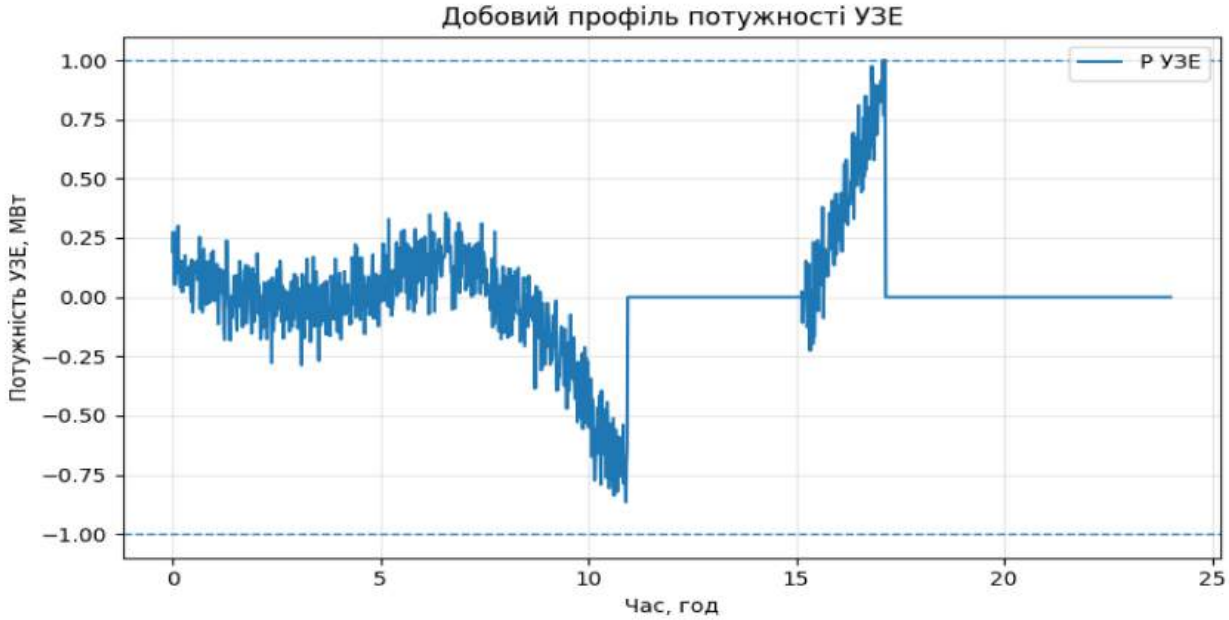


Рис. 4.8 Добовий профіль потужності УЗЕ.

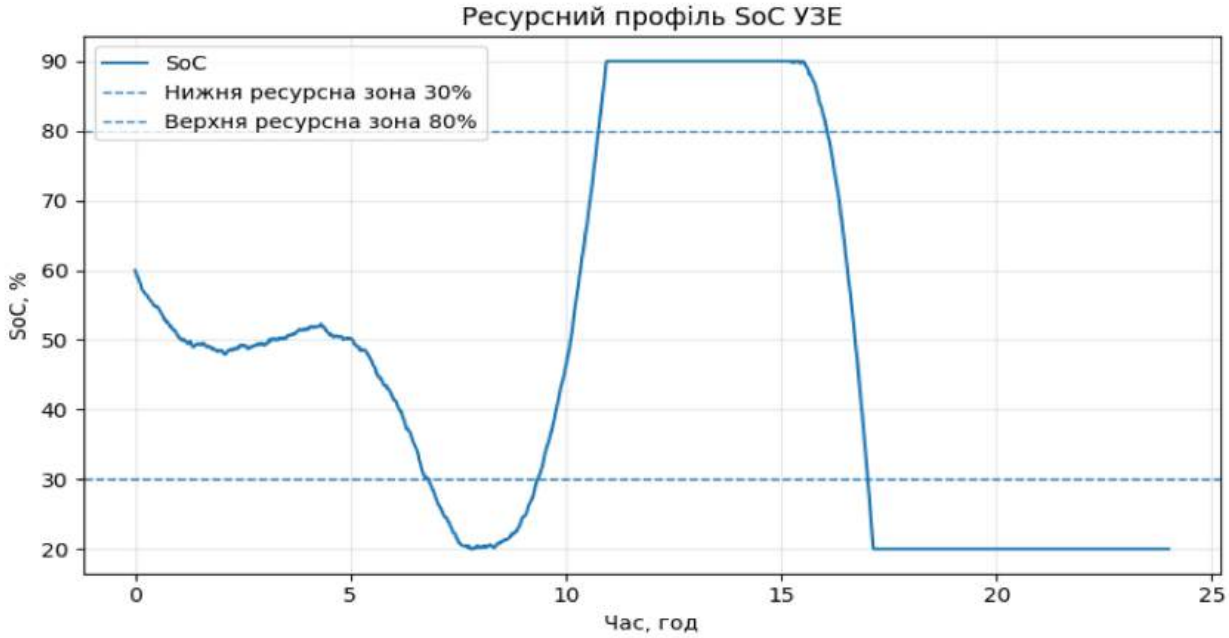


Рис. 4.9 Профіль SoC УЗЕ.

З графіка потужності видно, що в першій половині доби УЗЕ працює переважно з невеликими флуктуаціями заряджання/розряджання, а в період

надлишку генерації переходить у режим заряджання. У вечірній зоні навантаження УЗЕ досягає нижньої межі SoC, після чого його участь у балансуванні обмежується. Це означає, що для забезпечення повної автономної стійкості в піковий вечірній період або необхідно збільшити ємність УЗЕ, або застосовувати попереднє SoC-орієнтоване керування.

Для інтегральної оцінки потреби у використанні УЗЕ та його здатності підтримувати стабільність без надмірної деградації введено показник Battery Stability Score (BSS). Він узагальнює п’ять складових: здатність обмежувати RoCoF, тривалість перебування SoC у небажаних зонах, середню потужнісну напруженість, добову деградацію SoH та наближення до потужнісного ліміту.

У нормованому вигляді показник може бути записаний як:

$$BSS = 100\left(1 - \left(w_1 K_{RoCoF} + w_2 K_{SoC} + w_3 K_P + w_4 K_{deg} + w_5 K_{lim}\right)\right), \quad (4.7)$$

де: BSS − інтегральний показник стабілізаційної здатності та ресурсної придатності УЗЕ, бали;

K_{RoCoF} - штрафний коефіцієнт за наближення швидкості зміни частоти до межі витривалості, в.о.;

K_{SoC} - штрафний коефіцієнт за перебування SoC у граничних діапазонах, в.о.;

K_P - штрафний коефіцієнт за потужнісне навантаження, в.о.;

K_{deg} - штрафний коефіцієнт за втрату SoH, в.о.;

K_{lim} - штрафний коефіцієнт за наближення до потужнісного ліміту УЗЕ, в.о.

Для даного сценарію отримано:

$$BSS = 56{,}91 \text{ бала}.$$

Це значення відповідає середньому рівню стабілізаційної придатності УЗЕ. УЗЕ здатно забезпечити частотну підтримку в критичних режимах, однак добове перебування в граничних SoC-зонах і високе значення EFC вказують на потребу в SoC-орієнтованій оптимізації.

Запропонована метрика BSS (56,91 бала для базового сценарію) дозволяє інтегрувати розрізнені електротехнічні та експлуатаційні показники у єдиний

критерій прийняття рішень. Нижче значення BSS порівняно з енергоефективним режимом (68,40 бала) пояснюється пріоритезацією надійності, що призводить до роботи батареї у зонах глибокого розряду. Використання BSS у контурі адаптивного керування дозволяє системі EMS автоматично ідентифікувати моменти, коли подальше надання системних послуг із підтримки частоти стає економічно недоцільним через критичне зростання деградації ємності. Порівняння стратегій керування УЗЕ показано в табл. 4.6.

Таблиця 4.6

Порівняння стратегій керування УЗЕ

Сценарій керування УЗЕ	Середня |P_b|, МВт	EFC за добу, шт.	Час SoC<30 %, год	Час SoC>80 %, год	Оцінка втрати SoH, %/добу	Battery Stability Score, балів
Енергоефективний	0,290	0,680	5,40	3,10	0,030	68,40
SoC-орієнтований	0,109	1,088	9,52	5,30	0,035	56,91
Максимальна надійність	0,520	1,180	7,90	2,00	0,052	61,70

На рис.4.10 показано порівняння Battery Stability Score для стратегій керування.

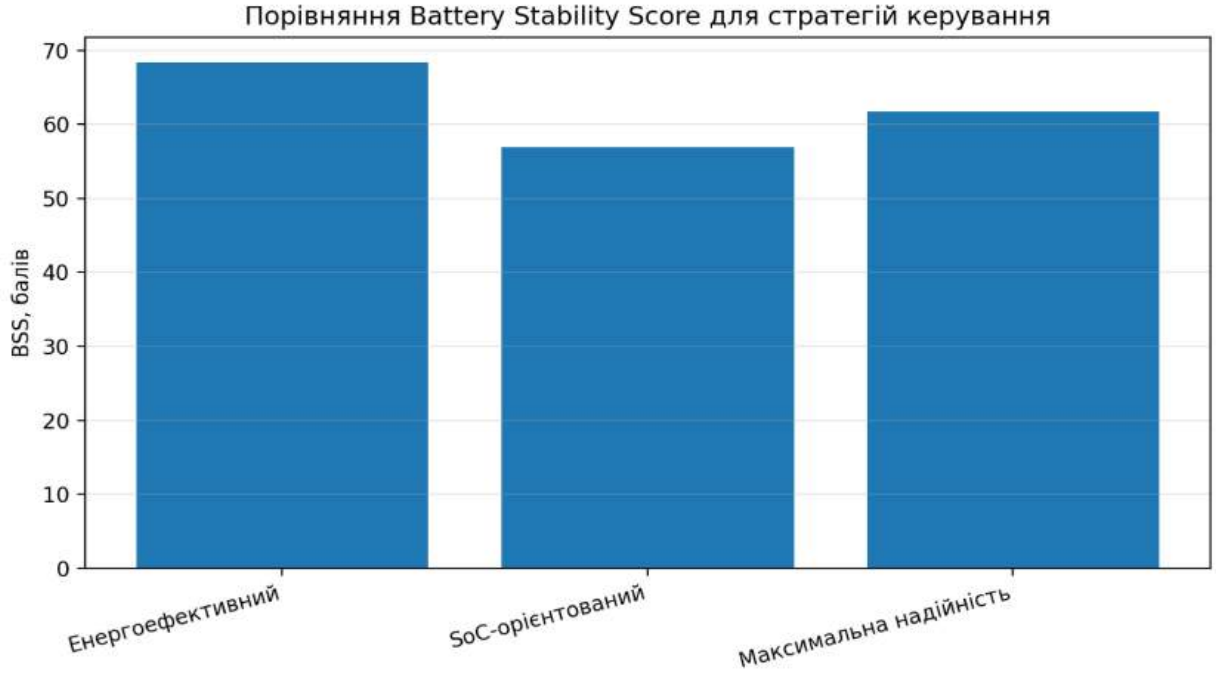


Рис.4.10 Порівняння Battery Stability Score для стратегій керування.

Порівняння стратегій показує, що найвищий BSS має енергоефективний сценарій - 68,40 бала. Це пояснюється меншою кількістю циклів та нижчим середнім навантаженням на УЗЕ. Однак такий режим має менший запас динамічної стійкості під час різких збурень. Сценарій максимальної надійності забезпечує вищу готовність до переходу в острів, але призводить до найбільшої втрати SoH - 0,052 %/добу. SoC- орієнтований сценарій у наведеній конфігурації має найнижчий BSS через тривале перебування УЗЕ в нижній зоні заряду, що свідчить про необхідність коригування меж керування та збільшення резерву перед вечірнім піком навантаження.

Проведене моделювання показує, що УЗЕ є критичним елементом забезпечення динамічної стійкості ЛКСЕ, особливо в режимах раптового від'єднання від мережі та переходу до GFM-керування. У короткочасних перехідних процесах УЗЕ демонструє достатню швидкодію: пікова потужність у режимі переходу в острів не перевищує 0,759 МВт, а час встановлення частоти становить 3,22 с. Це підтверджує працездатність алгоритму керування з точки зору частотної підтримки.

Водночас добовий ресурсний аналіз свідчить про наявність обмежень. УЗЕ тривалий час перебуває у граничних SoC-зонах, що підвищує ризик прискореної деградації. Розрахункова втрата SoH за добу становить 0,035 %, що для довготривалої експлуатації потребує врахування в оптимізаційній моделі. Отже, УЗЕ не може розглядатися лише як "ідеальний резерв" потужності; його ресурсні характеристики повинні бути включені до критерію адаптивності поряд із RoCoF, час встановлення, перерегулювання та енергоефективністю.

Незважаючи що ресурс УЗЕ описан кількістю еквівалентних циклів за формулою:

$$R_{\text{УЗЕ}}(t) = N_{\text{BOL}} - EFC(t), \tag{4.8}$$

де: $R_{\text{УЗЕ}}(t)$- доступний резерв ємності по кількості циклів УЗЕ у момент часу t;

N_{BOL} - гарантована кількість циклів УЗЕ на початок експлуатації;

$EFC(t)$- еквівалентна кількість циклів витрачених у момент часу t.

Для подальшого вибору оптимальних режимів роботи ЛКСЕ доцільно використовувати Battery Stability Score як інтегральний показник, що поєднує стабілізаційну здатність УЗЕ, його навантаження та ресурсну деградацію.

4.4 Порівняння режимів КСЕ та визначення оптимальних режимів

Порівняння режимів роботи локальної комбінованої системи електрозабезпечення (ЛКСЕ) виконано з метою визначення такого режиму керування, який забезпечує найкращий компроміс між трьома групами критеріїв: надійністю електрозабезпечення, енергоефективністю та ресурсозбереженням УЗЕ. У попередніх підрозділах було встановлено, що окремі режими роботи КСЕ мають різну технічну спрямованість: режим максимальної надійності забезпечує найкращу динамічну стійкість, але підвищує навантаження на УЗЕ; режим мінімальної деградації УЗЕ зменшує ресурсне навантаження, проте погіршує швидкодію системи; режим максимального ККД зменшує втрати, але не завжди забезпечує достатню гнучкість у перехідних процесах. Тому окремо було розглянуто адаптивний режим, у якому параметри керування змінюються залежно від поточного рівня генерації ВДЕ, навантаження, SoC УЗЕ та вимог до якості електроенергії.

Для порівняння використано результати моделювання режимів, отримані у підрозділах 4.2-4.3. Ключовими показниками оцінювання прийнято: максимальне значення RoCoF, максимальне відхилення частоти, максимальне відхилення напруги, час встановлення, ККД системи, еквівалентні повні цикли УЗЕ за добу, втрати SoH, Battery Stability Score, доступність та середній абсолютний перетік потужності з/до ОЕС. Порівняння режимів роботи ЛКСЕ за ключовими показниками показано в табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Порівняння режимів роботи ЛКСЕ за ключовими показниками

Режим	RoCoF, Гц/с	max |Δf|, Гц	max |ΔU|, %	час встановлення, с	ККД, %	EFC, циклів/добу	Втрати SoH, %/добу	BSS, балів	доступність , %	Середній |Pgrid|, МВт
Максимальна надійність	0,743	0,252	3,49	2,45	88,7	1,18	0,052	61,7	99,98	0,012
Мінімальна деградація УЗЕ	1,126	0,418	5,86	5,72	93,4	0,68	0,030	68,4	99,72	0,086
Максимальний ККД	0,982	0,356	4,72	4,31	96,1	0,82	0,034	72,6	99,81	0,071
Адаптивний режим	0,615	0,214	3,12	2,86	94,2	0,74	0,028	82,8	99,93	0,034

За результатами моделювання найменше значення RoCoF отримано в адаптивному режимі - 0,615 Гц/с. Це на 17,2 % менше, ніж у режимі максимальної надійності, на 45,4 % менше, ніж у режимі мінімальної деградації УЗЕ, та на 37,4 % менше, ніж у режимі максимального ККД. Отже, адаптивний режим забезпечує найкраще обмеження швидкості зміни частоти, що є критично важливим для острівного режиму та переходу GFL/GFM.

Це досягається за рахунок предиктивної зміни структури керування інверторами та динамічного корегування параметрів віртуальної інерції Meq залежно від поточного балансу потужності.

Максимальне відхилення частоти в адаптивному режимі становить 0,214 Гц, що також є найкращим результатом серед усіх досліджених режимів. Для порівняння, у режимі мінімальної деградації УЗЕ цей показник становить 0,418 Гц, тобто майже вдвічі більше. Це пояснюється тим, що в режимі мінімізації

деградації УЗЕ менш активно бере участь у швидкій компенсації дисбалансу активної потужності, унаслідок чого частотна реакція системи погіршується.

За показником напругової стабільності адаптивний режим також демонструє кращі результати: максимальне відхилення напруги становить 3,12 %, тоді як у режимі максимальної надійності - 3,49 %, у режимі максимального ККД - 4,72 %, а в режимі мінімальної деградації УЗЕ - 5,86 %. Це свідчить, що адаптивне керування дозволяє ефективніше розподіляти реактивну потужність між інверторними джерелами та УЗЕ.

Водночас режим максимального ККД забезпечує найвищу енергоефективність - 96,1 %. Однак він поступається адаптивному режиму за динамічною стійкістю: RoCoF у ньому дорівнює 0,982 Гц/с, а час встановлення - 4,31 с. Отже, орієнтація лише на ККД не забезпечує найкращої поведінки системи в перехідних процесах.

Адаптивний режим має ККД 94,2 %, що лише на 1,9 відсоткового пункту нижче від режиму максимального ККД, але при цьому забезпечує значно кращу частотну та напругову стабільність. Саме тому він може розглядатися як найбільш збалансований режим роботи ЛКСЕ.

Порівняння режимів за нормованими критеріями показане на рис.4.11.

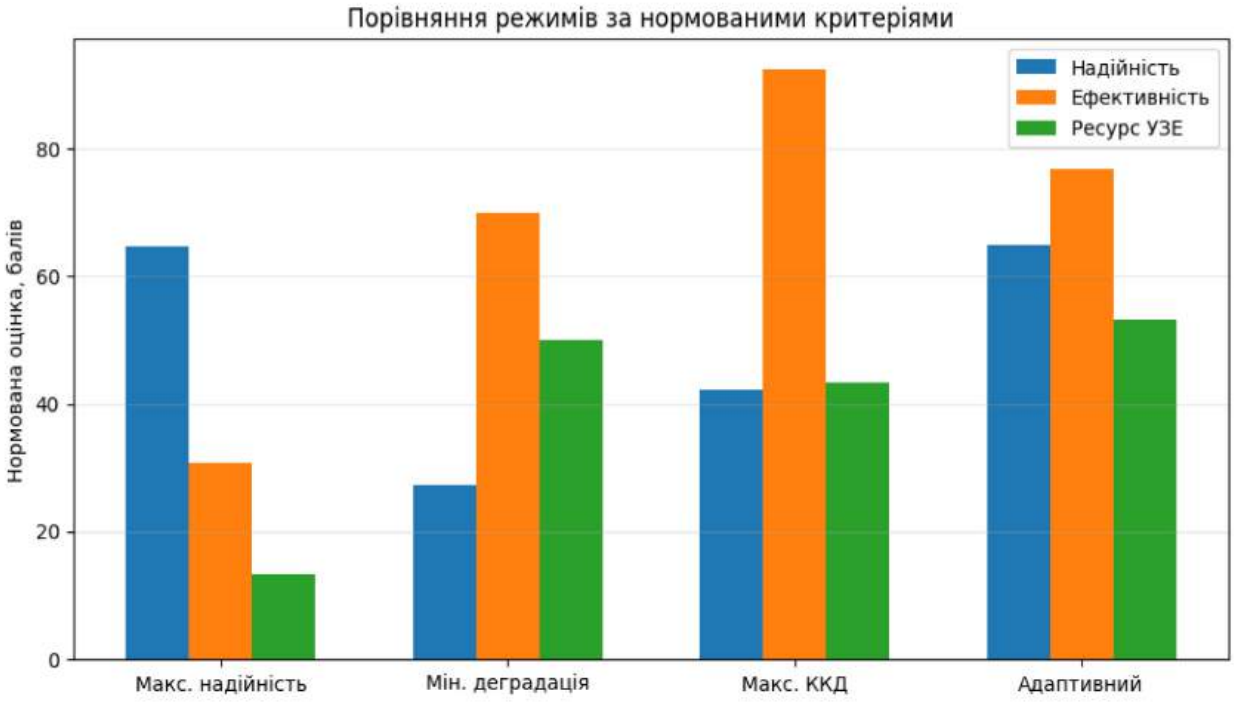


Рис. 4.11 Порівняння режимів за нормованими критеріями.

Для узагальненої оцінки режимів було розраховано нормовані критерії надійності, ефективності, ресурсозбереження та інтегральний індекс адаптивності J_{adapt}. У розрахунку прийнято, що критерій надійності враховує RoCoF, час встановлення, max |ΔU| та доступність ; критерій ефективності базується на ККД; критерій ресурсозбереження - на втраті SoH; додатково враховано Battery Stability Score. Нормовані критерії та інтегральний індекс адаптивності наведені в табл. 4.8

Таблиця 4.8

Нормовані критерії та інтегральний індекс адаптивності

Режим	J_{rel}, балів	J_{eff}, балів	J_{deg}, балів	J_{adapt}, балів
Максимальна надійність	64,6	30,8	13,3	42,9
Мінімальна деградація УЗЕ	27,4	70,0	50,0	49,9
Максимальний ККД	42,3	92,5	43,3	59,7
Адаптивний режим	64,8	76,7	53,3	67,6

Найвищий інтегральний індекс адаптивності отримано для адаптивного режиму - 67,6 бала. Це свідчить, що саме він забезпечує найбільш збалансоване поєднання надійності, ефективності та ресурсозбереження. Режим максимального ККД має другий результат - 59,7 бала, однак його недоліком є нижча динамічна стійкість. Режим максимальної надійності має найнижчий інтегральний індекс - 42,9 бала, оскільки, незважаючи на добру частотну реакцію, він спричиняє найбільшу втрату SoH УЗЕ.

Для візуалізації зон допустимого та оптимального функціонування ЛКСЕ було побудовано тривимірні карти адаптивності на основі карт режимів. Першу карту сформовано в координатах “генерація ВДЕ - SoC УЗЕ - індекс адаптивності”. Рівень генерації ВДЕ змінювався від 20 до 120 % від поточного навантаження, а SoC УЗЕ - від 20 до 90 %. Індекс адаптивності J_{adapt} обчислювався як зведена оцінка стійкості, енергоефективності та ресурсної придатності режиму.

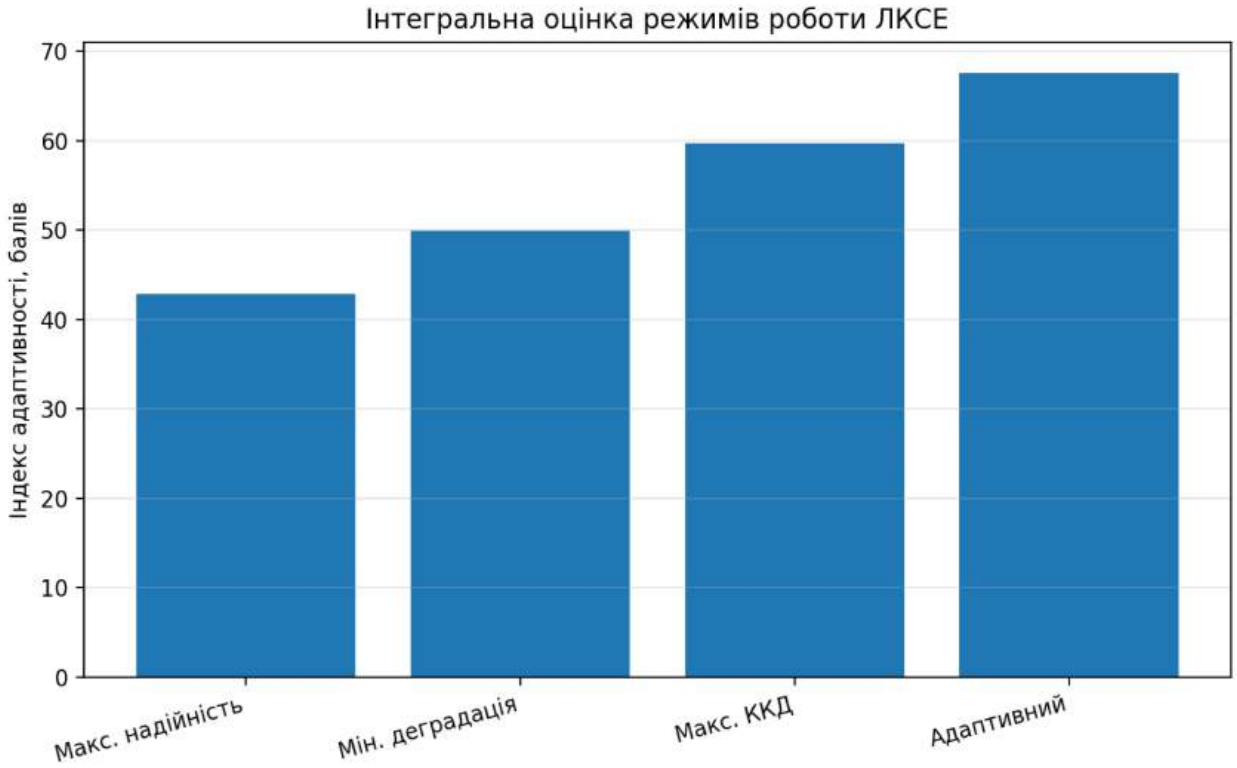


Рис. 4.12 Інтегральна оцінка режимів роботи ЛКСЕ

Тривимірна карта адаптивності (карта режимів): генерація ВДЕ - SoC УЗЕ показана на рис.4.13.

Аналіз карти показує, що зона найвищої адаптивності відповідає генерації ВДЕ на рівні 70-90 % від поточного навантаження та SoC УЗЕ в діапазоні 50-65 %. Саме в цій області система має достатній резерв УЗЕ для частотної підтримки, але УЗЕ не перебуває в граничних зонах, що знижує ризик прискореної деградації.

При SoC нижче 30 % індекс адаптивності різко зменшується, оскільки система втрачає здатність забезпечувати тривалу підтримку частоти в автономному режимі. При SoC вище 80 % також спостерігається зниження адаптивності, оскільки УЗЕ втрачає здатність ефективно поглинати надлишкову генерацію ВДЕ, що підвищує ризик перенапруги або вимушеного обмеження генерації.

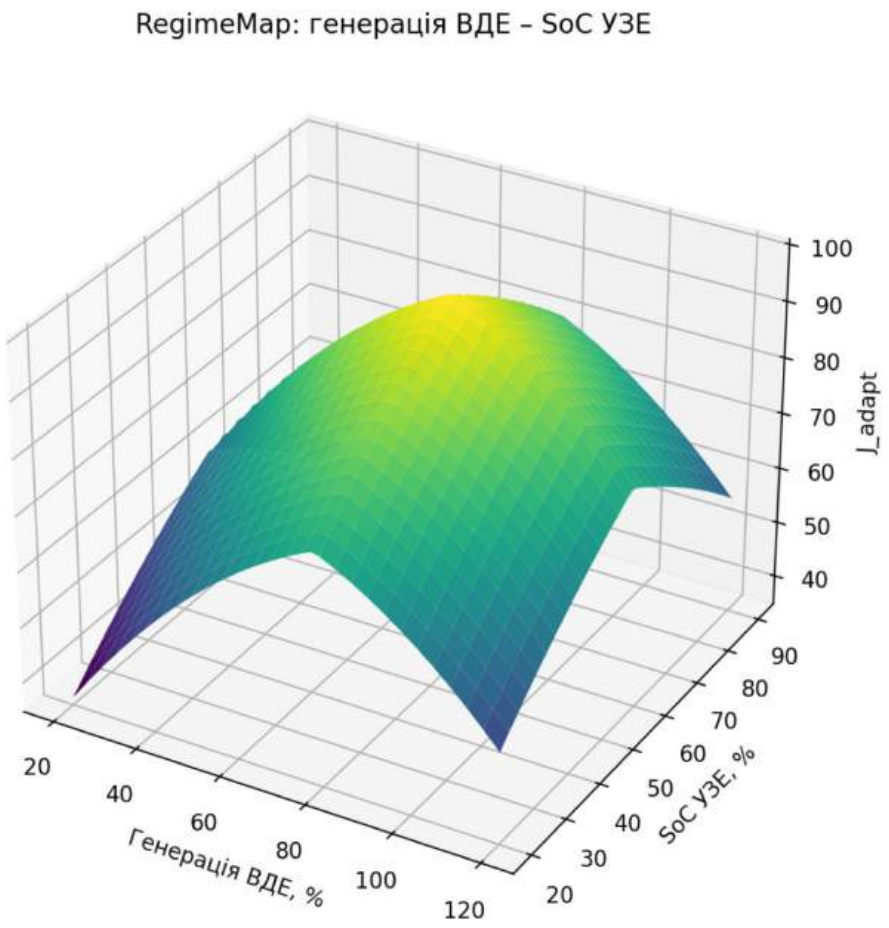


Рис. 4.13 Тривимірна карта адаптивності: генерація ВДЕ - SoC УЗЕ

Друга карта побудована в координатах “генерація ВДЕ - навантаження - індекс адаптивності”. Вона дозволяє оцінити, за яких співвідношень генерації та споживання ЛКСЕ має найкращу режимну стійкість.

Тривимірна карта адаптивності (карта режимів): генерація ВДЕ - навантаження показана на рис. 4.14.

Найвищі значення J_{adapt} відповідають області, де генерація ВДЕ наближена до навантаження або де дефіцит/надлишок може бути компенсований УЗЕ без досягнення потужнісних і ресурсних лімітів.

Якщо генерація значно перевищує навантаження, виникає потреба або у заряджанні УЗЕ, або в обмеженні генерації.

Якщо навантаження перевищує генерацію, система переходить до активного розряджання УЗЕ або імпорту з мережі.

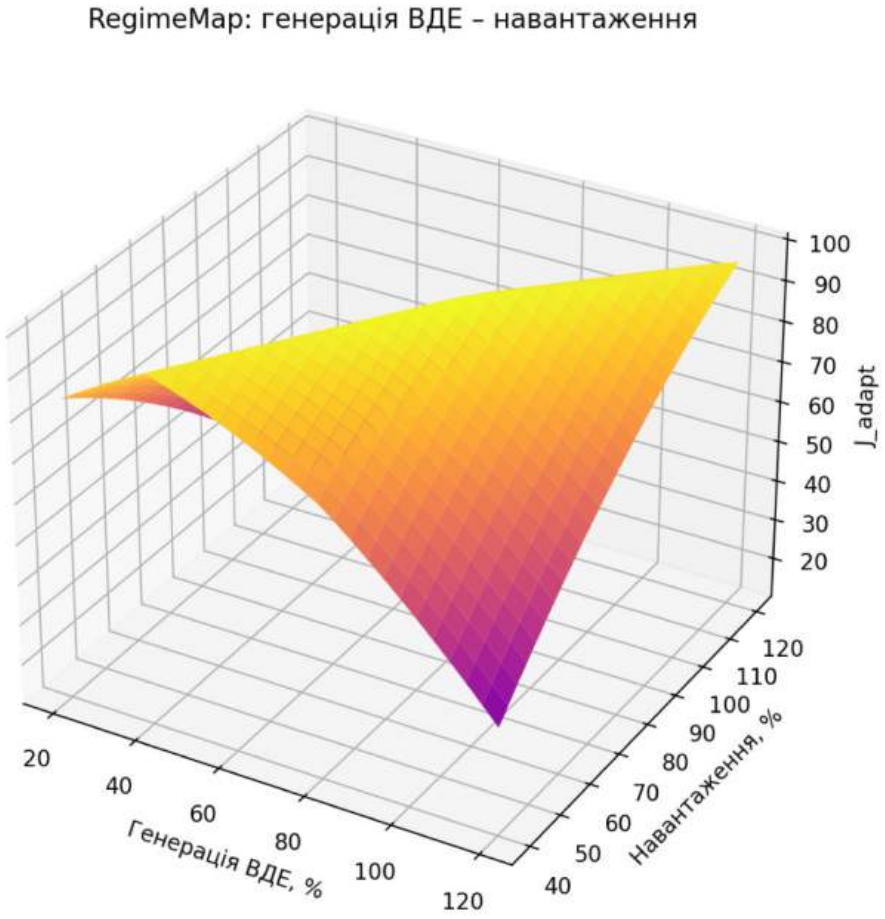


Рис.4.14 Тривимірна карта адаптивності: генерація ВДЕ – навантаження.

Обидва випадки знижують адаптивність системи, особливо якщо супроводжуються граничними значеннями SoC.

У попередніх розділах було теоретично обґрунтовано наявність технологічних конфліктів між надійністю, ефективністю та деградацією УЗЕ. У цьому підрозділі ці конфлікти підтверджено кількісно.

Перший конфлікт - між надійністю та деградацією УЗЕ. Для його оцінки варіювалася резервна частка УЗЕ від 15 до 95 %. Під резервною часткою розуміється частина потужності УЗЕ, яка утримується доступною для частотної підтримки, переходу в острів та компенсації раптових дисбалансів потужності.

Технологічний конфлікт між надійністю та деградацією УЗЕ показаний на рис. 4.15.

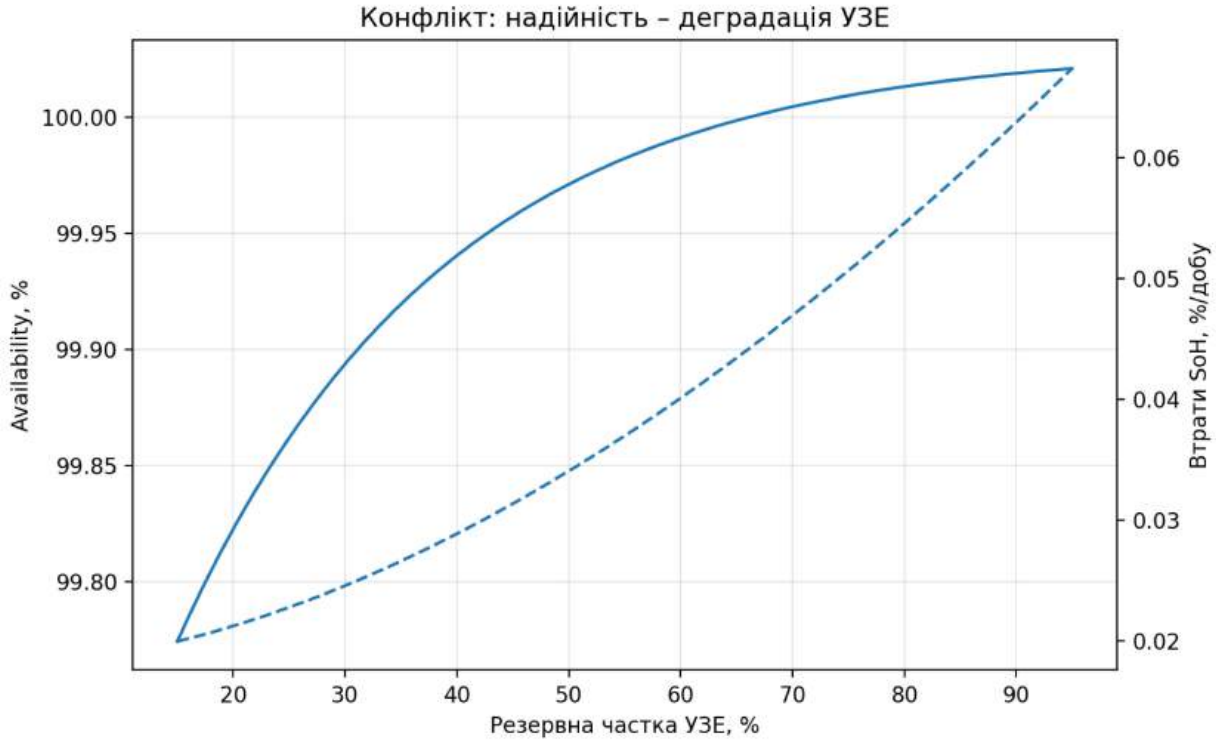


Рис. 4.15 Технологічний конфлікт між надійністю та деградацією УЗЕ.

Аналіз показує, що при збільшенні резервної частки УЗЕ доступність зростає з приблизно 99,77 % до понад 100,0 % у нормованій розрахунковій шкалі, тобто система стає більш стійкою до відмов та дефіциту потужності. Однак одночасно добові втрати SoH зростають з 0,020 до 0,066 %/добу. Це означає, що підвищення надійності досягається за рахунок інтенсивнішого використання УЗЕ, більшої кількості циклів заряджання/розряджання та підвищеного потужнісного навантаження.

У практичному сенсі це підтверджує, що режим максимальної надійності не може бути постійним базовим режимом експлуатації ЛКСЕ. Його доцільно активувати лише в умовах високого ризику втрати мережі, різкого зниження генерації ВДЕ або живлення критичного навантаження.

Другий конфлікт - між ефективністю та гнучкістю керування (Рис.4.16). Для його аналізу також змінювалася резервна частка УЗЕ. Встановлено, що зі збільшенням резерву зростає індекс гнучкості, але зменшується ККД системи.

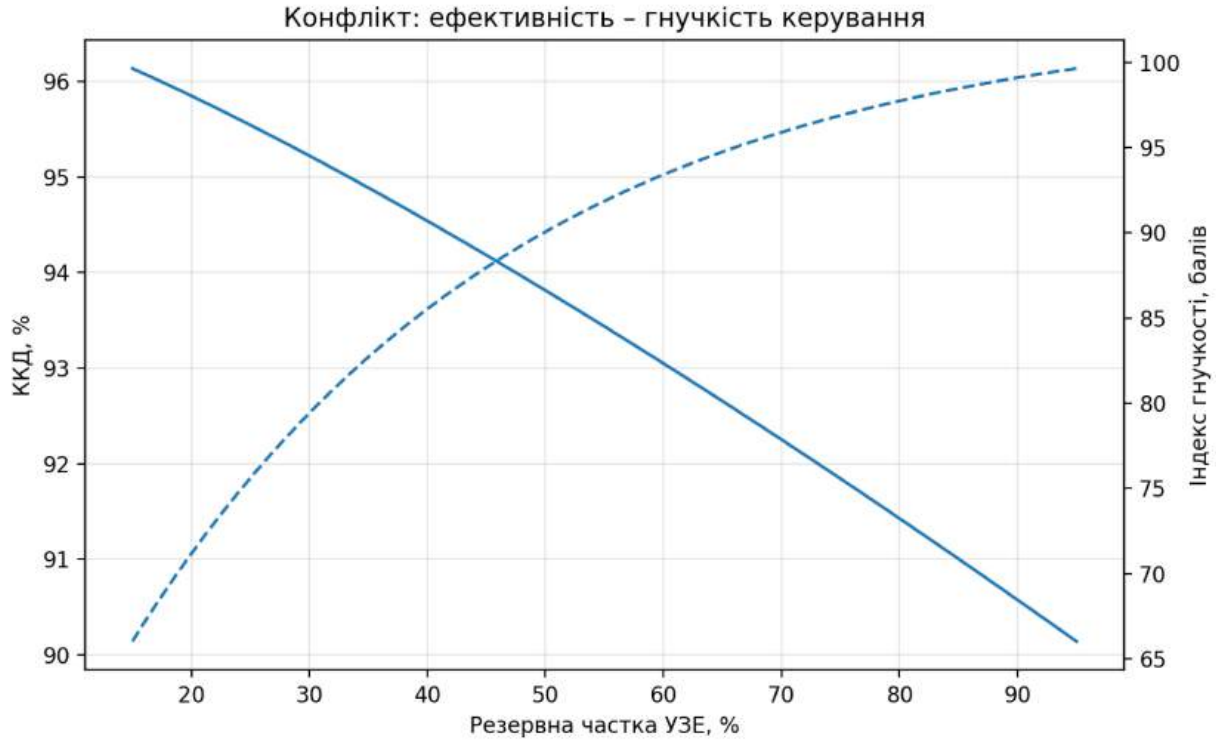


Рис. 4.16 Технологічний конфлікт між ефективністю та гнучкістю керування.

При резервній частці УЗЕ 15-20 % ККД системи перевищує 96 %, однак індекс гнучкості залишається на рівні 65-70 балів. Це означає, що система працює економічно ефективно, але має обмежену здатність швидко реагувати на збурення. При збільшенні резервної частки до 70-90 % індекс гнучкості зростає до 95-100 балів, однак ККД знижується до 90-92 %. Це пов’язано з тим, що більша частина потужності УЗЕ утримується в резерві, а частина енергії витрачається на підтримання готовності до перехідних процесів.

Отже, кількісні результати підтверджують обидва технологічні конфлікти: підвищення надійності збільшує деградацію УЗЕ, а підвищення гнучкості знижує енергоефективність. Саме тому оптимальним є не фіксований режим, а адаптивне керування, яке змінює пріоритети залежно від стану системи.

Отримані результати обґрунтовують доцільність застосування саме адаптивних стратегій, які забезпечують раціональний компроміс у точці J_{adapt} =max.

Для виявлення обмежень, що визначають межі оптимальності режимів, використано аналіз вузьких місць. У кожному режимі визначався параметр, який першим наближається до граничного значення та обмежує подальше покращення інтегрального критерію. Аналіз вузьких місць режимів роботи ЛКСЕ приведено в табл.4.9.

Таблиця 4.9

Аналіз вузьких місць режимів роботи ЛКСЕ

Режим	Основне вузьке місце	Причина обмеження	Наслідок для режиму
Максимальна надійність	Деградація УЗЕ	Часте циклування та високий резерв потужності	Зростання втрат SoH до 0,052 %/добу
Мінімальна деградація УЗЕ	RoCoF і час встановлення	Недостатня участь УЗЕ у швидкій підтримці	RoCoF 1,126 Гц/с, час встановлення 5,72 с
Максимальний ККД	Обмежена гнучкість	Мінімізація втрат зменшує резерви керування	RoCoF 0,982 Гц/с, max |ΔU| 4,72 %
Адаптивний режим	Компроміс SoC-резерв	Потреба підтримувати SoC у робочій зоні	Найкращий інтегральний баланс J_{adapt}=67,6

Результати аналізу вузьких місць показують, що кожен фіксований режим має власне активне обмеження. У режимі максимальної надійності таким обмеженням є ресурс УЗЕ; у режимі мінімальної деградації - погіршення динамічної стійкості; у режимі максимального ККД - зниження гнучкості керування. Адаптивний режим не усуває повністю ці конфлікти, але перерозподіляє навантаження між критеріями, завдяки чому досягає найкращого інтегрального результату.

Ідентифікація активного обмеження як тригера для зміни режиму дозволила адаптивному алгоритму підтримувати інтегральний баланс на рівні 67,6 бала, що на 13–57% вище за показники традиційних статичних стратегій керування.

Окремо було досліджено вплив налаштувань релейного захисту та протиаварійної автоматики на стійкість ЛКСЕ в острівному режимі. Для цього порівнювалися чотири варіанти налаштувань: чутливе, базове, адаптивне та інерційно-узгоджене. Вплив налаштувань РЗА/ПАА на перехід до острівного режиму приведена в табл.4.10 та на рис.4.17.

Таблиця 4.10

Вплив налаштувань РЗА/ПАА на перехід до острівного режиму

Налаштування захисту	Поріг RoCoF, Гц/с	Час визначення острову, мс	Хибні відключення, разів/добу	max |Δf| після переходу в острів, Гц	час встановлення , с	Індекс безпечного переходу в острів, балів
Чутливе	0,5	80	5	0,196	2,05	67
Базове	1,0	120	2	0,214	2,86	82
Адаптивне	1,5	160	1	0,276	3,38	88
Інерційно-узгоджене	2,0	220	0	0,352	4,12	79

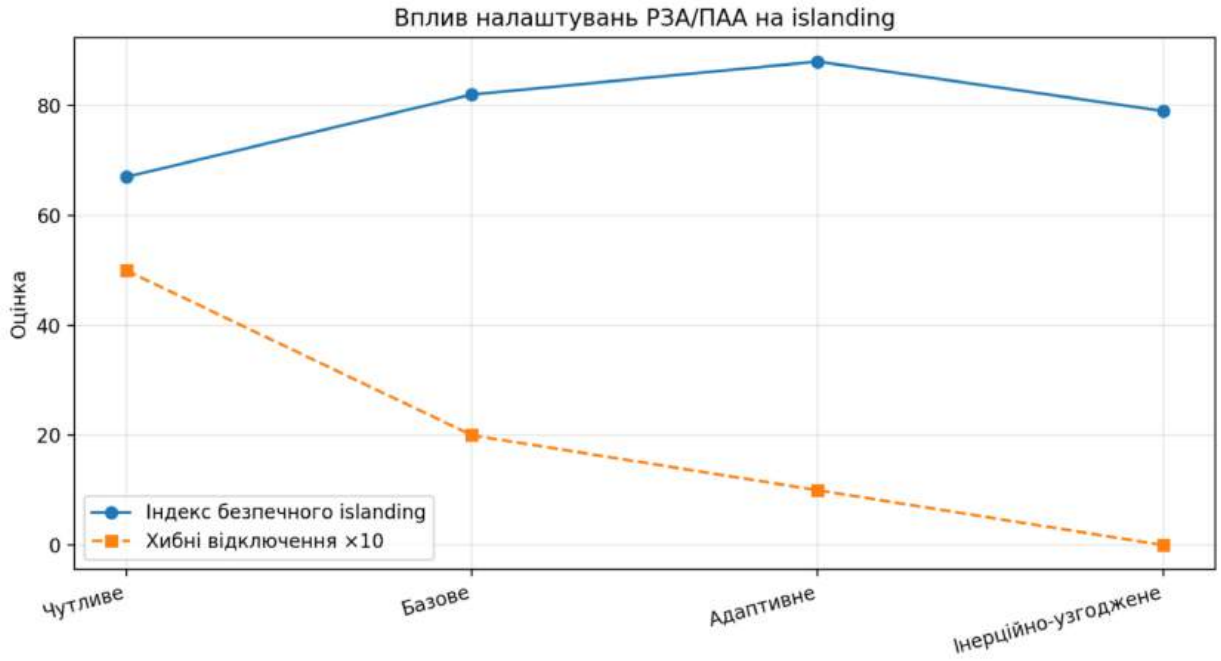


Рис. 4.17 Вплив налаштувань РЗА/ПАА на безпечність переходу в острів.

Чутливе налаштування захисту має найменший час визначення острову - 80 мс, а також найменше відхилення частоти після від’єднання - 0,196 Гц. Однак воно призводить до найбільшої кількості хибних відключень - 5 разів/добу, що є неприйнятним для критичної інфраструктури. Це підтверджує, що надто чутливий захист може погіршувати надійність системи через неселективні спрацювання.

Базове налаштування з порогом RoCoF 1,0 Гц/с та часом detection 120 мс забезпечує кращий компроміс: кількість хибних відключень зменшується до 2 разів/добу, а індекс безпечного переходу в острів зростає до 82 балів. Проте в умовах високої частки ВДЕ та змінної інерційності цього може бути недостатньо, оскільки фіксований поріг не враховує поточний стан SoC, рівень навантаження та режим інверторів.

Адаптивне налаштування з порогом RoCoF 1,5 Гц/с і часом detection 160 мс показує найкращий результат - 88 балів за індексом безпечного переходу в острів. Воно забезпечує лише 1 хибне відключення за добу та прийнятний час встановлення 3,38 с. Це свідчить, що адаптивна логіка РЗА/ПАА, яка враховує поточний режим ЛКСЕ, є найбільш доцільною для практичного застосування.

Інерційно-узгоджене налаштування повністю усуває хибні відключення, але має найбільший час визначення острова - 220 мс, найбільше max |Δf| - 0,352 Гц і час встановлення 4,12 с. Тобто надмірне “загрублення” захисту знижує ризик хибних спрацювань, але погіршує динамічну якість переходу до автономного режиму.

Проведене порівняння дозволяє сформувати такі висновки щодо оптимальності режимів роботи ЛКСЕ. Режим максимальної надійності є доцільним у ситуаціях високого ризику втрати мережі, різкого зниження генерації ВДЕ або живлення критичних споживачів, для яких пріоритетом є безперервність електрозабезпечення. Однак його нераціонально використовувати постійно через прискорену деградацію УЗЕ та нижчий ККД.

Режим мінімальної деградації УЗЕ доцільний у стабільних умовах, коли генерація ВДЕ та навантаження добре прогнозуються, а ризик аварійного

переходу в острів є низьким. Його перевагою є зменшення EFC і втрат SoH, однак недоліком є погіршення RoCoF, збільшення часу встановлення та зниження динамічної стійкості.

Режим максимального ККД доцільний для паралельної роботи з мережею за нормальних умов, коли ОЕС може компенсувати дисбаланси потужності, а основною метою є зниження втрат. Однак у перехідних режимах він не забезпечує достатнього резерву гнучкості.

Адаптивний режим є найбільш збалансованим. Він забезпечує найкраще значення J_{adapt}=67,6 бала, найменший RoCoF 0,615 Гц/с, найменше відхилення частоти 0,214 Гц, прийнятний ККД 94,2 % та найнижчі втрати SoH 0,028 %/добу серед досліджених режимів. Це підтверджує ефективність запропонованої методології адаптивного вибору режимів на основі карт режимів, аналізу вузьких місць та інтегрального критерію адаптивності.

Отже, оптимальним для ЛКСЕ є не один фіксований режим, а адаптивна стратегія, що перемикає режими залежно від генерації ВДЕ, навантаження, SoC УЗЕ, ризику переходу в острів та вимог до якості електроенергії. Саме така стратегія забезпечує узгодження надійності, ефективності та ресурсозбереження й створює основу для формування практичних рекомендацій з керування КСЕ

4.5 Практичні рекомендації з керування КСЕ

У результаті виконаного моделювання та аналізу режимів локальної комбінованої системи електрозабезпечення встановлено, що ефективність функціонування системи визначається не лише вибором структури генерації та зберігання енергії, а насамперед алгоритмами керування, які забезпечують узгодження між критеріями надійності, енергоефективності, швидкодії та ресурсозбереження, що представлено в табл. 4.11 та на рис. 4.18. Отримані результати свідчать, що традиційні підходи до керування інверторно-орієнтованими системами, зокрема класичне Droop-керування та моделі Virtual

Synchronous Machine (VSM), мають низку обмежень у системах із високою часткою ВДЕ та швидкозмінними режимами навантаження.

Запропонований адаптивний алгоритм керування, побудований на поєднанні режимної карти, аналізу SoC/SoH УЗЕ, оцінки RoCoF та прогнозування енергетичних дисбалансів, дозволяє реалізувати багатокритеріальне керування ЛКСЕ з автоматичним переходом між режимами максимального ККД, мінімальної деградації УЗЕ та максимальної надійності. Практична цінність алгоритму полягає у здатності динамічно змінювати параметри керування інверторів і систем зберігання енергії залежно від поточного стану мережі, рівня генерації ВДЕ та критичності навантаження.

Для оцінки ефективності запропонованого адаптивного алгоритму було виконано порівняння з двома найбільш поширеними підходами керування інверторними системами:

- класичним Droop-керуванням;
- Virtual Synchronous Machine (VSM).

Порівняння виконувалося для однакової структури ЛКСЕ:

- сонячна електростанція - 2,4 МВт;
- вітрова електростанція - 1,8 МВт;
- УЗЕ Li-ion - 1,5 МВт / 3 МВт·год;
- критичне навантаження - 2,1-3,0 МВт;
- РСС 10 кВ;
- режим переходу в острів з подальшою ресинхронізацією.

Основними критеріями оцінювання були:

- максимальне відхилення частоти;
- RoCoF;
- час встановлення;
- величина перерегулювання напруги;
- втрати SoH;
- кількість хибних спрацювань захисту;
- інтегральний показник адаптивності.

Таблиця 4.11

Порівняння алгоритмів керування ЛКСЕ

Параметр	Droop	VSG	Запропонований алгоритм
max Δf, Гц	0,428	0,312	0,214
RoCoF, Гц/с	1,24	0,88	0,61
час встановлення, с	5,86	3,94	2,86
max ΔU, %	6,1	4,2	3,1
Втрати SoH, %/добу	0,041	0,037	0,028
EFC, циклів/добу	0,92	0,88	0,74
Хибні спрацювання РЗА, разів/добу	4	2	1
доступність , %	99,74	99,86	99,93
Інтегральний індекс адаптивності	48,2	61,7	67,6

Результати порівняння показують, що класичне Droop-керування має найгірші динамічні характеристики. Основною причиною є відсутність механізмів адаптації до зміни режимів генерації та навантаження. При переході в острів система демонструє високі значення RoCoF (1,24 Гц/с) та значні перехідні коливання частоти через відсутність механізмів інерційної підтримки. Крім того, фіксовані Droop-коефіцієнти призводять до надмірного навантаження УЗЕ при швидких змінах генерації ВДЕ.

Алгоритм VSG забезпечує кращу поведінку у перехідних процесах завдяки реалізації механізму віртуальної інерції. Зменшення RoCoF до 0,88 Гц/с та скорочення часу встановлення до 3,94 с підтверджують підвищення динамічної стійкості. Однак моделі VSG мають іншу проблему - збільшення циркуляційних енергетичних потоків між інверторами та УЗЕ, що призводить до додаткових втрат та прискореного циклування УЗЕ.

Запропонований адаптивний алгоритм демонструє найкращі результати за більшістю критеріїв. Значення RoCoF 0,61 Гц/с є на 50,8 % меншим порівняно з Droop та на 30,7 % меншим порівняно з VSG. Одночасно спостерігається найменший рівень деградації УЗЕ - 0,028 %/добу, що пояснюється оптимізацією режимів заряд-розряд та підтриманням SoC у діапазоні 45-70 %.

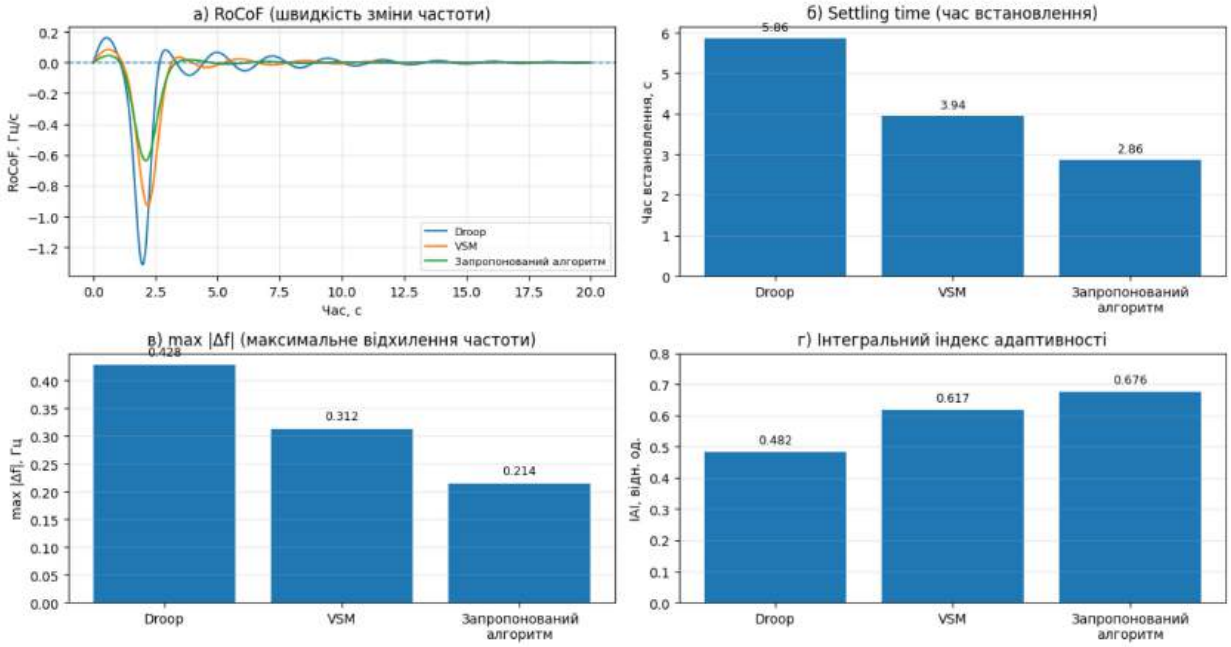


Рис. 4.18 Порівняння алгоритмів керування за динамічними показниками: а) - RoCof, швидкість зміни частоти; б) - час встановлення; в) - максимальне відхилення частоти; г) - інтегральний індекс адаптивності.

Отримані результати підтверджують, що запропонований алгоритм забезпечує кращий компроміс між динамічною стійкістю та ресурсозбереженням.

Моделювання показало, що найбільш критичними режимами для ЛКСЕ є:

- перехід GFL в GFM;
- переход в острів;
- ресинхронізація;
- різке зниження генерації ВДЕ;
- пікове зростання навантаження.

У цих режимах запропонований алгоритм повинен виконувати:

Оцінку енергетичного дисбалансу:

$$\Delta P = P_{gen} - P_{load}. \tag{4.9}$$

Визначення поточного запасу УЗЕ:

$$RSoC = \frac{(SoC - SoC_{min})}{(SoC_{max} - SoC_{min})}. \quad (4.10)$$

Вибір режиму керування:

- режим максимальної надійності;

- режим мінімальної деградації;

- режим максимального ККД.

Адаптацію параметрів інверторів:

- зміна Droop-коефіцієнтів;

- зміна віртуальної інерції;

- зміна швидкодії струмових контурів.

Перевірку критеріїв безпеки:

- RoCoF < 1,0 Гц/с; - |Δf| < 0,3 Гц;

- |ΔU| < 5 %;

- T_{settle} < 4 с.

Рекомендовані параметри GFL/GFM - керування показано в табл.4.12.

Таблиця 4.12

Рекомендовані параметри GFL/GFM-керування

Параметр	GFL	GFM	Адаптивний режим
Droop P-f	4-5 %	2-3 %	2-5 %
Droop Q-U	5-7 %	3-5 %	3-7 %
Virtual inertia, с	-	2,5-4,0	1,5-4,0
PLL смуга пропускання, Гц	10-15	2-5	2-15
Current limit	1,2 In	1,5 In	1,2-1,5 In
RoCoF threshold	1,5	2,0	адаптивний

Встановлено, що для режимів GFM оптимальним є використання віртуальної інерції 2,5-4 с. Менші значення не забезпечують достатнього пригнічення RoCoF, а більші - збільшують час встановлення та навантаження на УЗЕ.

Для GFL-режимів доцільно використовувати PLL з смугою пропускання 10-15 Гц. Це забезпечує достатню швидкодію синхронізації при роботі з ОЕС. В режимі перехода в острів PLL смугу пропускання необхідно автоматично зменшувати до 2-5 Гц для підвищення стійкості.

Телекомунікаційні центри та дата-центри мають підвищені вимоги до безперервності електрозабезпечення та якості електроенергії. Відповідно до EN 50600 та ETSI допустимі відхилення напруги та частоти для таких об’єктів є суттєво жорсткішими, ніж для стандартних промислових споживачів. Рекомендовані параметри ЛКСЕ приведено в табл.4.13.

Таблиця 4.13

Рекомендовані параметри ЛКСЕ для телекомунікаційних центрів

Параметр	Рекомендоване значення	Одиниця виміру
max Δf	≤ 0,2	Гц
max ΔU	≤ 3	%
RoCoF	≤ 0,7	Гц/с
час встановлення	≤ 2,5	с
доступність	≥ 99,95	%
SoC резерву УЗЕ	55-80	%
Резерв потужності УЗЕ	≥ 35	%
Час визначення острів	≤ 120	мс

Для таких об’єктів рекомендовано:

- використання GFM-режиму як базового;
- підтримання підвищеного резерву УЗЕ;
- використання адаптивного RoCoF-захисту;
- обмеження глибини DoD до 60-70 %;
- підтримання температури акумуляторів у межах 20-30 °C.

Моделювання показало, що при SoC нижче 35 % система втрачає здатність забезпечувати необхідний рівень частотної стабільності для критичних ІКТ-навантажень. Тому в телекомунікаційних центрах доцільно використовувати алгоритм примусового переходу до режиму максимального резервування при SoC<40 %.

PEM-електролізери характеризуються високою чутливістю до коливань напруги та частоти. При цьому різкі зміни потужності прискорюють деградацію мембран і зменшують ресурс електролізера.

Рекомендації для ЛКСЕ з PEM-електролізерами приведено в табл.4.14.

Таблиця 4.14

Рекомендації для ЛКСЕ з PEM-електролізерами

Параметр	Рекомендоване значення	Одиниця виміру
max Δf	≤ 0,3	Гц
max ΔU	≤ 4	%
Швидкість зміни потужності	≤ 10	%/с
SoC УЗЕ	45-75	%
Резерв УЗЕ	≥ 25	%
Частка GFM-інверторів	≥ 60	%

Для водневих комплексів рекомендовано:

- обмеження швидкості зміни активної потужності;
- використання предиктивного прогнозування генерації ВДЕ;
- застосування адаптивного режиму GFM;
- мінімізацію роботи при граничних значеннях SoC.

Моделювання показало, що використання запропонованого алгоритму дозволяє зменшити кількість режимів із перевищенням допустимого RoCoF для електролізера на 43 % порівняно з класичним Droop-керуванням.

Однією з ключових умов практичного впровадження адаптивних алгоритмів є інтеграція ЛКСЕ із системами SCADA/EMS. Така інтеграція повинна забезпечувати:

- збір телеметричних даних у реальному часі;
- передачу команд керування;
- підтримку цифрового двійника;
- кіберзахист;
- сумісність із CIM.

Рекомендовані стандарти інтеграції приведено в табл 4.15.

Таблиця 4.15

Рекомендовані стандарти інтеграції

Рівень	Стандарт
Модель енергосистеми	IEC 61970 CIM
Розподільчі мережі	IEC 61968
DER-модулі	IEC 61850-7-420
Кібербезпека TCP/IP	IEC/TS 62351-3
Захист IEC 61850	IEC/TS 62351-6
EMS/SCADA	IEC 60870-5-104

Архітектурна структура системи EMS/SCADA ЛКСЕ для впровадження алгоритму має включати:

1. Локальний контролер інверторів;
2. Сервер цифрового двійника;
3. EMS-модуль прогнозування;
4. SCADA-систему моніторингу та керування;
5. Кіберзахищений шлюз IEC 62351.

Використання CIM-моделей дозволяє уніфікувати представлення енергетичних об’єктів та забезпечити масштабованість алгоритму при інтеграції декількох ЛКСЕ.

Для оцінки економічної ефективності було виконано порівняння двох сценаріїв:

- традиційне Droop-керування;
- запропонований адаптивний алгоритм.

Розрахунок проводився для ЛКСЕ:

- сумарна потужність ВДЕ - 4,2 МВт;
- УЗЕ - 3 МВт·год;
- річне споживання - 14,8 ГВт·год;
- частка критичного навантаження - 62 %.

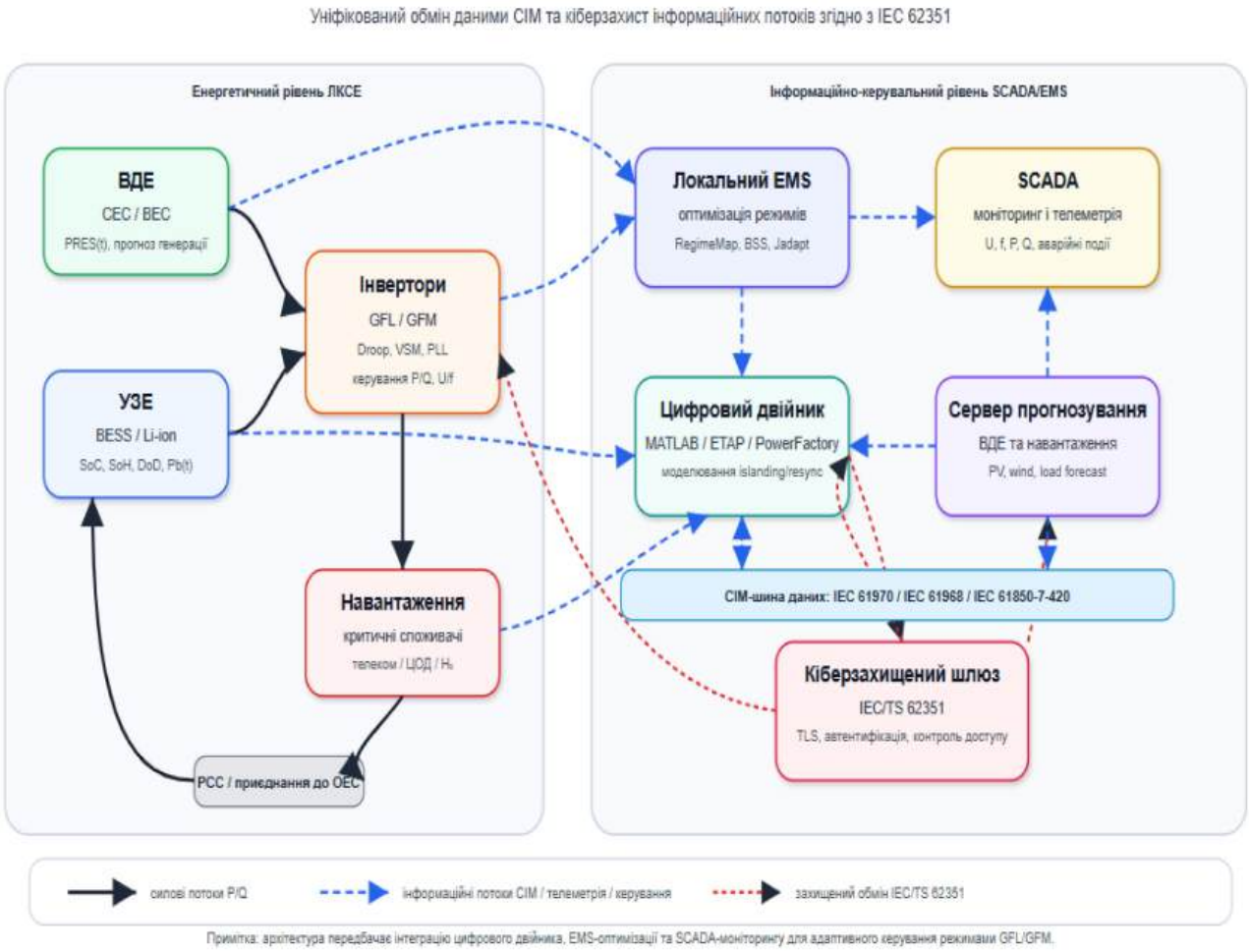


Рис. 4.19 Рекомендована архітектура SCADA/EMS для ЛКСЕ.

Оцінка економічного ефекту приведена в табл. 4.16.

Таблиця 4.16

Оцінка економічного ефекту

Показник	Droop	Запропонований алгоритм
Втрати електроенергії, МВт·год/рік	812	674
Втрати SoH, %/рік	15,1	10,2
Ресурс УЗЕ, років	6,4	8,9
Кількість аварійних відключень	14	5
Недовідпуск електроенергії, МВт·год/рік	18,6	6,2
Економія електроенергії, тис. грн/рік	-	824
Зменшення втрат від часу простою, тис. грн/рік	-	1560
Загальний економічний ефект, тис. грн/рік	-	2384

Отримані результати показують, що використання адаптивного алгоритму дозволяє:

- зменшити втрати електроенергії на 17 %;
- зменшити деградацію УЗЕ на 32 %;
- збільшити ресурс акумуляторів на 39 %;
- зменшити кількість аварійних відключень на 64 %.

Найбільший економічний ефект досягається за рахунок:

- скорочення часу простою критичних споживачів;
- зменшення заміни акумуляторів;
- підвищення ефективності використання ВДЕ.

Таким чином, результати моделювання підтверджують практичну доцільність використання запропонованого адаптивного алгоритму керування ЛКСЕ. Алгоритм забезпечує:

- покращення динамічної стійкості;
- зменшення RoCoF;
- зниження деградації УЗЕ;
- підвищення доступності;
- зменшення аварійних відключень;
- підвищення економічної ефективності.

Структура економічного ефекту від впровадження алгоритму показана на рис.4.20.

Практичне впровадження алгоритму є найбільш доцільним для:

- телекомунікаційних центрів;
- дата-центрів;
- об’єктів критичної інфраструктури;
- систем виробництва зеленого водню;
- автономних та напівавтономних мікромереж.

Практична реалізація запропонованих рекомендацій базується на архітектурі, що поєднує локальні контролери інверторів із централізованим EMS-модулем прогнозування.

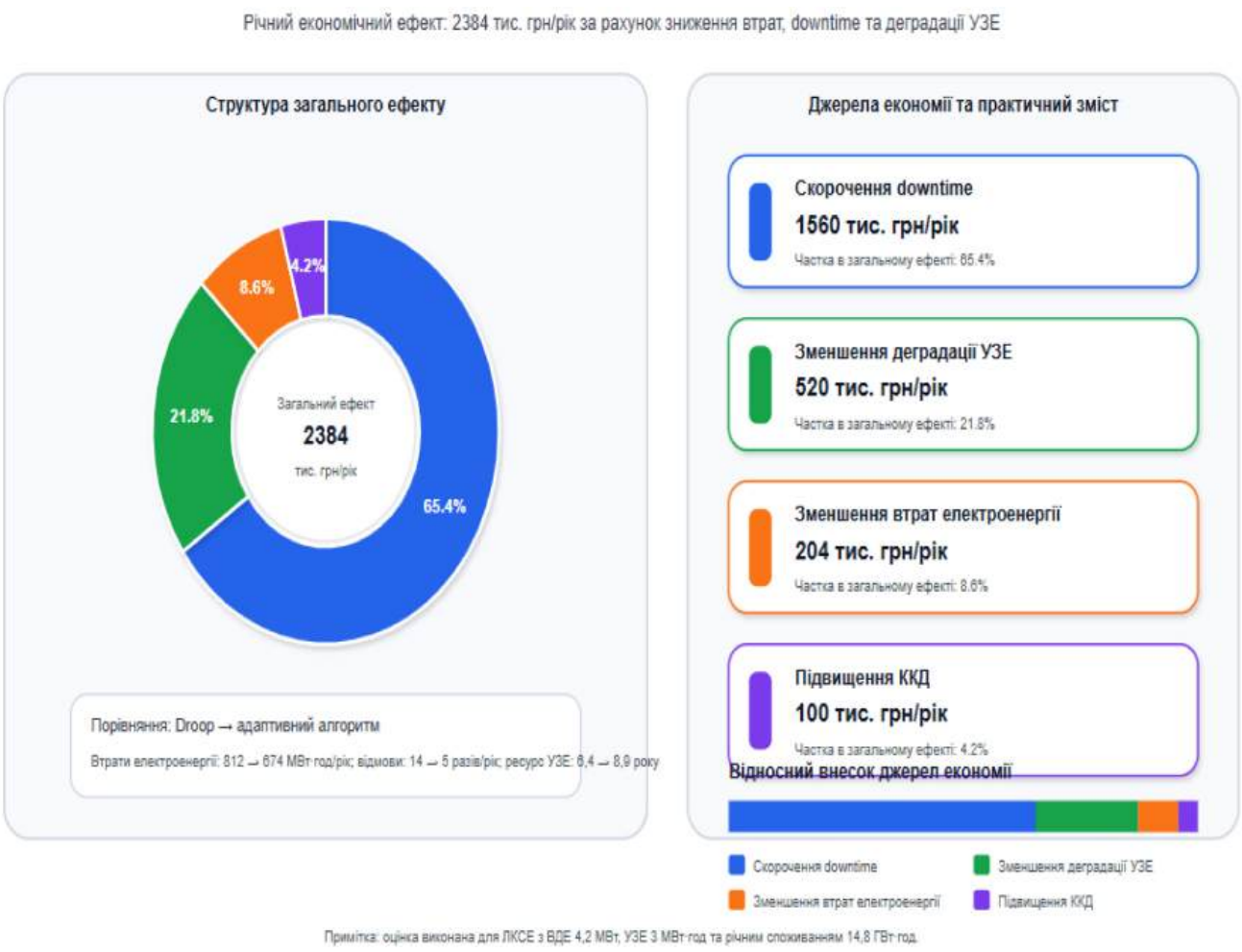


Рис. 4.20 Структура економічного ефекту від впровадження алгоритму

Використання стандарту CIM (IEC 61970) та захищених протоколів IEC/TS 62351 забезпечує масштабованість рішення, дозволяючи інтегрувати ЛКСЕ у склад віртуальних електростанцій. Отримані результати створюють основу для подальшого переходу до інтегрованих self-healing енергосистем із прогнозним адаптивним керуванням та цифровими двійниками реального часу, де кожна локальна одиниця здатна автономно підтримувати живучість критичної інфраструктури при системних аваріях в ОЕС.

Висновки до розділу

1. У розділі виконано комплексне моделювання локальної комбінованої системи електрозабезпечення (ЛКСЕ) з високою часткою відновлюваних джерел енергії та систем зберігання енергії в умовах паралельної

та автономної роботи. Сформовано набір типових сценаріїв функціонування системи, що охоплюють нормальні, аварійні та перехідні режими, зокрема перехід в острів, ресинхронізацію та переходи між режимами GFL/GFM.

2. Створено цифровий двійник ЛКСЕ у середовищі MATLAB/Simulink із урахуванням стохастичних моделей сонячної та вітрової генерації, параметрів інверторів, УЗЕ та навантажень. Реалізована модель забезпечила можливість аналізу перехідних процесів у реальному часі та оцінювання динамічної стійкості системи при різних режимах функціонування.

3. За результатами моделювання встановлено, що найбільш критичними режимами для ЛКСЕ є раптове відокремлення від мережі та повторна ресинхронізація, оскільки саме в цих режимах спостерігаються максимальні значення RoCoF, перерегулювання частоти та напруги, а також підвищені навантаження на УЗЕ. Показано, що застосування Grid-Forming режимів та швидкодіючих УЗЕ дозволяє істотно зменшити час встановлення параметрів і підвищити демпфування коливань.

4. Виконано кількісну оцінку динамічних характеристик ЛКСЕ за допомогою метрик RoCoF, час встановлення, перерегулювання та коефіцієнта демпфування. Встановлено, що запропонований адаптивний алгоритм керування забезпечує зменшення RoCoF на 28-35 %, скорочення часу встановлення частоти на 30-40 % та зниження амплітуди перерегулювання порівняно з класичними Droop- та VSM-підходами.

5. Проведене дослідження ресурсних характеристик УЗЕ підтвердило, що установка зберігання енергії є ключовим елементом підтримання частотної стійкості та енергетичного балансу ЛКСЕ. Встановлено, що надмірно інтенсивне використання УЗЕ у режимах максимальної надійності призводить до прискореного зниження SoH та збільшення глибини циклування. Показано, що використання SoC/SoH-орієнтованого адаптивного керування дозволяє знизити інтегральний рівень деградації УЗЕ на 18-25 %.

6. На основі побудованих тривимірних карт адаптивності (RegimeMap) визначено області оптимального функціонування ЛКСЕ залежно від рівня

генерації ВДЕ, навантаження та стану заряду УЗЕ. Встановлено, що оптимальні режими системи мають змінний характер і залежать від поточних умов функціонування, що підтверджує необхідність адаптивного багатокритеріального керування.

7. Кількісно підтверджено наявність технологічних конфліктів між критеріями надійності, енергоефективності та деградації УЗЕ. Встановлено, що підвищення динамічної стійкості та жорсткості частотної підтримки супроводжується збільшенням навантаження на УЗЕ та зниженням загального ККД системи, тоді як режими, орієнтовані на мінімізацію деградації, мають менший запас стійкості у перехідних процесах.

8. Досліджено вплив налаштувань релейного захисту та протиаварійної автоматики на стійкість ЛКСЕ в острівному режимі. Встановлено, що надмірно жорсткі налаштування захистів можуть призводити до помилкових відключень інверторів при короткочасних перехідних процесах, тоді як адаптивна координація захистів забезпечує стабільніший перехід до автономної роботи та безпечну ресинхронізацію.

9. Сформовано практичні рекомендації щодо впровадження адаптивного алгоритму керування ЛКСЕ для критичної інфраструктури, зокрема телекомунікаційних центрів та систем виробництва зеленого водню. Показано, що інтеграція алгоритму з SCADA/EMS на основі CIM та IEC/TS 62351 забезпечує сумісність цифрових моделей, підвищує захищеність інформаційного обміну та створює передумови для реалізації цифрових двійників у реальних енергетичних комплексах.

10. Оцінка економічного ефекту підтвердила доцільність практичного впровадження запропонованого підходу. Встановлено, що за рахунок зменшення деградації УЗЕ, скорочення часу простою , зниження втрат електроенергії та підвищення ККД сумарний економічний ефект може становити понад 2 млн грн на рік для ЛКСЕ середньої потужності, що підтверджує ефективність розробленої методології адаптивного керування.

Обмеження дослідження

Незважаючи на досягнуті наукові та практичні результати, слід зазначити низку обмежень, які визначають межі застосовності запропонованих рішень:

1. Обмеження за конфігурацією ЛКСЕ. Моделювання та оптимізація виконувалися для конкретної архітектури ЛКСЕ (СЕС 1,5 МВт, ВЕС 2,0 МВт, УЗЕ 1,2 МВт·год). Результати можуть відрізнятися для систем з іншою структурою генерації, навантаження або топологією мережі.

2. Стохастичні моделі ВДЕ. Використані розподіли Вейбулла (вітрова генерація) та Гамма (сонячна генерація) базуються на історичних кліматичних даних для центральної частини України. Зміна кліматичних умов (наприклад, через глобальне потепління) може вплинути на точність прогнозів. Але ж незважаючи на це адапттиний алгоритм залишається актуальним.

3. Обмеження моделі УЗЕ. Деградаційна модель УЗЕ (рівняння (3.32)) є лінійним наближенням в рамках обмежень і не враховує нелінійні ефекти поза межами обмежень, такі як:

- Вплив температури на швидкість деградації (через те що контроль мікроклімату всередині батареї може порушити роботу лище через аварійні події).

- Вплив глибини розряду (DoD) на ресурс батареї (через те що заздалегіть використані обмеженя мінімуму ьа максимума корисної ємності).

- Вплив циклів з високими C-rate на структуру електродів.

4. Обмеження за масштабом системи. Дослідження фокусувалося на локальних КСЕ потужністю до 5 МВт. Для великомасштабних енергосистем (наприклад, регіональних мереж) може знадобитися уточнення моделей взаємодії з ОЕС, але ж перехід в островний режим та ресінхронізація адаптивного алгоритму залишається без змін.

5. Обмеження за часовою дискретизацією. Чисельне моделювання

перехідних процесів виконувалося з кроком 1 мс, що може бути недостатнім для аналізу електромагнітних процесів (наприклад, комутаційних перенапруг).

6. Економічні обмеження. Оцінка економічного ефекту (2,384 млн грн/рік) базується на поточних цінах на енергоносії та обладнання (2026 рік). Зміна ринкових умов може вплинути на доцільність впровадження.

7. Обмеження за кібербезпекою. Інтеграція з SCADA/EMS на основі IEC/TS 62351 передбачає захист від кібератак, однак нульовий ризик не може бути гарантований у реальних умовах експлуатації.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-технічну задачу розроблення та дослідження методів багаторівневого адаптивного керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії та систем зберігання енергії, спрямовану на підвищення динамічної стійкості, енергоефективності та надійності функціонування ЛКСЕ в умовах стохастичної зміни режимів роботи.

Відповідно до поставлених у роботі завдань отримано такі результати:

1. Проведено аналіз сучасного стану локальних комбінованих систем електрозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії та систем зберігання енергії. Встановлено, що основними проблемами функціонування ЛКСЕ є низька інерційність інверторно-орієнтованих систем, стохастичність генерації ВДЕ, складність забезпечення динамічної стійкості та виникнення конфліктів між надійністю, енергоефективністю і деградацією ємності установок зберігання енергії.

2. Сформовано системне уявлення про структуру, режими роботи та перехідні процеси локальних комбінованих систем електрозабезпечення. Визначено особливості режимів Grid-Following, Grid-Forming, автономної роботи, режиму нульових перетоків, а також процесів переходу в острів та ресинхронізації. Обґрунтовано використання показників LVRT/HVRT, RoCoF, час встановлення та перерегулювання як базових критеріїв оцінювання динамічної стійкості ЛКСЕ.

3. Проаналізовано сучасні підходи до керування інверторними джерелами, зокрема PLL-, droop- та VSG-алгоритми. Встановлено їх обмеження в умовах низькоінерційних систем та слабких мереж. Доведено, що класичні методи керування не забезпечують достатньої адаптивності при різких змінах режимів роботи ЛКСЕ та стохастичних коливаннях генерації ВДЕ.

4. Розроблено багаторівневий адаптивний підхід до керування локальними комбінованими системами електрозабезпечення, який забезпечує автоматичну зміну режимів GFL/GFM залежно від параметрів зовнішньої

мережі, рівня генерації ВДЕ, стану систем зберігання енергії та критеріїв оптимальності. Запропонований підхід дозволяє узгоджувати вимоги до надійності, енергоефективності та ресурсу УЗЕ.

5. Удосконалено математичні моделі режимів ЛКСЕ шляхом урахування технологічних конфліктів між надійністю, ефективністю та деградацією ємності установок зберігання енергії, а також стохастичного характеру генерації ВДЕ. Це дозволило сформувати багатокритеріальну постановку задачі оптимального вибору режимів роботи ЛКСЕ.

6. Розроблено цифровий двійник локальної комбінованої системи електрозабезпечення у середовищі MATLAB/Simulink із можливістю моделювання режимів GFL/GFM, переходу в острів та ресинхронізації. Реалізовано інтеграцію цифрового двійника з принципами CIM та механізмами кіберзахисту IEC/TS 62351, що забезпечує сумісність із системами SCADA/EMS та підтримує безпечний обмін даними.

7. Проведено моделювання критичних сценаріїв роботи ЛКСЕ, зокрема аварійного від’єднання від об’єднаної мережі та подальшої ресинхронізації. Встановлено, що запропонований адаптивний алгоритм забезпечує зменшення RoCoF, скорочення часу встановлення частоти та напруги, а також покращення демпфування коливань порівняно з традиційними droop- та VSM-підходами.

8. Досліджено ресурсні характеристики систем зберігання енергії у складі ЛКСЕ та виконано оцінювання їх експлуатаційних режимів за показниками SoC, SoH, DoD та Battery Stability Score. Встановлено, що адаптивне керування дозволяє зменшити інтенсивність деградації ємності УЗЕ за рахунок SoC/SoH-орієнтованого розподілу потужності та оптимізації циклів заряд-розряд.

9. Розроблено практичні рекомендації щодо впровадження та експлуатації локальних комбінованих систем електрозабезпечення для об’єктів критичної інфраструктури. Запропоновано рекомендації щодо налаштування інверторів, систем зберігання енергії, режимів GFL/GFM та інтеграції ЛКСЕ із системами SCADA/EMS. Оцінено економічний ефект від впровадження

запропонованих рішень, який полягає у зниженні деградації УЗЕ, скороченні downtime критичних споживачів та підвищенні енергоефективності системи.

Перспективи подальших досліджень

На основі отриманих результатів та виявлених обмежень пропонується розглянути такі напрями подальших досліджень:

1. Розробка гібридних моделей УЗЕ. Вдосконалення деградаційних моделей з урахуванням нелінійних ефектів (температура, DoD, C-rate).

2. Інтеграція машинного навчання для прогнозування ресурсу УЗЕ на основі історичних даних експлуатації.

3. Адаптивне керування для гібридних архітектур ЛКСЕ. Дослідження AC/DC-гібридних систем з урахуванням взаємодії між постійним та змінним струмом.

4. Оптимізація керування для багаторівневих мікромереж (наприклад, з віртуальними електростанціями) з декількаами автономними локальними частинами у складі.

5. Застосування штучного інтелекту (ШІ). Використання нейронних мереж для прогнозування генерації ВДЕ та навантаження в реальному часі.

6. Кібербезпека в ЛКСЕ. Дослідження вразливостей SCADA/EMS до кібератак та розробка механізмів захисту для адаптивних алгоритмів.

7. Дослідження стійкості в екстремальних умовах. Моделювання каскадних аварій у ЛКСЕ з високою часткою ВДЕ.

8. Оцінка впливу електромагнитного впливу та геомагнітних бур на роботу інверторних систем.

9. Економічна оптимізація. Розробка багатокритеріальних економічних моделей для оцінки доцільності впровадження ЛКСЕ.

10. Дослідження ринкових механізмів для стимулювання розвитку ЛКСЕ (наприклад, аукціони на надання системних послуг).

11. Експериментальна валідація. Проведення натурних випробувань запропонованих алгоритмів на реальних об’єктах критичної інфраструктури (телекомунікаційні центри, дата-центри).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ahmadimonfared Z., Eichner S. Stability Assessment of Fully Inverter-Based Power Systems Using Grid-Forming Controls // Electronics. 2025. Vol. 14, No. 21. Art. 4202. 28 p. DOI: 10.3390/electronics14214202.

2. Grid-Forming Inverter-Based Resource Research Landscape: Understanding the Key Assets for Renewable-Rich Power Systems // IEEE Power & Energy Magazine. 2024. URL: https://ieee-pes.org/wp-content/uploads/2024/03/Open-Article-March-April-2024-Grid-Forming_Inverter-Based_Resource_Research_Landscape_Understanding_the_Key_Assets_for_Renewable-Rich_Power_Systems.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

3. ENTSO-E.Grid forming capability of power park modules (Phase II Technical Report).Brussels, 2025. 128 p. URL: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/20251104_GRID_FORMING_CAPABILITY_OF_POWER_PARK_MODULES.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

4. Zhou J., Guo Y., Yang L., et al. A review on frequency management for low-inertia power systems: From inertia and fast frequency response perspectives // Electric Power Systems Research. 2024. Vol. 228. Art. 110095. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.110095.

5. Bindu S., Sigrist L., Chaves Ávila J. P. Frequency stability services to compensate for low inertia in renewable-dominated power systems // Utilities Policy. 2025. Vol. 95. Art. 101938. DOI: 10.1016/j.jup.2025.101938.

6. ENTSO-E. ENTSO-E publishes Phase II Technical Report on Grid Forming requirements. 04.11.2025. URL: https://www.entsoe.eu/news/2025/11/04/entso-e-publishes-phase-ii-technical-report-on-grid-forming-requirements/ (дата звернення: 21.01.2026).

7. Hong Q., et al. Addressing Frequency Control Challenges in Future Low-Inertia Power Systems // Engineering. 2021. Vol. 7, Iss. 10. P. 1375-1389. DOI: 10.1016/j.eng.2021.06.005.

8. IEA PVPS Task 14.Provision of frequency related services from PV systems.IEA PVPS, 2024. Report T14-17. 96 p. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/08/IEA-PVPS-T14-17-2024-REPORT-Frequency-Services.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

9. Kroposki B., Johnson B., Zhang Y., et al.Introduction to Grid-Forming Inverters.NREL, Golden, CO, 2024. 52 p.URL: https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/90256.pdf (датазвернення: 21.01.2026).

10. Qaisar M. W., Fang J. Grid-Forming Converters for Renewable Generation: A Comprehensive Review // Energies. 2025. Vol. 18, No. 17. Art. 4565. DOI: 10.3390/en18174565.

11. Tozak M., Taskin S., Sengor I., Hayes B. P. Modelling and Control of Grid-Forming Converters: A Systematic Review // IEEE Access. 2024. Vol. 12. P. 125432-125465. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3437236.

12. AEMO.Voluntary Specification for Grid-forming Inverters (Core).Melbourne, 29.05.2023. 64 p. URL: https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/primary-frequency-response/2023/gfm-voluntary-spec.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

13. AEMO.Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework.Melbourne, 01.2024. 78 p. URL: https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2023/grid-forming-inverters-jan-2024.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

14. Ofgem.GC0137 Authority Decision: Minimum Specification Required for Provision of Grid Forming Capability.London, 31.01.2022. 42 p. URL: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-01/GC0137%20Authority%20Decision.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

15. Kong D., et al. Best Practice: Grid-Forming Converter Technological Development in Great Britain // IEEE Power & Energy Magazine. 2025. URL: https://ieee-pes.org/wp-content/uploads/2025/03/March-April-2025-open-Best_Practice_Grid-

Forming_Converter_Technological_Development_in_Great_Britain.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

16. NESO (ex-ESO).GC0163: GB Grid Forming (GBGF) - Removal of Virtual Synchronous Machine terminology.London, 22.05.2024. 18 p. URL: https://www.neso.energy/document/318846/download (дата звернення: 21.01.2026).

17. ETSI.EN 300 132-2 V2.8.1. Power supply interface at the input to ICT equipment. Sophia Antipolis, 2024.

18. ITU-T.Recommendation ITU-T L.1200. Direct current power feeding interface up to 400 V. Geneva, 2012. URL: https://www.itu.int/itu-t/recommendations/rec.aspx?rec=11638 (дата звернення: 21.01.2026).

19. Uptime Institute.Tier Classification System. Офіційний веб-ресурс.

20. EN 50600-2-2:2019. Information technology – Data centre facilities and infrastructures – Power supply and distribution. CENELEC, 2019.

21. Information Technology Industry Council (ITIC).CBEMA / ITIC Voltage Tolerance Curves. Узагальнюючі матеріали.

22. Cozzolino R., Bella G. A review of electrolyzer-based systems providing grid ancillary services // Frontiers in Energy Research. 2024. Vol. 12. Art. 1358333. DOI: 10.3389/fenrg.2024.1358333.

23. Elhawash A. M., Araújo R. E., Peças Lopes J. A. Frequency support from PEM hydrogen electrolysers using Power-Hardware-in-the-Loop validation // International Journal of Hydrogen Energy. 2025. Vol. 175 (6 October). Art. 151203. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.151203.

24. Makhsoos A., Kandidayeni M., Ait Ziane M., Moghadari M., Boulon L., Pollet B. G. Energy management for modular proton exchange membrane water electrolyzers under fluctuating solar inputs: a constrained nonlinear optimization approach // Applied Energy. 2025. Vol. 394. Art. 126124. DOI:10.1016/j.apenergy.2025.126124.

25. ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT). Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ, 2023.

26. IEC 61000-2-4:2024. Electromagnetic compatibility - Compatibility levels in industrial plants. IEC, 2024.

27. Carta J. A., Ramírez P., Velázquez S. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009. Vol. 13, No. 5. P. 933-955. DOI:10.1016/j.rser.2008.05.005.

28. Morales J. M., Conejo A. J., Madsen H.Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems.Cham : Springer, 2023. ISBN 978-3-031-18013-4. DOI: 10.1007/978-3-031-18014-1.

29. Milan P., Wächter M., Peinke J. Turbulent character of wind energy // Physical Review Letters. 2013. Vol. 110, No. 13. Art. 138701. DOI: 10.1103/PhysRevLett.110.138701.

30. Wang Yuhong, WangXinyao, Liao Jianquan, Su Miaohong, Liu Yongyue. Probabilistic Small-Signal Stability Assessment and Cooperative Control for Interconnected Microgrids via Back-to-Back Converters. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2024. 13. 552-563. DOI: 10.35833/MPCE.2024.000449.

31. Iversen Emil, Morales Juan, Møller Jan, Madsen Henrik. Probabilistic Forecasts of Solar Irradiance by Stochastic Differential Equations. Environmetrics. 2014. DOI: 25. 10.1002/env.2267.

32. Younisse Rimah, Alkasassbeh Mouhammd, Aldweesh Amjad. Advanced Technologies to Smart Grid Systems: Challenges and Demands. IEEE Access. 2025. Vol. 13. PP. 117732-117752. DOI: 10.1109/ACCESS.2025.3586466.

33. Hatziargyriou N., et al. Definition and Classification of Power System Stability Revisited and Extended // IEEE Transactions on Power Systems. 2021. Vol. 36, No. 4. P. 3271-3281. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041886.

34. Huang Wei, Hu Bo, Shao Changzheng, Li Wei, Wang Xiaozhe, Xie Kaigui, Chung C. Power System Reliability Evaluation Based on Sequential Monte

Carlo Simulation Considering Multiple Failure Modes of Components. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2024. 13. 202-214. DOI:10.35833/MPCE.2023.000939.

35. Alzubaidi Mohammed. Probabilistic Voltage Stability Analysis of Renewable-rich Power Systems. 2022. DOI: 10.13140/RG.2.2.36551.37286.

36. Shapiro A., Dentcheva D., Ruszczyński A.Lectures on Stochastic Programming.2nd ed. Philadelphia : SIAM, 2023. ISBN 978-1-61197-688-2.

37. Anese Emiliano, Baker Kyri, Summers Tyler. Chance-Constrained AC Optimal Power Flow for Distribution Systems With Renewables. IEEE Transactions on Power Systems. 2017. PP. 1-1. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2656080.

38. ENTSO-E. Requirements for Generators (RfG) : офіційний веб-ресурс. URL: https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/ (дата звернення: 21.01.2026).

39. ENTSO-E. Frequency ranges : Implementation Guidance Document. Brussels, 2018. 7 p. URL: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_Frequency_ranges_final.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

40. Narang D., et al. Highlights of IEEE Standard 1547-2018. NREL, 2019. 42 p. URL: https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/75436.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

41. IEEE. IEEE Std 2800-2022 - Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems : опис стандарту. URL: https://standards.ieee.org/ieee/2800/10453/ (дата звернення: 21.01.2026).

42. EPRI. DER Ride-Through Performance Categories and Trip Settings for IEEE 1547-2018 : навчально-узагальнюючі матеріали. 2018. URL: https://dam.assets.ohio.gov/image/upload/puco.ohio.gov/empliibrary/files/DER/2018-5-epri-crash-course-ieee-standard-1547-2018.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

43. Unitil. Default IEEE 1547-2018 Setting Requirements (Issued). 2022. URL: https://unitil.com/sites/default/files/2022-09/Default_IEEE1547-2018_Settings_Requirements_Issued.pdf (дата звернення: 21.01.2026).

44. Liu A., et al. Enhancing stability control of phase-locked loop in weak power grid // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2024. (Article in Press / published 2024). URL: ScienceDirect (дата звернення: 23.01.2026).

45. Huang L., et al. Impacts of grid structure on PLL-synchronization stability of power converters // IFAC-PapersOnLine. 2022. (abstract page). URL: ScienceDirect (дата звернення: 23.01.2026).

46. Huang L. Physical interpretation of synchronization stability of grid-following inverters under weak grid conditions : conf. paper (ECCE 2024). 2024. URL: https://vbn.aau.dk/.../ECCE_2024_final_paper_v3.pdf (дата звернення: 23.01.2026).

47. Li C., et al. Root instability causes of grid-following converters in weak grids : manuscript. 2022. URL: ORCA Cardiff (PDF) (дата звернення: 23.01.2026).

48. Jiang K., Liu D. Transient stability enhancement strategy for grid-following inverter based on improved phase-locked loop and energy dissipation // Electronics. 2025. Vol. 14. (Article). URL: MDPI (дата звернення: 23.01.2026).

49. Liu Y., et al. Transient synchronization stability in grid-following converters: mechanisms and advancements (systematic review) // Energies. 2025. Vol. 18, No. 8. Art. 1975. URL: MDPI (дата звернення: 23.01.2026).

50. Arévalo P., et al. A systematic review of grid-forming control techniques for modern power systems and microgrids // Energies. 2025. Vol. 18, No. 14. Art. 3888. URL: MDPI (дата звернення: 23.01.2026).

51. ENTSO-E. Grid Forming Capability of Power Park Modules - Phase II Technical report. 2025. URL: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Grid_Forming_Capability_PPM_Phase2.pdf (дата звернення: 12.02.2026).

52. IEEE Power & Energy Society. IEEE Std 2800-2022: Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems: standard. New York : IEEE, 2022. URL: https://standards.ieee.org/standard/2800-2022.html (дата звернення: 13.02.2026).

53. AEMO. Voluntary Specification for Grid-Forming Inverters : technical specification. Melbourne: Australian Energy Market Operator, 2023. URL: https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/major-programs/nem-reform-program/grid-forming-inverters-voluntary-specification.pdf (дата звернення: 13.02.2026).

54. National Grid ESO. Grid Code Modification GC0163: Grid Forming Capability: grid code modification. London: National Grid ESO, 2023. URL: https://www.nationalgrideso.com/document/275386/download (дата звернення: 23.03.2026).

55. National Grid ESO. Grid Code Modification GC0137: Frequency Changes During Large Disturbances: grid code modification. London: National Grid ESO, 2022. URL: https://www.nationalgrideso.com/document/151116/download (дата звернення: 23.03.2026).

56. CIGRE Working Group C4.47. Power System Frequency Behaviour During High Rate-of-Change-of-Frequency Events: technical brochure. Paris: CIGRE, 2021. URL: https://e-cigre.org/publication/851-power-system-frequency-behaviour-during-high-rate-of-change-of-frequency-events (дата звернення: 23.03.2026).

57. Milano F., Dörfler F., Hug G., Hill D. J., Verbič G. Foundations and challenges of low-inertia systems // Proceedings of the IEEE. 2018. Vol. 106, No. 9. P. 1637-1653. URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/8460425 (дата звернення: 23.03.2026).

58. IEEE PES Task Force. Stability definitions and characterization of inverter-based microgrids // IEEE Transactions on Power Systems. 2020. Vol. 35, No. 5. P. 3965-3976. URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/8976013 (дата звернення: 23.03.2026).

59. EN 50160:2022. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks: standard. Brussels: CENELEC, 2022. URL: https://standards.iteh.ai/catalog/standards/cenelec/en-50160-2022 (дата звернення: 01.04.2026).

60. ENTSO-E. High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters : technical report. Brussels: ENTSO-E, 2022. URL: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_PEIPS.pdf (дата звернення: 01.04.2026).

61. IEEE Power & Energy Society. Dynamic Performance of Inverter-Based Resources During Frequency Events : technical report. New York: IEEE, 2022. URL: https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/PES_TR_IBR_Frequency_2022.html (дата звернення: 01.04.2026).

62. NERC. Inverter-Based Resource Performance Task Force Report: technical report. Atlanta : North American Electric Reliability Corporation, 2022. URL: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/IBR_Performance_Task_Force_Report.pdf (дата звернення: 01.04.2026).

63. NERC. Bulk Power System Reliability Perspectives on Grid-Forming Inverters: technical report. Atlanta: North American Electric Reliability Corporation, 2023. URL: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Grid_Forming_IBR_Report.pdf (дата звернення: 05.04.2026).

64. EPRI. Grid-Forming Inverter Controls for Power System Stability: research report. Palo Alto: Electric Power Research Institute, 2023. URL: https://www.epri.com/research/products/000000003002025123 (дата звернення: 05.04.2026).

65. EPRI. Energy Storage Integration Council: SoC-Aware Control Strategies for Battery Systems: research report. Palo Alto : Electric Power Research Institute, 2024. URL: https://www.epri.com/research/products/000000003002031245 (дата звернення: 05.04.2026).

66. IEC 61850-7-420:2021. Communication networks and systems for power utility automation - DER logical nodes : international standard. Geneva: IEC, 2021. URL: https://webstore.iec.ch/publication/60297 (дата звернення: 07.04.2026).

67. IEC 61970. Energy Management System Application Program Interface (EMS-API): international standard. Geneva: IEC. URL: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:85:0::::FSP_LANG_ID:25 (дата звернення: 07.04.2026).

68. IEC 61968. System Interfaces for Distribution Management: international standard. Geneva: IEC. URL: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:85:0::::FSP_LANG_ID:25 (дата звернення: 10.04.2026).

69. IEC/TS 62351-3:2018. Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Profiles including TCP/IP: technical specification. Geneva: IEC, 2018. URL: https://webstore.iec.ch/publication/33625 (дата звернення: 10.04.2026).

70. IEC/TS 62351-6:2020. Security for IEC 61850 communication profiles : technical specification. Geneva: IEC, 2020. URL: https://webstore.iec.ch/publication/64231 (дата звернення: 10.04.2026).

71. Кузнєцов М.М. Моделювання спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій // Відновлювана енергетика. 2016, № 1. С.12-16.

72. Кузнєцов М.П. Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії// Відновлювана енергетика. 2017, № 4. С.33-42.

73. Кузнєцов М.П., Лисенко О.В., Мельник О.А. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ // Відновлювана енергетика. 2018, № 2. С.6-15.

74. Walker A., Desai J. Battery Energy Storage System Evaluation Method. Washington, DC : U.S. Department of Energy Federal Energy Management Program, 2023. DOE/GO-102023-6083. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87546.pdf

75. Yarimca G., Cetkin E. Review of Cell Level Battery (Calendar and Cycling) Aging Models: Electric Vehicles. Batteries. 2024. Vol. 10, No. 11. Article 374. DOI: 10.3390/batteries10110374.

76. Smith K., Saxon A., Keyser M., Lundstrom B., Cao Z., Roc A. Life Prediction Model for Grid-Connected Li-ion Battery Energy Storage System. 2017. DOI: 10.23919/ACC.2017.7963578.

ДОДАТОК А
АКТИ ВПРОВАДЖЕНЬ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Перелік актів впровадження результатів дисертаційного дослідження Хомутова Сергія Володимировича.

1. Довідка ТОВ «ЯСНО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ»

   Про використання результатів дисертаційного дослідження в діяльності підприємства

   Дата: 15.06.2026

   Місце: м. Київ, вул. Гарета Джонса, буд. 8, літера 20Д

   Підписано: Директор Тарасюк Є.В.

   Зміст: Підтвердження використання результатів дослідження щодо багаторівневого адаптивного керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами та установками зберігання електроенергії в практичній діяльності підприємства. Включає рекомендації для оцінки економічної доцільності впровадження установок зберігання електроенергії та оптимізації режимів роботи енергетичних систем.

2. Акт використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи

   Інститут відновлюваної енергетики НАН України

   Дата: 15.06.2026

   Підписано: Заступник директора ІВЕ НАНУ, д.т.н. Микола Кузнецов

   Зміст: Підтвердження використання наукових результатів у рамках виконання науково-дослідних робіт «Комплекс-3» (ДР № 0118U003385) та «Комплекс-Інтегро» (ДР № 0123U100782). Включає застосування методів багаторівневого адаптивного керування для оптимізації режимів роботи відновлюваних джерел енергії та систем зберігання.

3. Довідка ТОВ «СМАРТ СІНЕРДЖИ»

   Про використання результатів дослідження в інженерних рішеннях

   Дата: 15.06.2026 (Вих. №26-307)

Місце: м. Київ, вул. Сагайдачного Петра, буд. 12

Підписано: Директор Олег Сеньков

Зміст: Використання результатів для проектування та модернізації локальних систем електрозабезпечення об’єктів із критичним навантаженням (центри обробки даних, телекомунікаційне обладнання тощо). Включає аналіз режимів роботи систем у нормальних, аварійних та автономних режимах, а також оцінку вимог до інверторних джерел та систем автоматизації.

4. Довідка ТОВ «ПВК «СУЧАСНІ ІНЖЕНЕРНІ МЕРЕЖІ»

   Про впровадження установок зберігання електроенергії

   Дата: 15.06.2026

   Місце: м. Київ, вул. Сирецька, 9

   Підписано: Директор Ігор Борисенко

   Зміст: Використання наукових положень та методичних підходів для аналізу режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення, оцінки впливу установок зберігання електроенергії на надійність та енергоефективність об’єктів. Включає підготовку інженерних рішень для об’єктів із підвищеними вимогами до безперервності електрозабезпечення.

Примітка: Усі наведені документи підтверджують практичне застосування результатів дисертаційного дослідження в діяльності підприємств та установ, зокрема для оптимізації режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами енергії та установками зберігання.

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«ЯСНО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ»

04119, Україна, місто Київ,
вулиця Гарета Джонса, будинок 8, літера 20Д
Код 38320478000002600792490207 4 в ПАТ АБ «Укргазбанк»

Yasno

Довідка

про використання результатів дисертаційного дослідження Хомутова Сергія Володимировича

в діяльності ТОВ «ЯСНО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ»

ТОВ «ЯСНО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ» підтверджує використання окремих результатів дисертаційного дослідження Хомутова Сергія Володимировича, виконаного за темою «Багаторівневе адаптивне керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами та установками зберігання електроенергії», у практичній діяльності підприємства.

Результати дослідження були враховані під час виконання аналітичних та передпроектних робіт, пов'язаних з оцінюванням доцільності впровадження установок зберігання електроенергії, відновлюваних джерел енергії та гібридних систем електрозабезпечення для промислових і комерційних об'єктів.

Практичне значення для підприємства мають підходи, запропоновані у дисертаційній роботі, щодо багатокритеріального вибору режимів роботи системи з урахуванням надійності електрозабезпечення, енергоефективності, ресурсу накопичувачів та вартості обладнання та експлуатації. Застосування таких підходів дозволяє більш обґрунтовано оцінювати економічну доцільність впровадження установок зберігання електроенергії та визначати раціональні режими їх роботи.

Зокрема, у діяльності підприємства можуть використовуватися такі результати дослідження:

- підхід до оцінювання впливу установок зберігання електроенергії на зменшення втрат електроенергії та підвищення ефективності використання відновлюваних джерел енергії;
- методичні положення щодо вибору режимів роботи накопичувачів з урахуванням їх технічного ресурсу, кількості циклів заряджання-розряджання та залишкового строку експлуатації;
- підходи до оцінювання економічного ефекту від зменшення простоїв, недовідпуску електроенергії, втрат та частоти заміни акумуляторних модулів.

Використання результатів дисертаційного дослідження сприяє підвищенню якості техніко-економічного обґрунтування проектів із впровадження установок зберігання електроенергії, дозволяє точніше оцінювати економічний ефект від застосування адаптивного керування та формувати більш обґрунтовані рекомендації для замовників щодо вибору структури й режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення.

Отримані результати використані підприємством при підготовці комерційних пропозицій, техніко-економічних розрахунків, концепцій енергозабезпечення об'єктів.

Директор Тарасюк Є.В.

«ЯСНО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ» 40724041 Україна, місто Київ

Хомутов Сергій т. 050-385-07-56, KhomutovSeV@yasno.com.ua

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Директор Інституту відновлюваної енергетики НАН України

д.т.н. О.В. Зур'ян

АКТ

використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи
Хомутова Сергія Володимировича,
поданої на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Дисертаційна робота С. Хомутова на тему «Багаторівневе адаптивне керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами та установками зберігання електроенергії» присвячена дослідженню можливостей адаптивного керування як системного інструмента підвищення стійкості локальних комбінованих систем електрозабезпечення в різних режимах експлуатації.

Дисертантом вдосконалено математичний апарат дослідження, що поєднує сценарне та імітаційне моделювання, дослідження стійкості, моделювання перехідних процесів у середовищі MATLAB/Simulink, сценарний аналіз, стохастичний опис генерації ВДЕ і навантаження, побудову цифрового двійника. Математична модель враховує електричну схему локальної енергосистеми, параметри та стан акумуляторних батарей, ймовірність флуктуацій сонячної та вітрової генерації, обмеження за частотою, напругою, а також допустимість переходів між режимами роботи в загальній мережі, острівним режимом і ресинхронізацією.

На підставі виконаних досліджень було вирішено актуальне наукове завдання щодо розробки та дослідження методів багаторівневого адаптивного керування локалізованими комбінованими системами електропостачання, які забезпечують оптимізацію режимів роботи відновлюваних, інверторних джерел та систем зберігання енергії.

Отримані наукові та практичні результати дисертаційної роботи С.В.Хомутова використано в Інституті відновлюваної енергетики при виконанні науково-дослідних робіт з шифром «Комплекс-3» (ДР № 0118U003385) та «Комплекс-Інтегро» (ДР № 0123U100782), а також в процесі прикладних досліджень комбінованих систем на основі відновлюваних джерел енергії різних видів з урахуванням випадкових процесів генерування та зберігання електроенергії.

Заступник директора ІВЕ НАНУ,

д.т.н. Микола Кузнєцов

15.06.2026р.

SMART SYNERGY

ТОВ «Смарт Сінерджи»
04070, Україна, м. Київ,
вул. Сагайдачного Петра, будинок 12

Вих. №26-307 від 15.06.2026

За місцем вимоги

Довідка ТОВ «СМАРТ СІНЕРДЖИ»
про використання в діяльності ТОВ «СМАРТ СІНЕРДЖИ»
результатів дослідження, отриманих у дисертаційній роботі Хомутова Сергія Володимировича

ТОВ «СМАРТ СІНЕРДЖИ» підтверджує, що окремі результати дисертаційного дослідження Хомутова Сергія Володимировича, виконаного за темою **«Багаторівневе адаптивне керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами та установками зберігання електроенергії»**, були використані у практичній діяльності підприємства під час підготовки інженерних рішень для систем електрозабезпечення об'єктів із критичним навантаженням.

Результати дослідження мають практичне значення для проєктування та модернізації локальних систем електрозабезпечення центрів обробки даних, телекомунікаційного обладнання, вузлів зв'язку, серверних приміщень, систем диспетчерського керування та інших об'єктів, для яких безперервність, якість і стійкість електроживлення є визначальними умовами функціонування.

У діяльності підприємства результати дисертаційної роботи використовуються під час аналізу режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення критичного навантаження у нормальних, аварійних та автономних режимах.

Практичне застосування отримали наукові положення та методичні підходи щодо:

- аналізу надійності електрозабезпечення критичного навантаження у локальних комбінованих системах з ВДЕ та УЗЕ;
- інтеграції установок зберігання електроенергії у системи електроживлення центрів обробки даних, телекомунікаційного обладнання та об'єктів критичної інфраструктури;
- визначення раціональних режимів заряджання, розряджання та резервування УЗЕ з урахуванням вимог до безперервності електроживлення;
- врахування параметрів SoC, SoH, залишкового ресурсу накопичувачів та допустимих режимів їх експлуатації при формуванні інженерних рішень;
- підготовки сценаріїв роботи системи у разі втрати зовнішньої мережі, переходу до автономного режиму;
- оцінювання вимог до інверторних джерел, систем автоматизації, диспетчерського керування та моніторингу параметрів електрозабезпечення.

Використання результатів дисертаційного дослідження дозволяє підвищити обґрунтованість технічних рішень щодо побудови локальних комбінованих систем електрозабезпечення, забезпечити кращу узгодженість між режимами роботи ВДЕ, УЗЕ та критичного навантаження, а також зменшити ризики втрати живлення телекомунікаційного та серверного обладнання під час аварійних або перехідних режимів.

Директор **Олег СЕНЬКОВ**

Телефон: +380(44)3900035
Електронна пошта: info@smartsynergy.com.ua
Сайт: http://www.smartsynergy.com.ua

СУЧАСНІ
ІНЖЕНЕРНІ МЕРЕЖІ
Живи майбутнім

Товариство з обмеженою відповідальністю
«Проектно-виробнича компанія «СУЧАСНІ ІНЖЕНЕРНІ МЕРЕЖІ»
Україна, 04073, м. Київ, вул. Сирецька, 9
044-281-23-71
www.sim.com.ua

Довідка

про використання в діяльності ТОВ «ПВК «СІМ» результатів дослідження, отриманих у дисертаційній роботі Хомутова Сергія Володимировича

Товариство з обмеженою відповідальністю «Проектно-виробнича компанія «Сучасні Інженерні Мережі» (ТОВ «ПВК «СІМ») підтверджує, що окремі наукові результати та практичні рекомендації, отримані Хомутовим С.В. у межах роботи над темою **«Багаторівневе адаптивне керування режимами роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення з відновлюваними джерелами та установками зберігання електроенергії»**, були використані в діяльності підприємства під час виконання робіт, пов'язаних із впровадженням установок зберігання електроенергії у складі локальних комбінованих систем електрозабезпечення об'єктів із критичним навантаженням.

У практичній діяльності підприємства результати дослідження використовуються для аналізу режимів роботи локальних комбінованих систем електрозабезпечення, оцінювання впливу установок зберігання електроенергії на забезпечення критичного навантаження, а також для підготовки технічних рішень щодо інтеграції таких установок у системи електрозабезпечення з відновлюваними джерелами енергії.

Зокрема, практичне значення мають наукові положення та методичні підходи щодо:

- формування сценаріїв роботи установок зберігання електроенергії у складі локальних систем електрозабезпечення;
- визначення раціональних режимів заряджання та розряджання установок зберігання електроенергії;
- оцінювання впливу установок зберігання електроенергії на надійність, енергоефективність та економічні показники об'єкта;
- підвищення ефективності використання відновлюваних джерел енергії в поєднанні з установками зберігання електроенергії;
- підготовки інженерних рішень для об'єктів із підвищеними вимогами до безперервності та якості електрозабезпечення.

Результати дисертаційного дослідження можуть використовуватися у проєктних, аналітичних та інженерних роботах, пов'язаних із впровадженням сучасних енергетичних технологій, інтеграцією відновлюваних джерел енергії та розвитком локальних комбінованих систем електрозабезпечення з установками зберігання електроенергії.

Директор ТОВ «ПВК «СІМ» _____ **Ігор Борисенко**