Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Гілевич Катерина Миколаївна

УДК 621.314

ДИСЕРТАЦІЯ

ОЦІНЮВАННЯ УЗГОДЖЕНОСТІ РЕЖИМІВ МІКРОМЕРЕЖ З ЛОКАЛЬНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

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 _____ Гілевич К.М.

Наукові керівники:

Бориченко Олена Володимирівна, кандидат технічних наук, доцент
Калінчик Василь Прокопович, кандидат технічних наук, професор

Київ – 2026

АНОТАЦІЯ

Гілевич К.М. Оцінювання узгодженості режимів мікромереж з локальною генерацією електричної енергії. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії у галузі знань 14 Електрична інженерія за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2026.

Сучасний розвиток електроенергетики характеризується активним залученням відновлюваних джерел енергії, впровадженням цифрових технологій керування та розвитком децентралізованих енергетичних систем. Зростання частки розосереджених джерел генерації, таких як сонячні та вітрові електростанції, установки зберігання електроенергії та інші гнучкі енергетичні ресурси, зумовлює суттєві зміни у структурі електроенергетичних систем та принципів їх функціонування. Особливої актуальності ці процеси набувають у межах концепції розвитку мікромереж, які розглядаються як важливий елемент забезпечення енергетичної стійкості, підвищення надійності електропостачання та ефективного використання локальних енергетичних ресурсів.

У межах європейського енергетичного переходу, визначеного пакетом законодавчих ініціатив «Чиста енергія для всіх європейців» та директивою RED II, суттєво зростає роль активних споживачів, локальних енергетичних спільнот і механізмів гнучкого балансування попиту та пропозиції електроенергії. Внаслідок цього традиційна централізована модель функціонування електроенергетичних систем поступово трансформується у більш децентралізовану структуру, у якій значна частина генерації та керування режимами здійснюється на локальному рівні. Такі зміни

супроводжуються зростанням кількості змін режимів роботи системи та підвищенням динамічності процесів, що необхідно враховувати при формуванні умов балансування електроспоживання та генерування електричної енергії.

В період активного розвитку мікромереж особливої важливості набуває питання забезпечення узгодженості режимів роботи їх основних елементів – джерел локальної генерації, установок зберігання електроенергії та споживачів. Наявність нестабільної генерації від відновлюваних джерел енергії, нерівномірного електроспоживання та широкого використання силових електронних перетворювачів призводить до виникнення значної кількості перехідних режимів, що можуть супроводжуватися зміною співвідношень між напругою та струмом, появою додаткових реактивних складових та зміною напрямків потоків потужності у мережі.

Разом із тим існуючі підходи до аналізу режимів роботи електроенергетичних систем здебільшого ґрунтуються на оцінюванні окремих електромагнітних параметрів лише у фіксованих часових перерізах. Такі підходи дозволяють оцінювати значення напруги, струму, потужності або показників якості електроенергії у певний момент часу, проте не враховують структурних відмінностей між різними режимами функціонування системи та характеру їх змін у часі. У результаті цього ускладнюється можливість своєчасного виявлення зниження узгодженості режимів, що виникають у процесі переходів між різними станами роботи мікромережі.

Особливої актуальності ця проблема набуває для низьковольтних мікромереж з локальною генерацією, де зміни режимів можуть відбуватися з високою частотою внаслідок коливань генерації від відновлюваних джерел енергії, зміни навантаження або режимів роботи систем накопичення електроенергії. За таких умов виникає необхідність розроблення нових підходів до аналізу режимів, які дозволяють враховувати не лише значення окремих їх параметрів але й взаємозв’язок та динаміку змін між ними на послідовних часових інтервалах.

Дисертаційна робота спрямована на розв’язання науково-прикладної задачі розроблення підходу до оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі в умовах нестабільної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії. Основною ідеєю дослідження є використання структурного аналізу динамічних змін електромагнітних параметрів мережі для кількісного опису відмінностей між характерними режимами функціонування мікромережі.

Для досягнення поставленої мети у роботі сформовано узагальнену математичну модель динаміки процесів формування режимів роботи мікромережі, яка ґрунтується на аналізі змін напруги та струму на послідовних часових інтервалах. Такий підхід дозволяє описувати структуру режимів функціонування системи через нормовані відхилення основних електромагнітних параметрів та встановлювати взаємозв’язки між ними. У межах запропонованої моделі визначено інтегральний показник структурних відхилень зазначених режимів, що дозволяє кількісно характеризувати ступінь їх узгодженості.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у розробці принципово нового інтегрального показника структурних відхилень режимів мікромережі, пов’язаних з високим рівнем нестабільності генерування та споживання електричної енергії, який, на відміну від традиційних, враховує не лише величину окремих відхилень електромагнітних параметрів, а й взаємозв’язок та динаміку переходів між окремими режимами.

Такий підхід дозволяє більш повно описувати перехідні процеси формування режимів роботи мікромережі та виявляти характерні особливості їх змін у часі.

Показано, що підвищені значення інтегрального показника структурних відхилень відповідають умовам, для яких характерні інтенсивні перехідні процеси, значні зміни співвідношень між напругою та струмом, поява додаткових реактивних складових та зміна напрямків потоків потужності у

мережі. Це дозволяє використовувати запропонований показник як індикатор виникнення потенційно проблемних режимів функціонування мікромережі.

У межах дослідження здійснено алгоритмічну та програмну реалізацію запропонованого підходу у програмних середовищах Python та Excel. Це дозволило виконати чисельне моделювання режимів роботи мікромережі й динаміки їх змін та провести порівняльний аналіз різних форм представлення інтегрального показника при структурних відхилень. Зокрема, було досліджено лінійну та квадратичну форми подання показника, що відрізняються рівнем чутливості до змін режимних параметрів.

Встановлено, що лінійна форма інтегрального показника є зручною для загальної інженерної оцінки режимних відхилень та дозволяє швидко ідентифікувати періоди найбільшої зміни режимних параметрів. У свою чергу квадратична форма показника забезпечує підвищену чутливість до критичних режимів функціонування системи та дозволяє більш чітко виявляти потенційно проблемні сценарії роботи мікромережі.

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості застосування запропонованого аналітичного підходу для аналізу режимів роботи мікромереж із локальною генерацією. Зокрема, використання інтегрального показника узгодженості режимів дозволяє ідентифікувати проблемні часові інтервали у добовому профілі роботи мікромережі, що може бути використано для обґрунтування керуючих дій щодо оптимізації режимів роботи установок зберігання електроенергії та вибору стратегій керування джерелами з інверторним інтерфейсом з метою запобігання виникненню небажаних збурень.

Отримані результати можуть бути у подальшому використані при вирішенні широкого кола завдань, пов’язаних із дослідженням та оптимізацією стаціонарних і перехідних режимів функціонування мікромереж, розробленням алгоритмів керування локальними енергетичними ресурсами та підвищенням загальної ефективності процесів забезпечення споживачів електричною енергією.

Ключові слова: мікромережа, установки зберігання енергії, узгодженість режимів, показники динаміки зміни режимів, інтегральний показник, енергетичні спільноти, змінна генерація, нерівномірне електроспоживання, якість електричної енергії, відновлювані джерела енергії, втрати енергії, відновлювані джерела енергії.

Основні результати дисертаційної роботи отримані під науковим керівництвом доктора технічних наук, професора Денисюка С.П.

Список публікацій: За результатами дисертаційного дослідження опубліковано 6 наукових праць, у тому числі 4 статей у наукових фахових виданнях України (категорія Б), в т.ч. 1 стаття у якій число співавторів (разом із здобувачем) більше двох осіб; 1 колективний розділ в монографії, що індексується у Scopus, а також 1 теза виступу на науковій конференції.

[1] Денисюк С.П., Бєлоха Г.С., Чернещук І.С., Гілевич К.М. Моніторинг ефективності роботи в локальних електроенергетичних системах. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2024. Вип. 69. С. 46–55. DOI: https://doi.org/10.15407/publishing2024.69.046.

Особистий внесок здобувача: збір, систематизація та верифікація експериментальних даних щодо режимів споживання та генерації електроенергії в ЛЕС, їх статистична обробка та підготовка розрахункових масивів, числові розрахунки на основі алгоритмів, запропонованих авторами, участь у підготовці розділів із описом експериментального прикладу й отриманих результатів., 0,15 друк. арк.

Внесок Денисюка С.П.: формування наукової ідеї дослідження, постановка задач моніторингу ефективності роботи ЛЕС, методологічне керівництво, 0,30 друк. арк.

Внесок Бєлохи Г.С.: аналіз показників ефективності роботи локальних електроенергетичних систем, оцінка результатів моніторингу, 0,15 друк. арк.

Внесок Чернещука І.С.: характеристика методології неінтрузивного Smart-моніторингу з використанням програм керування попитом ЛЕС будівлі, алгоритми мінімізації втрат електроенергії за рахунок вирівнювання графіків

електроспоживання з вирішенням задачі балансування попиту та пропозиції, 0,25 друк. арк.

[2] Гілевич К.М. Аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 2 (76). С. 14–26. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303068.

[3] Денисюк С.П., Гілевич К.М. Оптимізація використання розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах за критерієм мінімуму втрат електроенергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. № 4 (74). С. 7–21. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290880.

Особистий внесок здобувача: розроблення математичних моделей і алгоритмів оцінювання втрат електроенергії в локальних електроенергетичних системах, виконання числових розрахунків та аналіз отриманих результатів, 0,50 друк. арк.

Внесок Денисюка С.П.: формування наукової ідеї дослідження, постановка задачі оптимізації, участь у розробленні математичних моделей і алгоритмів, виконання розрахунків та узагальнення результатів дослідження, 0,50 друк. арк.

[4] Гілевич К.М. Співставний аналіз реалізації бізнес-моделей просюмерів з відновлюваними джерелами енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. № 1 (71). С. 64–81. DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2023.275998.

[5] Denysiuk S., Hilevych K. Assessment of the Efficiency of Microgrid Operation Based on the Decomposition of Energy Processes. Selected Problems III. Springer, Cham, 2024. P. 279–302. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_13.

Особистий внесок здобувача: формалізація підходу до опису енергетичних процесів у мікромережі на основі декомпозиції потужності Фризе, узагальнення аналітичних залежностей та їх адаптація для оцінювання

режимних характеристик, інтерпретація отриманих результатів з позиції узгодженості параметрів напруги та струму, підготовка та структуризація тексту розділу, 0,50 друк. арк.

Внесок Денисюка С.П.: формування наукової ідеї дослідження та постановка задач, розроблення математичного апарату та аналітичних залежностей, виконання основного обсягу розрахунків і досліджень енергетичних процесів у мікромережі, узагальнення отриманих результатів та наукове редагування матеріалу, 0,50 друк. арк.

[6] Гілевич К.М. Оцінка стану локальних енергетичних систем: системи змінного, постійного чи постійно-змінного типу / К.М. Гілевич. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS’23». 22–24 листопада 2023 р. м. Київ. С. 51-53.

ABSTRACT

Hilevych K.M. Evaluation of operating mode coordination of microgrids with local electrical energy generation. – Qualification scientific work as a manuscript. Dissertation submitted for the degree of Doctor of Philosophy (PhD) in the field of knowledge 14 Electrical Engineering, specialty 141 Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, 2026.

The modern development of the electric power industry is characterized by the active integration of renewable energy sources, the implementation of digital control technologies, and the advancement of decentralized energy systems. The increasing share of distributed generation sources, such as solar and wind power plants, energy storage systems, and other flexible energy resources, leads to significant changes in the structure of electric power systems and the principles of their operation. These processes become particularly relevant within the framework of microgrid development, which is considered a key element in ensuring energy resilience, improving power supply reliability, and enabling efficient utilization of local energy resources.

Within the European energy transition, defined by the legislative package "Clean Energy for All Europeans" and the RED II Directive, the role of active consumers, local energy communities, and flexible demand–supply balancing mechanisms is significantly increasing. As a result, the traditional centralized model of electric power system operation is gradually transforming into a more decentralized structure, where a substantial portion of generation and operational control is performed at the local level. These transformations are accompanied by an increasing number of operating mode changes and higher process dynamics, which must be taken into account when forming conditions for balancing electricity consumption and generation.

During the active development of microgrids, ensuring the coordination of operating modes of their main elements local generation sources, energy storage

systems, and consumers becomes particularly important. The presence of unstable generation from renewable energy sources, uneven electricity consumption, and the widespread use of power electronic converters leads to a significant number of transient modes, which may be accompanied by changes in the relationship between voltage and current, the appearance of additional reactive components, and changes in power flow directions within the network.

At the same time, existing approaches to analyzing operating conditions of electric power systems are predominantly based on the evaluation of individual electromagnetic parameters at fixed time instants. Such approaches make it possible to assess voltage, current, power, or power quality indicators at a specific moment in time; however, they do not account for structural differences between various operating modes and the nature of their temporal evolution. As a result, the timely detection of a decrease in the consistency of operating modes occurring during transitions between different states of microgrid operation becomes significantly more difficult.

This issue is particularly critical for low-voltage microgrids with local generation, where operating mode changes may occur at high frequency due to fluctuations in renewable generation, load variations, or changes in the operating modes of energy storage systems. Under such conditions, there is a need to develop new approaches to operating mode analysis that consider not only the values of individual parameters but also their interrelationships and the dynamics of their variation over successive time intervals.

The dissertation is aimed at solving a scientific and applied problem of developing an approach for evaluating the consistency of microgrid operating modes under conditions of unstable generation and non-uniform electricity consumption. The main idea of the study is to apply structural analysis of dynamic changes in the electromagnetic parameters of the network to quantitatively describe differences between characteristic operating modes of the microgrid.

To achieve this goal, a generalized mathematical model of the dynamics of microgrid operating mode formation processes has been developed. This model is

based on the analysis of voltage and current variations over successive time intervals. Such an approach enables the description of the structure of system operating modes through normalized deviations of key electromagnetic parameters and the establishment of relationships between them. Within the framework of the proposed model, an integral indicator of structural deviations of operating modes has been defined, which allows a quantitative characterization of their degree of consistency.

The scientific novelty of the obtained results lies in the development of a fundamentally new integral indicator of structural deviations of microgrid operating modes associated with a high level of variability in generation and consumption. In contrast to traditional approaches, the proposed indicator accounts not only for the magnitude of individual deviations of electromagnetic parameters but also for their interrelationships and the dynamics of transitions between operating modes.

This approach enables a more comprehensive description of transient processes involved in the formation of microgrid operating modes and allows the identification of characteristic features of their temporal evolution.

It has been demonstrated that increased values of the integral indicator of structural deviations correspond to conditions characterized by intensive transient processes, significant changes in the voltage–current relationship, the appearance of additional reactive components, and variations in power flow directions within the network. This makes it possible to use the proposed indicator as an indicator of the occurrence of potentially problematic operating modes of a microgrid.

Within the study, the proposed approach has been implemented algorithmically and programmatically in Python and Excel environments. This enabled numerical simulation of microgrid operating modes and their dynamic behavior, as well as a comparative analysis of different forms of representation of the integral indicator of structural deviations. In particular, linear and quadratic forms of the indicator were investigated, differing in their sensitivity to changes in operating parameters.

It has been established that the linear form of the integral indicator is convenient for general engineering assessment of operating deviations and allows rapid

identification of periods with the most significant changes in operating parameters. In turn, the quadratic form provides increased sensitivity to critical operating conditions and enables more accurate detection of potentially problematic microgrid operating scenarios.

The practical significance of the obtained results lies in the possibility of applying the proposed analytical approach to the analysis of operating modes of microgrids with local generation. In particular, the use of the integral indicator of operating mode consistency makes it possible to identify problematic time intervals in the daily operating profile of a microgrid. This can be used to justify control actions aimed at optimizing the operating modes of energy storage systems and selecting control strategies for inverter-interfaced sources in order to prevent undesirable disturbances.

The obtained results can be further applied to a wide range of tasks related to the analysis and optimization of steady-state and transient operating modes of microgrids, the development of control algorithms for local energy resources, and the improvement of overall efficiency of electricity supply processes.

Keywords: microgrid, energy storage systems, operating mode consistency, indicators of operating mode dynamics, integral indicator, energy communities, variable generation, non-uniform electricity consumption, power quality, renewable energy sources, energy losses.

List of publications: Based on the results of the dissertation research, 6 scientific publications have been produced, including 4 articles published in Ukrainian peer-reviewed scientific journals (Category B), among which 1 article was co-authored by more than two authors (including the applicant); 1 collective chapter in a monograph indexed in Scopus; as well as 1 conference proceeding paper.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ 15
ВСТУП 16
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ РОЗВИТКУ МІКРОМЕРЕЖ В УМОВАХ ЦИФРОВОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ 23
1.1 Огляд моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації в європейських країнах 23
1.2 Аналіз методів оцінки стану мікромереж та локальних енергетичних систем з джерелами розосередженої генерації 50
1.3 Особливості аналізу динаміки змін енергетичних процесів з врахуванням додаткових втрат електроенергії в мікромережах 52
Висновки до розділу 55
РОЗДІЛ 2 56
ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВТРАТ НА УЗГОДЖЕНІСТЬ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖ 56
2.1 Аналіз складових втрат електроенергії в мікромережах 56
2.2 Оцінювання впливу відхилень електричних параметрів на режими роботи мікромереж з локальними джерелами генерації в умовах динамічних змін 60
2.3 Оцінювання впливу нерівномірності генерації та споживання електроенергії на параметри перехідних режимів та техніко-економічні характеристики мікромережі 67
Висновки до розділу 87
РОЗДІЛ 3 ОЦІНКА УЗГОДЖЕНОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖІ 88
3.1 Особливості зміни режимів роботи мікромережі 88
3.2 Формування інтегрального показника оцінювання зміни режимів роботи в мікромережі 91
3.3 Оцінювання узгодженості режимів мікромережі при зміні режимних параметрів 109
Висновки до розділу 123
РОЗДІЛ 4 РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ОЦІНЮВАННЯ УЗГОДЖЕНОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖІ 125

4.1 Застосування алгоритму узгодженості режимів мікромережі 125
4.2 Моделювання показника узгодженості режимів мікромережі 137
4.3 Застосування інтегрального показника узгодженості в задачах керування режимами мікромережі 153
Висновки до розділу 157
ВИСНОВКИ 158
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 160
ДОДАТОК А Програмна реалізація алгоритму оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі 168
ДОДАТОК Б Результати розрахунку показників узгодженості режимів мікромережі 173
ДОДАТОК В Довідка про впровадження результатів дисертаційної роботи 176
ДОДАТОК Д Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації 178

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

RED II – Renewable Energy Directive II (Директива (ЄС) 2018/2001 Європейського Парламенту та Ради про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел)

P2P-торгівля – peer-to-peer (прямий обмін між учасниками)

V2G – Vehicle-to-Grid (від транспортного засобу до електромережі)

ЄС – Європейський Союз

ДРГ – джерела розосередженої генерації

ОСР – оператор системи розподілу

ОСП – оператор системи передачі

СО – системний оператор

ВЕК – віртуальна енергетична компанія

УЗЕ – установки зберігання електричної енергії

ЛЕК – локальна енергетична компанія

ЕСК – енергосервісна компанія

ПМС – провайдер мобільного сервісу

ВЕС – вітрова електростанція

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний розвиток електроенергетики характеризується зростанням кількості мікромереж, функціонування яких відбувається в умовах змінної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії. Такий характер динамічної зміни режимів зумовлює ускладнення аналізу електромагнітних процесів і підвищує чутливість систем до узгодженості між напругою та струмом упродовж добового циклу роботи.

У наявних мікромережах режими роботи формуються під впливом випадкових змін навантаження, нестабільної генерації та особливостей взаємодії між джерелами, споживачами та установками зберігання електроенергії. За таких обставин традиційні підходи до аналізу режимів, що ґрунтуються на оцінюванні окремих електричних параметрів у фіксованих умовах, не забезпечують повного уявлення про характер структурних відхилень між режимами та динаміку переходів між ними.

Відсутність кількісних індикаторів, які дозволяли б узагальнено оцінювати ступінь узгодженості зміни режимів роботи мікромережі в часі, ускладнює виявлення критичних умов їх функціонування та обґрунтування рішень щодо використання установок зберігання електроенергії або балансування джерел енергії і навантажень. Це обмежує можливості аналітичної діагностики зміни режимів з урахуванням динаміки процесів та, тим самим, знижує інформативність та адекватність результатів розрахунків.

У зв’язку з цим актуальною є задача розроблення системи оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі, яка базується на узагальненому аналізі змін напруги та струму, враховує взаємозв’язок між змінами режимів та забезпечує кількісне визначення рівня узгодженості режимів упродовж заданого часового інтервалу.

Розв’язання цієї задачі створює теоретичну основу для поглибленого аналізу стаціонарних і перехідних режимів мікромереж, підвищує об’єктивність оцінювання їх функціонального стану та забезпечує можливість виявлення критичних режимів у мікромережах зі змінною генерацією та нерівномірним споживанням електричної енергії.

Зв’язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана на кафедрі електропостачання Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» в межах наукових досліджень, що відповідають пріоритетним напрямам розвитку науки і техніки, визначеним Міністерством освіти і науки України, зокрема:

- розвиток та дослідження мікромереж в умовах змінної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії;
- розроблення систем оцінювання та аналітичних залежностей для кількісного визначення динаміки змін режимів роботи мікромереж.

Результати дисертаційної роботи узгоджуються з тематикою наукових досліджень кафедри електропостачання та спрямовані на розв’язання актуальних науково-прикладних задач аналізу режимів роботи наявних та перспективних мікромереж.

Метою дисертаційної роботи є розробка та впровадження системи оцінювання ступеню узгодженості режимів роботи мікромереж за умов зміни їх режимних параметрів для своєчасного виявлення критичних ситуацій та узгодження параметрів джерел генерації і рівнів навантаження з обґрунтуванням використання установок зберігання електроенергії (УЗЕ).

Поставлена мета вимагає розв’язання таких задач:

- проаналізувати особливості формування режимів роботи мікромережі в умовах змінної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії;
- дослідити характер зміни електромагнітних параметрів мікромережі у часі та виявити взаємозв’язок між ними;

- обґрунтувати доцільність застосування системи оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі на основі аналізу змін напруги та струму;
- сформувати інтегральний показник оцінювання узгодженості режимів мікромережі, що враховує динаміку зміни параметрів та взаємозв'язок між ними;
- розробити алгоритм оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі у заданому часовому інтервалі;
- здійснити програмну реалізацію розробленої системи оцінювання узгодженості режимів мікромережі та дослідити її застосування в умовах змінної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії.

Об'єкт дослідження – режими функціонування мікромереж з локальними джерелами електричної енергії в умовах нестабільних рівнів її генерації.

Предмет дослідження – аналітичні методи та показники оцінювання динаміки структурних відхилень режимів роботи мікромережі в умовах змінної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії.

Інформаційною основою для дослідження слугували наукові публікації вітчизняних і зарубіжних авторів, присвячені аналізу режимів роботи локальних електроенергетичних систем і мікромереж, зокрема статті у фахових наукових виданнях, монографії, матеріали конференцій, а також електронні наукові ресурси, в яких розглядаються особливості функціонування систем зі змінною генерацією та нерівномірним споживанням електричної енергії.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Вперше теоретично обґрунтовано та розроблено систему визначення нового інтегрального показника, який дає змогу всебічно оцінити ступінь узгодженості зміни режимів роботи мікромереж завдяки одночасному

урахуванню як значень відхилень електромагнітних параметрів, так і зв'язку та динаміки переходів між ними.

2. Набули подальшого розвитку методичні засади моделювання режимів роботи мікромереж завдяки урахуванню впливу змін режимних параметрів, що є важливим фактором в умова суттєвої неоптимальності навантаження та вихідної потужності локальних відновлюваних джерел енергії, та дозволяє підвищити адекватність визначення комплексу показників, які характеризують загальну ефективність функціонування мікромережі.

3. Удосконалено теоретичні засади та розроблено рекомендації стосовно використання інтегрального показника структурних відхилень режимних параметрів, пов’язаних з різкою зміною рівнів навантаження та/або локальної генерації, для виявлення потенційно небезпечних режимів роботи мікромереж з метою їх своєчасного запобігання.

Практичне значення одержаних результатів полягає у можливості застосування розробленої системи оцінювання узгодженості режимів роботи електричних мереж низької напруги та мікромереж на основі інтегрального показника, сформованого за відхиленнями напруги та струму, в умовах змінної генерації та нерівномірного електроспоживання.

Отримані результати забезпечують кількісне оцінювання режимів електричних мереж і мікромереж з урахуванням змін режимних параметрів у послідовних часових інтервалах, що дозволяє виконувати їх порівняльний аналіз для різних режимних станів. Це створює можливість виконання ретроспективного, поточного та прогнозного оцінювання режимів роботи мікромереж з позицій рівня узгодженості, визначеного на основі інтегрального показника відхилень напруги та струму.

Запропонована система оцінювання дозволяє здійснювати кількісне визначення рівня узгодженості режимів на основі аналізу нормованих відхилень напруги та струму між послідовними режимами, що забезпечує своєчасне виявлення режимів із підвищеним рівнем узгодженості та зростанням втрат електричної енергії.

Отримані результати надають можливість виконання ретроспективного, поточного та прогнозного оцінювання зміни режимів роботи мікромереж з позицій узгодженості електромагнітних процесів та пов’язаних із цим додаткових втрат електроенергії.

Результати дослідження можуть бути використані для обґрунтування доцільності впровадження установок зберігання електроенергії у мікромережах, вибору режимів їх роботи та оцінювання їх впливу на рівень узгодженості режимів і втрати електроенергії, що визначає перспективність подальшого розвитку досліджень у цьому напрямі.

Науково-практичні результати дисертаційної роботи, зокрема підходи до аналізу рівнів узгодженості режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії, були використані в діяльності ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі», що підтверджено відповідною довідкою про використання результатів дисертаційних досліджень.

Матеріали дисертаційної роботи також можуть бути використані в освітньому процесі при підготовці здобувачів вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» під час викладання дисциплін, пов’язаних з аналізом режимів роботи мікромереж або локальних електроенергетичних систем.

Особистий внесок здобувача. Усі наукові результати, теоретичні положення та висновки, що становлять основний зміст дисертаційної роботи, отримані автором особисто. Дисертаційна робота є самостійно виконаною науковою працею, у якій розв’язано науково-прикладну задачу розроблення аналітичного підходу до оцінювання структурних відхилень режимів роботи мікромережі в умовах змінної генерації та нерівномірного споживання електричної енергії.

У наукових працях, опублікованих у співавторстві, особистий внесок здобувача полягає у формуванні постановки задачі дослідження, розробленні

аналітичних підходів до аналізу змін режимів роботи мікромережі, проведенні чисельних розрахунків, аналізі та інтерпретації отриманих результатів.

Зокрема, у публікації [52] здобувачем виконано збір, систематизацію та верифікацію експериментальних даних щодо режимів споживання та генерації електроенергії в локальних електроенергетичних системах, здійснено їх статистичну обробку та підготовку розрахункових масивів. Реалізовано числові розрахунки на основі запропонованих алгоритмів, а також взято участь у підготовці розділів, присвячених опису експериментального прикладу та інтерпретації отриманих результатів.

У публікації [20] здобувачем запропоновано підхід до оптимізації використання розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах за критерієм мінімуму втрат електроенергії та виконано аналіз впливу режимних параметрів на величину цих втрат.

У публікації [36] здобувачем розроблено аналітичний підхід до оцінювання ефективності роботи мікромережі на основі декомпозиції енергетичних процесів, виконано алгоритмічну реалізацію розрахунку відповідних аналітичних співвідношень та здійснено аналіз результатів моделювання.

В одноосібних публікаціях [4, 29] здобувачем проведено порівняльний аналіз бізнес-моделей просюмерів з відновлюваними джерелами енергії, а також виконано аналіз рівнів узгодженості режимів електричних мереж низької напруги з урахуванням динаміки процесів за умов мінливості генерації та споживання електроенергії.

Усі результати, використані в дисертації, отримані особисто здобувачем або за його безпосередньої участі, наведені з посиланням на відповідні публікації та не порушують прав співавторів.

Апробація роботи. Основні наукові положення та результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на вітчизняних і міжнародних науково-технічних конференціях, зокрема: 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2020), травень 2020 р., у

доповіді “Reliability assessment in local power systems with renewables” (у співавторстві з D. Derevianko), матеріали міжнародної конференції, що індексуються у базі Scopus; IEEE 9th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2024), 29–31 жовтня 2024 р., м. Київ, Україна, у доповіді “Assessment of the Levels of Nonoptimal Modes of Transactive Energy Systems with Unevenness of Energy Generation and Consumption”; XVII Науково-технічна конференція Навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту «Енергетика. Екологія. Людина», 29 квітня 2025 р., м. Київ, у доповіді «Керування попитом активних споживачів»; Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника, 12 квітня 2023 р., м. Київ, у доповіді «Огляд енергороутерів»; Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетика України: відновлення та модернізація – 2023», м. Київ, 2023 р., у доповіді «Механізми підвищення ефективності просюмерів на основі формування енергороутерів» (у співавторстві з С.П. Денисюком); IX Міжнародна науково-практична та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS’23», 22–24 листопада 2023 р., м. Київ, у доповіді «Оцінка стану локальних енергетичних систем: системи змінного, постійного чи постійно-змінного типу».

Публікації. За результатами дисертаційного дослідження опубліковано 6 наукових праць, у тому числі 4 статті у наукових фахових виданнях та 1 колективний розділ у монографії, а також 1 теза виступу на науковій конференції.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та списку використаних джерел. Загальний обсяг дисертації становить 178 сторінок, у тому числі 159 сторінки основного змісту, 26 рисунків, 7 таблиць, список використаних джерел із 61 найменувань. Додатки містять документи впровадження результатів роботи, список публікацій за темою дисертації.

РОЗДІЛ 1
ОСОБЛИВОСТІ РОЗВИТКУ МІКРОМЕРЕЖ В УМОВАХ ЦИФРОВОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Огляд моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації в європейських країнах

Розвиток ринку електричної енергії супроводжується зростанням частки локальної генерації та активною участю споживачів у процесах виробництва і споживання електроенергії. У роботі враховано положення законодавчого пакета «Чиста енергія для всіх європейців» та Директиви RED II, а також практики країн ЄС щодо інтеграції розподіленої генерації у локальні ринки, використання цифрових платформ і гнучких тарифів.

У підрозділі 1.1 проведено аналіз наукових досліджень [1–19], присвячених функціонуванню мікромереж та локальних електроенергетичних систем із джерелами розосередженої генерації. У межах аналізу розглянуто особливості формування тарифів та економічного функціонування відповідних моделей, а також взаємодію основних учасників ринку електричної енергії (активних споживачів, постачальників, операторів систем розподілу, агрегаторів). На цій основі виконано узагальнення моделей функціонування мікромереж та визначено ключові умови інтеграції розподіленої генерації з метою обґрунтування можливостей їх адаптації до умов функціонування електроенергетичних систем України в умовах воєнних дій, підвищення стійкості електропостачання споживачів та розвитку децентралізованих схем електропостачання.

Зокрема, у дослідженні PROSEU (2020) представлено модель «Basic Prosumer» («Базовий активний споживач»), яка описує функціонування активного споживача в умовах участі у ринкових механізмах через ліцензованого постачальника. Така модель передбачає можливість здійснення операцій купівлі та продажу електроенергії, отримання компенсацій та застосування тарифних стимулів, водночас передбачаючи участь у покритті

витрат на використання мережевої інфраструктури. Активний споживач може взаємодіяти з ринком через постачальника, який виконує функції балансування, розрахунків та забезпечення доступу до енергетичної інфраструктури.

На відміну від цього підходу, німецька модель орієнтована на автономне функціонування споживача, який поєднує функції генерації та споживання електроенергії. У межах такої моделі забезпечується пряме самоспоживання електроенергії, мінімізується взаємодія з централізованою мережею та підвищується енергетична незалежність споживача. Надлишкова електроенергія може передаватися до мережі з відповідною компенсацією, що визначається регуляторними механізмами.

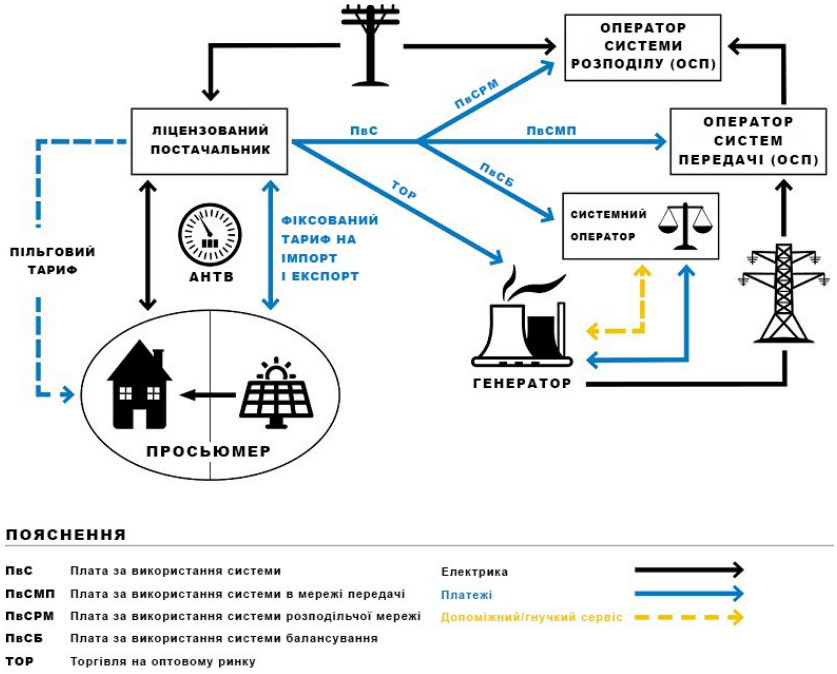


Рисунок 1.1 – Бізнес-модель енергетичних систем №1: Базовий активний споживач [4]

На відміну від британської моделі, що функціонувала завдяки системі субсидій та участі ліцензованого постачальника, німецька бізнес-модель енергетичної системи №2 («Базовий активний споживач») ґрунтується на принципі прямого самоспоживання електроенергії . Її визначальними умовами є:

1) Споживач та власник генеруючої установки поєднані в одній особі, виконуючи взаємозалежні функції.;

2) Фізична близькість між джерелом виробництва та точкою споживання забезпечує ефективність енергетичного процесу;

3) Енергопостачання здійснюється автономно, без залучення центральної або загальної мережевої інфраструктури.

У подібній моделі надлишкова електроенергія може передаватися оператору системи розподілу (ОСР) (рис. 1.2), який зобов'язаний виплачувати компенсацію за фіксованим пільговим тарифом. Для реалізації цього механізму активний споживач укладає угоду з офіційно акредитованим постачальником, котрий виконує роль посередника. Основні функції такого посередника включають здійснення фінансових розрахунків за використання енергетичної інфраструктури, а також участь в операціях на оптовому ринку для компенсації енергетичних дефіцитів у періоди несприятливих умов для генерації.

Попри очевидні переваги цієї моделі, водночас виникають і певні ризики. Практика індивідуального споживання в рамках децентралізованої системи супроводжується низкою непрямих субсидій, зокрема зменшення доходів від мережевих платежів та уникнення сплати податків за спожиту енергію, що безпосередньо використовується для власних потреб. Такі аспекти здатні породжувати дисбаланс у фінансуванні мережевої інфраструктури, а також ставити під сумнів принципи справедливого розподілу витрат між учасниками ринку. Крім того, за умов масового впровадження таких моделей зростає ризик перехресного субсидіювання між активними та пасивними споживачами, що може призводити до підвищення тарифного навантаження на останніх. У довгостроковій перспективі це потребує перегляду підходів до тарифоутворення та формування нових механізмів компенсації витрат на утримання та розвиток електричних мереж [1].

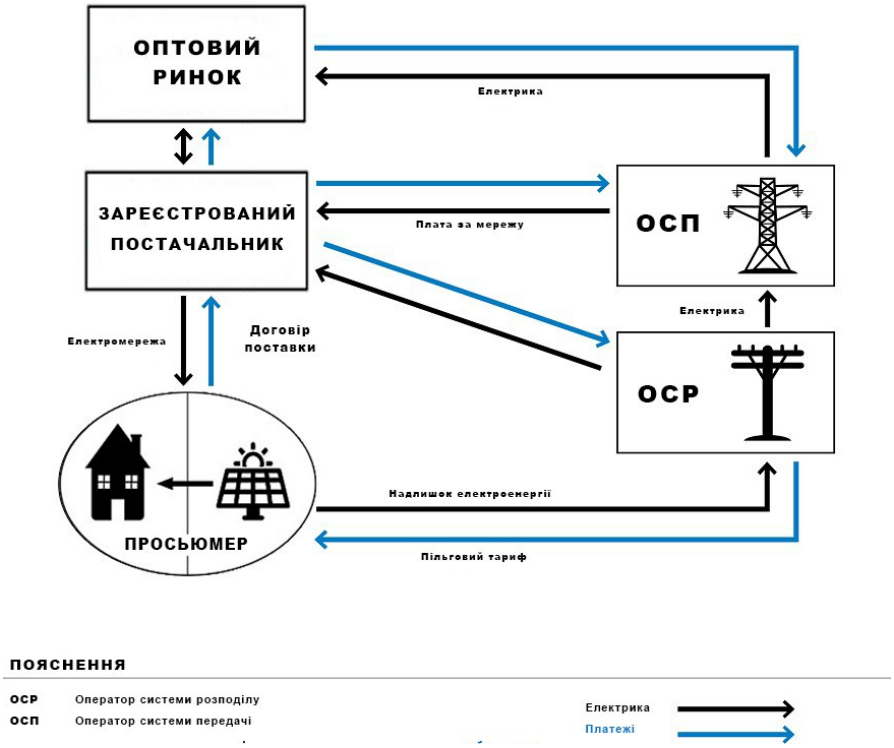


Рисунок 1.2 – Бізнес-модель енергетичних систем №2: Базовий активний споживач у Німеччині [4]

Подальший розвиток німецької практики розвитку енергетичних систем із активним споживачем знайшла своє відображення у бізнес-моделі №3 під назвою «Mieterstrom» («Електроенергія орендаря»). Відмінною рисою цієї моделі, порівняно з базовим самоспоживанням (модель №2), є розширення концепції споживання за рахунок можливості передачі електроенергії від власника багатоквартирного будинку до його орендарів (рис.1.3).

Ця модель передбачає використання невеликих фотоелектричних установок, які встановлюються на дахах житлових будівель. Завдяки цьому орендодавець має змогу постачати електроенергію мешканцям без додаткових податкових зобов'язань, що з економічної точки зору робить схему привабливою. Водночас така організація енергопостачання сприяє підвищенню рівня локального використання відновлюваної енергії та зменшенню навантаження на розподільчі мережі [1].

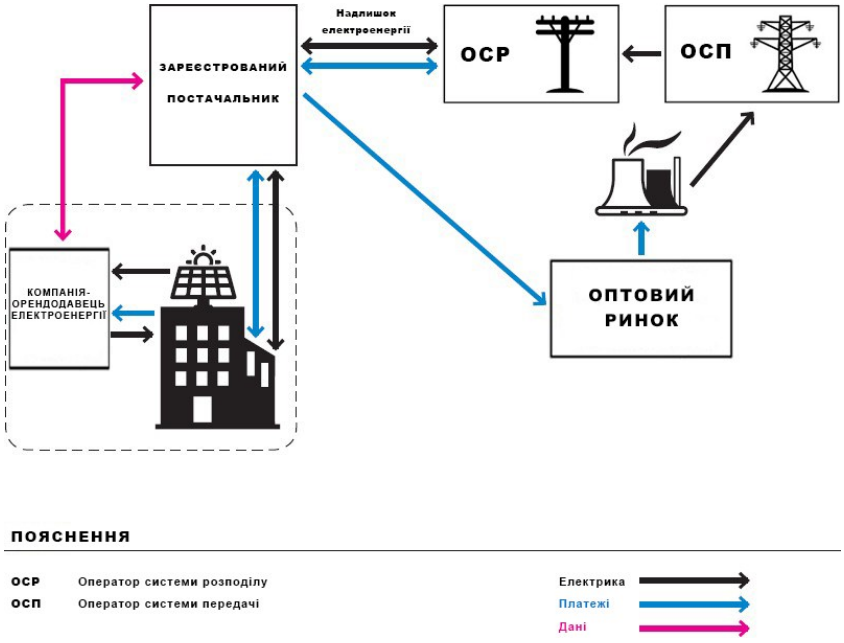


Рисунок 1.3 – Бізнес-модель енергетичних систем №3: Електроенергія орендаря у Німеччині [4]

Для ефективної реалізації такого механізму необхідним є точний облік споживання, який може вести як сам власник будівлі, так і залучена енергосервісна компанія. У випадках дефіциту локально виробленої енергії орендарі отримують додаткові обсяги електроенергії від загальнодержавного постачальника. У результаті споживачі отримують два види рахунків: один – за енергію з місцевої установки, інший за електрику, імпортовану із зовнішньої мережі. Модель «Mieterstrom» має низку переваг, зокрема, вона дозволяє мешканцям придбавати електроенергію за цінами нижчими за ринкові, а орендодавцю отримувати прибуток у вигляді фінансового надлишку. Однак слід зазначити, що прибутковість для власника фотоелектричної установки може бути нижчою в порівнянні із механізмом «зеленого тарифу». Економічні вигоди досягаються перш за все завдяки уникненню витрат на користування електромережами та зниженню податкових платежів.

Однією з ключових особливостей цієї моделі є її організаційна гнучкість. У ситуації формування житлового кооперативу мешканці можуть стати співвласниками установок, отримуючи тим самим додаткові вигоди. Якщо ж

модель реалізує комерційна енергосервісна компанія, то для орендарів основними перевагами стають лише доступ до «зеленої» енергії, тоді як фінансові прибутки накопичуються у власника компанії. Недоліком моделі є значне адміністративне навантаження. Її реалізація вимагає створення окремої енергетичної організації, яка може забезпечити юридичний та бухгалтерський супровід угод.

Німецький підхід «Mieterstrom» акцентує увагу на розширенні власного споживання електроенергії в межах окремого будинку, тоді як іспанська модель набула більшого розвитку, інтегруючи концепцію колективного автоспоживання. Завдяки законодавчим змінам, запровадженим у 2018–2019 роках, мешканці тепер можуть не лише ділитися виробленою енергією в межах багатоквартирного будинку, але й створювати масштабні енергетичні кластери. Це сприяло формуванню двох основних моделей:

– перша модель базується на автоспоживанні в межах одного будинку. У рамках цієї схеми учасники споживають енергію від власної фотоелектричної установки. Кожен має окремий лічильник, а оператор системи розподілу забезпечує облік погодинних даних щодо виробництва та споживання. На основі цих даних постачальники формують рахунки, враховуючи внутрішнє виробництво енергії і зменшуючи податкове навантаження. Такий формат спрощує адміністративні процеси, роблячи модель зручною та ефективною;

– друга схема охоплює автоспоживання в межах 500 метрів або однієї низьковольтної лінії електропередач. У цьому випадку власника фотоелектричної установки реєструють як виробника зеленої енергії з правом її продажу надлишків на ринку. Споживачі підключаються до локальної мережі, мають власні лічильники і можуть обирати постачальників. За рахунок зниження витрат на передачу електроенергії ця модель забезпечує нижчу вартість для кінцевих користувачів.

Обидві моделі мають у своїй основі оператора системи розподілу, який відіграє ключову роль у забезпеченні прозорого обліку і справедливого розподілу енергії між учасниками (рис.1.4). Ліцензовані постачальники

залишаються відповідальними за покриття потреб у енергії в разі недостачі генерації. Іспанська концепція колективного автоспоживання демонструє ефективність і є яскравим прикладом вдалої енергетичної трансформації, що забезпечує більш доступні й гнучкі рішення для громади.

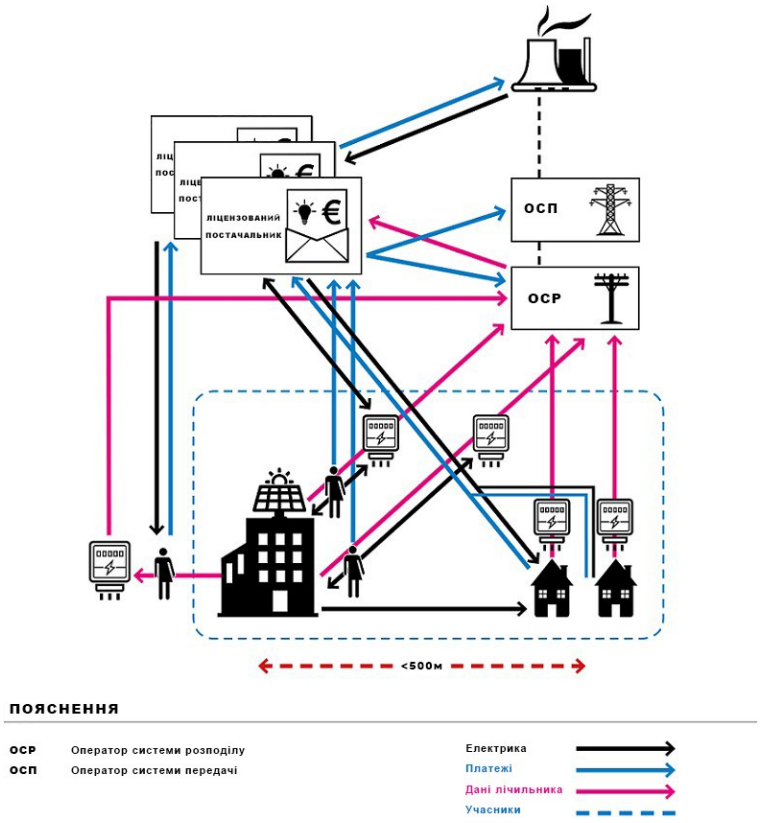


Рисунок 1.4 – Бізнес-модель енергетичних систем №4: Колективне автоспоживання (Іспанія) [4]

Іспанський досвід колективного автоспоживання демонструє, як зміни у нормативно-правовій базі можуть сприяти формуванню локальних енергетичних спільнот, об’єднуючи мешканців одного будинку або мікрорайону. Водночас цей підхід залишається обмеженим технічними параметрами: зокрема, вимогою до розташування в межах 500 метрів або використання низьковольтної лінії електропередачі. На відміну від цього, у Нідерландах була розроблена альтернативна модель, яка ґрунтується на податкових стимулах і кооперативній організації. Це дозволило зняти просторові обмеження, наявні в іспанській практиці. Механізм, відомий як

Postcoderoos, або «модель однієї вулиці», передбачає створення енергетичного кооперативу, до якого входять мешканці однієї чи кількох сусідніх вулиць або районів. У рамках кооперативу учасники спільно інвестують у розвиток відновлюваної енергетики, здебільшого в сонячні електростанції, та отримують пропорційну до своїх внесків частку виробленої енергії. Надлишкова електроенергія продається через ліцензованого постачальника, який виконує функції балансування енергосистеми та здійснює фінансові розрахунки (рис.1.5).

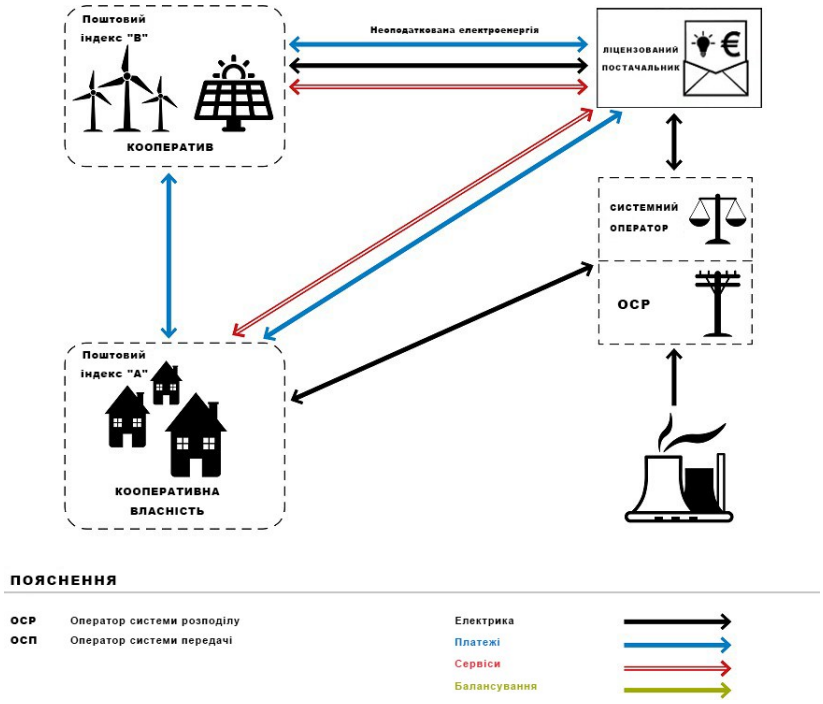


Рисунок 1.5 – Бізнес-модель енергетичних систем №5:
Модель однієї вулиці [4]

Основним драйвером економічної ефективності цієї моделі є податкові пільги за користування загальною електромережею, що надаються лише членам кооперативу. Завдяки цьому учасникам стає вигідною участь навіть при відносно низькому споживанні енергії. Наявність таких стимулів сприяє розвитку колективних форм просюмерства на противагу індивідуальним, а також генерує додаткові можливості для послуг: наприклад, монтаж обладнання, технічне обслуговування, адміністрування та ліцензування.

Таким чином, модель «Модель однієї вулиці» не лише скорочує витрати на електроенергію для кінцевих споживачів, але й стимулює виникнення соціальних структур енергетичних кооперативів, що формують колективну користь, недосяжну для окремих домогосподарств. Завдяки своїй соціальній спрямованості та інноваційності ця модель є однією з найперспективніших форм колективного просюмеризму в межах Європейського Союзу.

Нідерландська модель «однієї вулиці» наочно демонструє, як податкові стимули можуть сприяти утворенню кооперативів в межах існуючих мереж. У свою чергу, британський підхід пропонує альтернативу – створення локальних енергетичних мереж або мікромереж (microgrids), що орієнтовані на розв'язання проблем електропостачання у віддалених регіонах, де технічне підключення до загальної мережі або надзвичайно дороге, або складне . Шоста бізнес-модель «Мікромережі» передбачає роль активного споживача не лише як виробників і споживачів, а й власників низьковольтної інфраструктури, яка забезпечує електропостачання на місцевому рівні (рис.1.6). Такий підхід сприяє зниженню вартості підключення нових клієнтів та створює базис для функціонування віртуальної енергетичної компанії (ВЕК). ВЕК бере на себе ключові операційні задачі, зокрема облік споживання, виставлення рахунків та управління розподілом локальної генерації між користувачами. Особливості роботи ВЕК включають такі:

– використання власної системи вимірювання, що дає змогу впроваджувати гнучке тарифоутворення з можливістю встановлення зниженої вартості для імпорту та підвищеної, для експорту;

– стимулювання споживачів до оптимізації поведінки в пікові години виробництва завдяки ефективному розподілу навантажень у мікромережі;

– відсутність необхідності балансування безпосередньо у мікромережах, оскільки ця функція залишається за ліцензованими постачальниками, які погоджують тарифи на імпорт і експорт із ВЕК (рис.1.6).

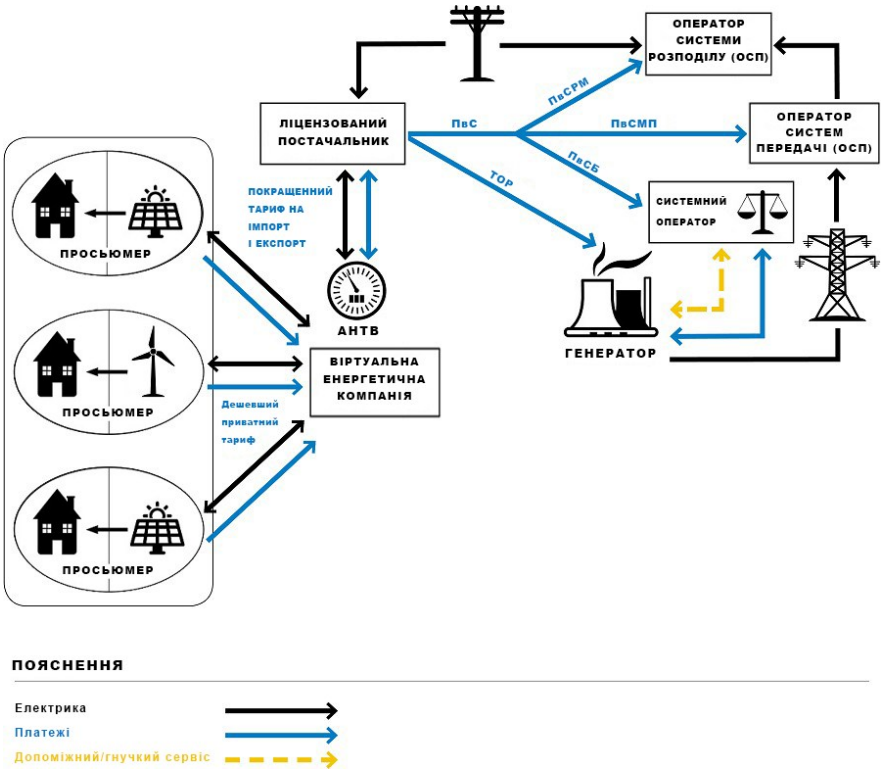


Рисунок 1.6 – Бізнес-модель енергетичних систем №6: Мікромережі [4]

Серед очевидних переваг моделі енергетичної системи «Мікромережі» можна виокремити зниження навантаження на магістральні системи передачі та розподілу, що зменшує витрати на послуги централізованої інфраструктури. Приватна мережа також має можливість інтегрувати як відновлювану енергетику, так і традиційні джерела енергії, забезпечуючи продаж надлишків виробництва через ліцензованих операторів. Це сприяє балансуванню ринку та скороченню видатків на додаткові послуги.

Проте є і недоліки. Масове впровадження приватних мереж може суттєво вплинути на доходи операторів системи розподілу через зменшення обсягів споживання магістральної енергії. Тому важливим є регуляторне управління питань щодо оплат за використання приватними мікромережами загальної інфраструктури, а також розробка механізмів компенсації витрат на балансування системи.

Після успішного впровадження приватних мікромереж у Великій Британії еволюція локальних енергетичних систем перейшла до наступного етапу, зосередженого на створенні гібридних мікромереж. Ці сучасні локальні

мережі здатні не лише генерувати електроенергію, але й забезпечувати її надійне зберігання, що значно розширює їх функціональний потенціал [4]. Одним із найбільш інноваційних прикладів даної концепції є португальська PV and Storage Microgrid модель (Модель №7: «Мікромережеве рішення з використанням системи накопичення електроенергії»), яка інтегрує сонячну, вітрову, теплову генерацію із установки зберігання електроенергії (УЗЕ).

Основна мета цієї моделі полягає у створенні острівної електромережі, здатної стабільно функціонувати навіть за умов змінної генерації відновлюваних джерел енергії. Такий підхід до інтеграції різних типів генерації сприяє оптимізації структури споживання, зменшенню залежності від централізованої мережі та покращенню енергетичної безпеки в регіонах із обмеженим доступом до національної енергосистеми [10].

Ключовим аспектом цієї моделі є використання технологій накопичення енергії для підтримки балансу між генерацією та споживанням. У португальській реалізації застосовуються літій-іонні акумулятори, що демонструють високу ефективність у накопиченні надлишкової енергії під час пікової генерації та її розподілі в години максимального навантаження. Роботу систем накопичення енергії оптимізують за допомогою моніторингової платформи, яка виконує контроль параметрів енергоспоживання та прогнозує погодні умови, що впливають на генерацію [10] (рис.1.7).

Центральну роль у координації діяльності мікромережі відіграє диспетчерський центр, який збирає дані з мережею пов’язаних електролічильників, аналізує баланси потужності і розподіляє енергію між компонентами мережі. Диспетчерський центр також відповідає за короткострокове прогнозування виробітку відновлюваної енергії, що сприяє максимізації ефективності системи та запобігає перенавантаженню. Додатково, інтеграція таких функцій управління забезпечує підвищення узгодженості режимів роботи мікромережі за рахунок оперативного реагування на зміни генерації та навантаження [1].

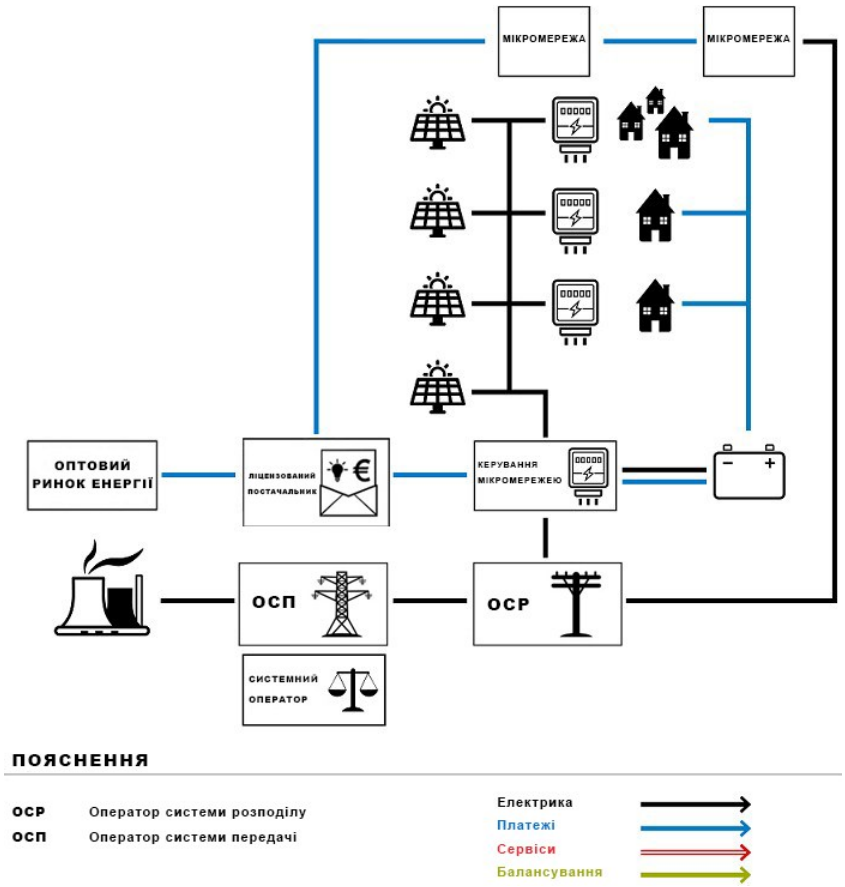


Рисунок 1.7 – Бізнес-модель енергетичних систем №7: Мікромережеве рішення з використанням системи накопичення електроенергії [4]

Гібридна мікромережа забезпечує низку суттєвих переваг:

- підвищення стабільності електропостачання завдяки використанню кількох типів генерації;

- перспективне скорочення витрат на електроенергію для кінцевих споживачів;

- зниження залежності від традиційних джерел генерації та обмеження їхнього споживання;

- скорочення викидів CO_2 і поліпшення енергоефективності регіональної інфраструктури [10].

Таким чином, португальська модель «Мікромережеве рішення з використанням системи накопичення електроенергії» представляє собою ключовий крок у переході від локальних енергетичних підходів до інтегрованих мікромереж нового покоління. Вона поєднує технологічну

автономність, адаптивне управління попитом і системи накопичення енергії, чим закладає основу для більш ефективного та екологічно сталого розвитку регіональної енергетики [4].

Розвиток гібридних мікромереж з інтеграцією технологій накопичення енергії створив сприятливі умови для появи інноваційних організаційних рішень, що об'єднують локальну генерацію, управління споживанням і адаптивне тарифоутворення. У Великій Британії таким новаторським рішенням стала локальна енергетична компанія (ЛЕК) яка функціонує як локальний енергетичний ринок із власними тарифами, правилами фінансових операцій і цифровою інфраструктурою. Основна мета діяльності ЛЕК – гармонізація місцевого виробництва енергії з її споживанням і надання користувачам вигідніших тарифів на імпорт та експорт електроенергії. Такі компанії працюють без необхідності отримання повноцінної ліцензії, що значно спрощує процедуру їх створення та скорочує адміністративні витрати (рис. 1.8). Однак для проведення фінансових розрахунків і забезпечення балансу необхідна співпраця з ліцензованим постачальником, який виконує роль посередника між локальною спільнотою та загальнонаціональним енергетичним ринком [11].

У роботі ЛЕК використовуються тарифи, базовані на часі використання (Time-of-Use Tariffs), які формуються на основі даних, зібраних інтелектуальними лічильниками, та динамічних цінових сигналів з оптових ринків. Споживання електроенергії вимірюється кожні півгодини, після чого показники зіставляються з виробництвом місцевих джерел за той самий період. Оплата за спожиту локально вироблену енергію залишається в межах громади, стимулюючи її економічний розвиток [4].

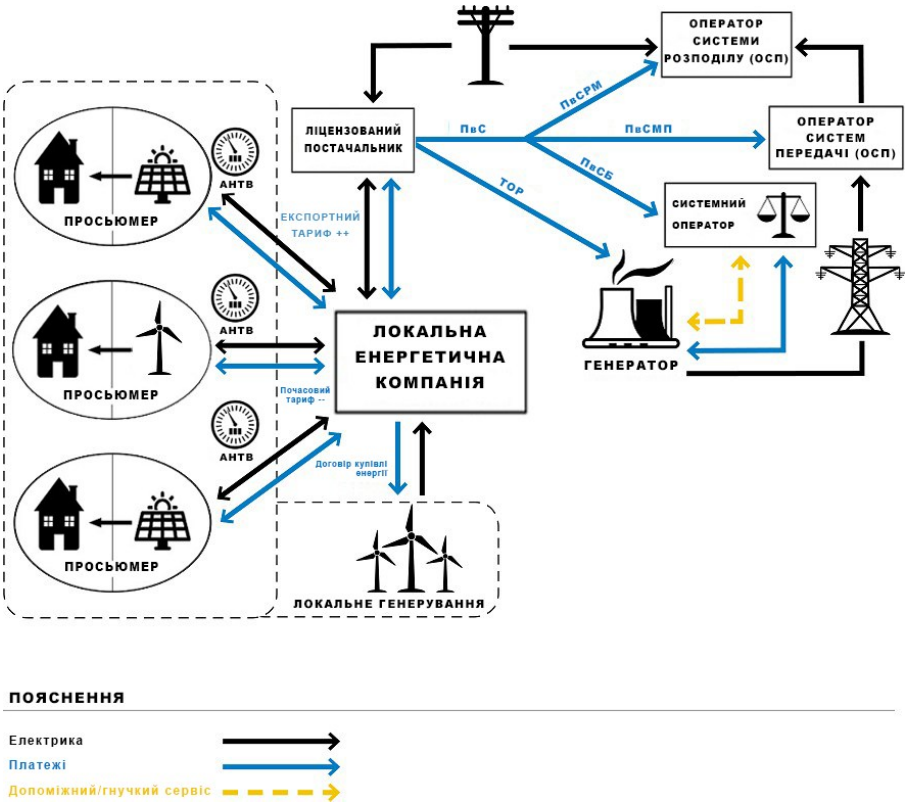


Рисунок 1.8 – Бізнес-модель енергетичних систем №8: Локальна енергетична компанія [4]

У випадках, коли потреби у споживанні перевищують доступний обсяг відновлюваної генерації, ЛЕК закуповує дефіцитну електроенергію у ліцензованого постачальника. При цьому використовуються змінні тарифи, які залежать від часу доби: в години пікового навантаження вони вищі (ранок, вечір), а в періоди низького попиту – суттєво нижчі (ніч або обідній час). Програмне забезпечення компанії забезпечує можливість моніторингу вартості тарифів у реальному часі, що робить систему максимально прозорою та зручною для користувачів. Співпраця ЛЕК із постачальниками створює двоетапну систему управління потоками енергії: локальний рівень орієнтований на оптимізацію споживання всередині громади, тоді як ринковий рівень спрямований на забезпечення стабільності системи й належних фінансових взаємин. Такий підхід закладає основу для появи нових форм енергетичних громад, які поєднують технологічну адаптивність, економічну ефективність і соціальну згуртованість [11].

Таким чином, модель Локальна енергетична компанія відображає новий етап розвитку європейського розвитку активних споживачів – від технічної децентралізації до зміцнення економічної автономії.

У Великій Британії локальні енергетичні компанії все більше орієнтуються на цифрові спільноти активних споживачів/просюмерів, пропонуючи гнучкі тарифні моделі. У Португалії ця ідея отримала більш глибоке технологічне втілення. Місцеві енергетичні компанії Португалії вдало поєднують просте адміністрування з високою технічною інтеграцією, особливо завдяки системам накопичення електроенергії (СНЕ), які забезпечують баланс між генерацією та попитом у режимі реального часу (рис. 1.9) [1].

Дев'ята бізнес-модель «Локальна енергетична компанія з використанням системи накопичення електроенергії» виступає синтезом підходів до локального енергетичного управління і рішень для мікромереж. Вона передбачає два ключові рівні постачання [4]:

1) локальний постачальник, який займається управлінням тарифами, взаємодією зі споживачами та розподілом енергії всередині територіальної громади;

2) ліцензований постачальник, що купує електроенергію на оптовому ринку для компенсації дефіциту під час спадів генерації.

Впровадження систем накопичення енергії допомагає мінімізувати коливання в енергопостачанні та підвищувати ефективність локальної генерації. Використання літій-іонних акумуляторів забезпечує стабільність напруги, а прогнозні алгоритми дозволяють адаптуватися до динаміки попиту, роблячи систему ще більш ефективною та гнучкою [11].

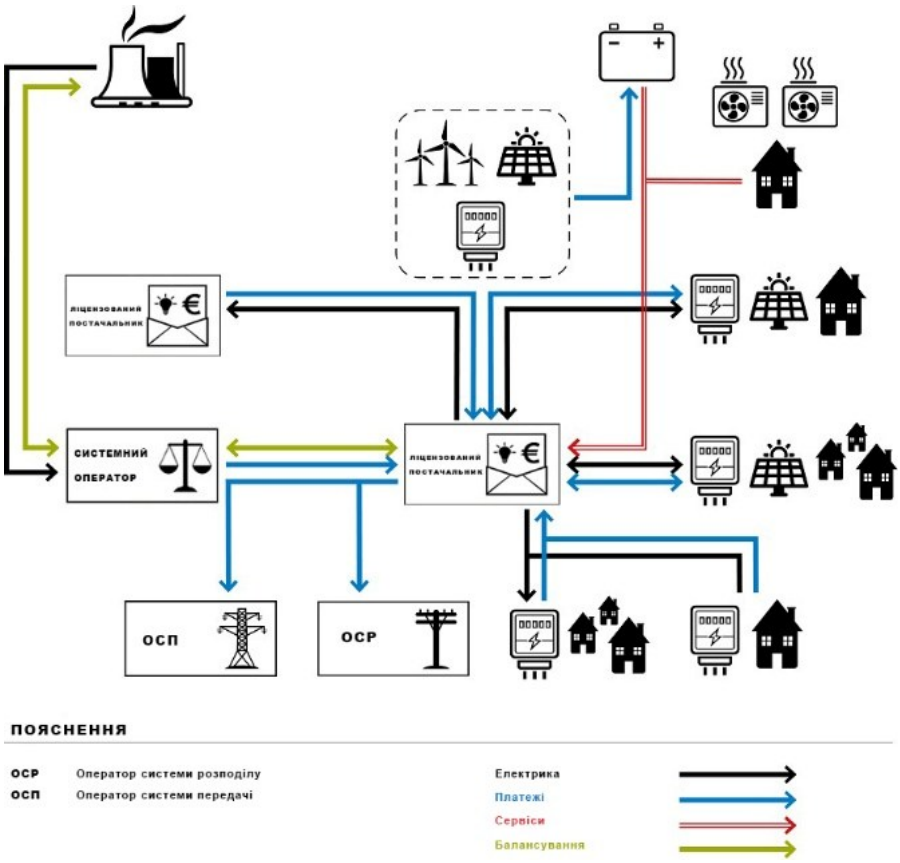


Рисунок 1.9 – Бізнес-модель енергетичних систем №9: Локальна енергетична компанія з використанням системи накопичення електроенергії [4]

Подальший розвиток децентралізованих енергетичних систем логічно сприяв формуванню повністю горизонтальних моделей ринку, де взаємодія між споживачами та виробниками енергії здійснюється без залучення традиційних постачальників. Однією з найноваторських реалізацій такого підходу є концепція однорівневої торгівлі (Peer-to-Peer, P2P), що активно впроваджується у Великій Британії. Ключовою особливістю моделі P2P є усунення ліцензованого постачальника як посередника у взаєминах між активними споживачами/просюмерами та ринком (рис. 1.10) [4].

Усі транзакції здійснюються безпосередньо між виробниками та споживачами через цифрові торговельні платформи. Ці платформи забезпечують необхідний функціонал для обліку, узгодження цінових параметрів і верифікації обсягів постачання енергії, що сприяє зниженню адміністративних витрат та підвищенню гнучкості ринку [12].

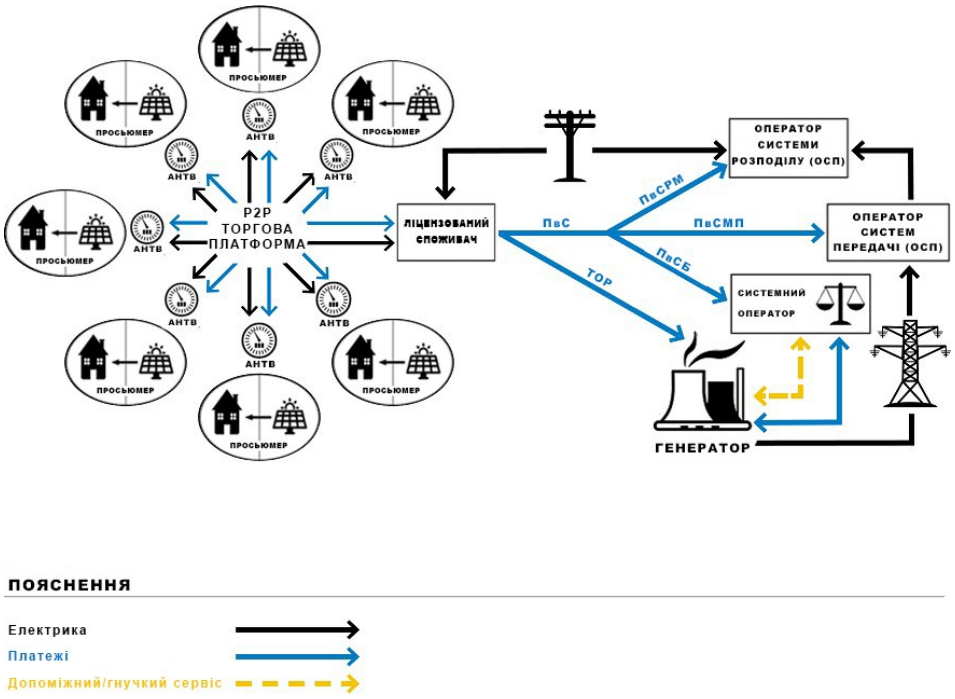


Рисунок 1.10 – Бізнес-модель енергетичних систем №10: Одноріvнева торгівля (P2P) [4]

Система ціноутворення в P2P-моделі реалізується на основі динамічного механізму, де учасники самостійно домовляються про оптимальні цінові умови. Активні споживачі / просюмери коригують вартість електроенергії з огляду на виробничі обсяги, актуальний рівень попиту та часовий контекст. Такий підхід дозволяє встановлювати справедливу локальну ціну, що не залежить від тарифних регуляцій централізованих постачальників. У результаті формується ефективний «віртуальний енергетичний ринок», в рамках якого енергія стає предметом безпосереднього обміну між учасниками спільноти. Не зважаючи на децентралізований підхід даної моделі, успішна її реалізація потребує наявності ключових інструментів – зокрема, розумних лічильників, цифрових облікових систем і нормативного регулювання для забезпечення транзакцій [4,12].

Після становлення горизонтальних форм взаємодії між просюмерами у моделях типу P2P торгівлі було спричинено появу нової концепції в ЄС бізнес-моделі енергетичних систем «Локальні тарифи на електроенергію», яка поєднує принципи територіальної близькості, енергетичної справедливості та

економічної доцільності. Надлишкову електроенергію, вироблену активними споживачами/просюмерами, можна реалізовувати через зареєстрованого постачальника, який розподіляє її серед споживачів та членів кооперативів за спеціальним локальним тарифом. Перевагою цієї схеми є можливість уникнути оплати за передачу електроенергії, якщо виробники й споживачі розташовані в межах однієї низьковольтної мережі (рис. 1.11) [4].

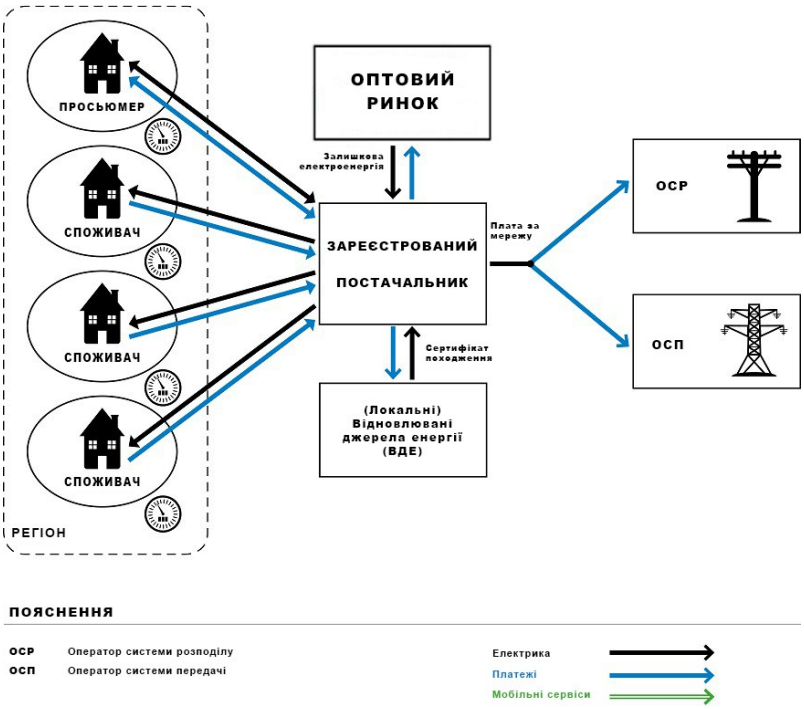


Рисунок 1.11 – Бізнес-модель енергетичних систем №11: Локальні тарифи на електроенергію ЄС [4]

Також бізнес-модель №11 передбачає для локальних енергетичних компаній участь у ринках гнучкого попиту, що у схемі позначено як «балансування» або «мобільні сервіси». Такий формат взаємодії підвищує ефективність спільного споживання електроенергії та виявляється продуктивнішим, ніж традиційні моделі, засновані лише на тарифному стимулюванні [1].

З переходом до цифрових і ринково орієнтованих енергетичних систем постала потреба у створенні посередника нового типу, здатного об’єднувати окремих споживачів і активних споживачів /просюмерів у спільну платформу

для участі у ринках гнучкості у Великій Британії . Таку роль виконує агрегатор у моделі №12 енергетичної системи «Активний споживач – агрегатор», який стає ключовим елементом сучасної децентралізованої енергетики. Агрегатор є новим типом енергетичного посередника, який об'єднує споживачів і активних споживачів/просюмерів для участі у ринках гнучкості та надає системному оператору послуги балансування. Його головна функція полягає у координації попиту й пропозиції, зокрема шляхом автоматичного зменшення або збільшення споживання енергії залежно від стану мережі. У межах моделі №12 (рис. 1.12) агрегатор створює внутрішній ринок між клієнтами, які уклали з ним угоди, та формує спільний тариф між активними споживачами/просюмерами, споживачами й ліцензованим постачальником. Таким чином він виступає посередником між локальною енергетичною спільнотою та ринковою інфраструктурою. Його завдання охоплюють управління транзакціями, зниження пікових навантажень, оптимізацію попиту і підвищення конкуренції [14].

Агрегатори корисні як для користувачів, так і для операторів систем розподілу (ОСР) та системного оператора (СО): у разі потреби СО може через агрегатора скоригувати навантаження, забезпечуючи стабільність енергосистеми. Прибуток від таких операцій розподіляється між агрегатором, постачальником і активними споживачами/просюмерами [15].

В Іспанії розроблено модель «Участь агрегатора без контрагентів», у якій агрегатор діє без посередників, об'єднуючи споживачів, виробників і трейдерів в єдиний ринковий суб'єкт. Такий підхід дозволяє спільно брати участь у торгах на ринку електроенергії або надавати послуги системному оператору (рис. 1.13). Крім того, агрегатор може допомагати регулювати напругу в розподільчій мережі, підвищуючи її стабільність [15].

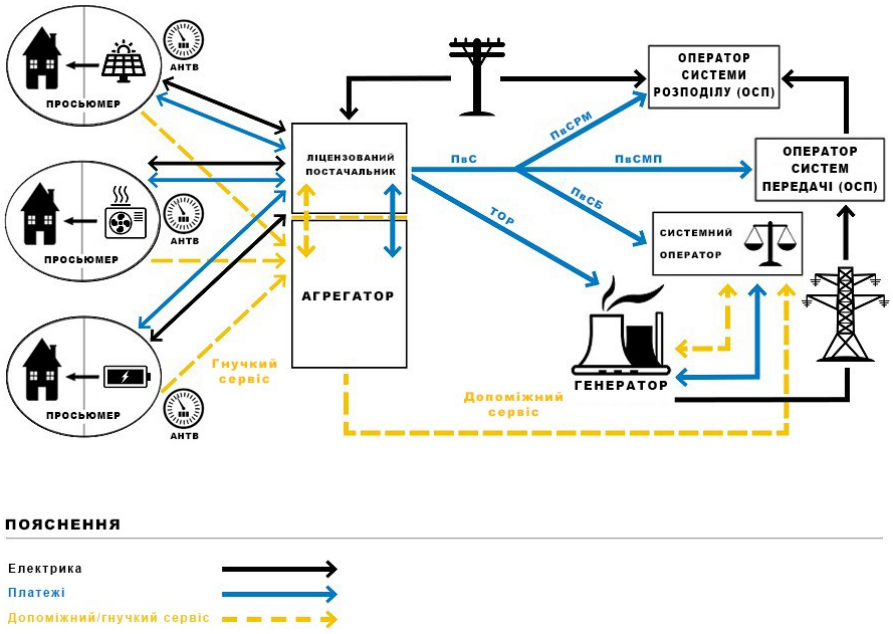


Рисунок 1.12 – Бізнес-модель енергетичних систем №12: «Активний споживач – агрегатор» [4]

Головна перевага моделі полягає у підвищенні ефективності гнучкості: дрібні виробники та споживачі, які не могли б діяти самостійно, отримують змогу виходити на ринок через об’єднання. Учасники погоджуються змінювати споживання або генерацію в певний час в обмін на фінансову компенсацію. Через складність управління такою системою ключову роль часто відіграють комерційні компанії, здатні координувати великі групи користувачів [1].

Іспанська модель демонструє новий тип децентралізованої взаємодії, у якому споживачі стають активними учасниками енергоринку, сприяючи гнучкості, ефективності та енергетичній автономії регіонів. Водночас така модель забезпечує більш рівномірне завантаження енергетичної інфраструктури за рахунок керованого перерозподілу навантаження у часі. Це дозволяє зменшити пікові навантаження та підвищити надійність роботи локальних енергетичних систем. Крім того, інтеграція агрегованих учасників створює передумови для більш ефективної взаємодії з оптовими ринками електроенергії та допоміжних послуг [1].

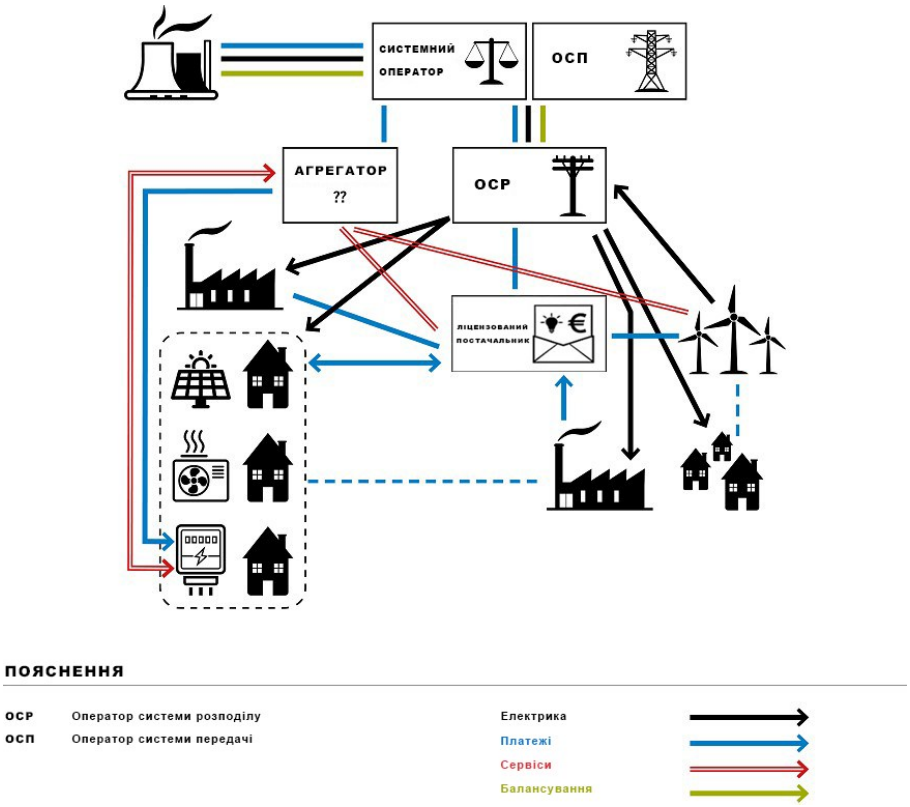


Рисунок 1.13 – Бізнес-модель енергетичних систем №13: «Участь агрегатора без контрагенті» [4]

Аналізуючи британську модель «Енергосервісна компанія (ЕСК)», яка орієнтована на зменшення енергоспоживання досліджено підвищення ефективності через модернізацію житлових і комерційних будівель. Вона поєднує технічні рішення – мікрогенерацію, теплові насоси, «розумні» системи обліку й автоматизацію із фінансовими механізмами, що дозволяють споживачам отримувати сучасні енергопослуги без початкових витрат. ЕСК виступає інвестором і оператором енергетичної інфраструктури, беручи на себе проєктування, установлення та обслуговування обладнання (рис. 1.14). Споживачі сплачують лише за фактично спожиту енергію за узгодженим тарифом. Додатково така модель стимулює впровадження енергоефективних технологій за рахунок перенесення інвестиційних ризиків із кінцевого споживача на енергосервісну компанію. Це забезпечує більш швидке оновлення інфраструктури та сприяє зниженню загального рівня енергоспоживання в довгостроковій перспективі [16-17].

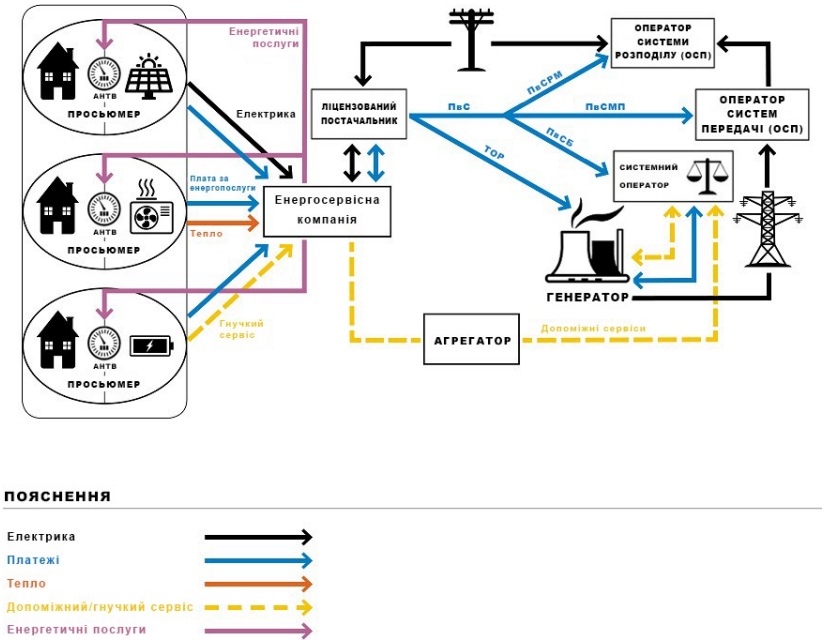


Рисунок 1.14 – Бізнес-модель енергетичних систем №14: «Енергосервісна компанія» [4]

Така схема гарантує стабільне електро- і теплопостачання та скорочення витрат на енергоносії. Модель також передбачає інтеграцію з тепловими мережами та локальною генерацією, забезпечуючи додаткову гнучкість. Практика Великої Британії показує, що інвестиції ЕСК можуть окупитися протягом 20–30 років завдяки економії енергії. Додатково це створює передумови для підвищення енергетичної незалежності споживачів та зменшення їхньої чутливості до коливань цін на енергоресурси. Водночас така модель сприяє зниженню викидів парникових газів за рахунок підвищення енергоефективності та використання локальних джерел генерації.

У Великій Британії функціонує значна кількість різновидів моделей енергетичних систем, що поєднують локальне виробництво, гнучкість попиту та цифрові сервіси. Однією з найбільш інноваційних серед них є модель «Мобільності та громадських енергетичних спільнот», яка інтегрує відновлювану генерацію з інфраструктурою електромобільного транспорту (рис. 1.15) [4].

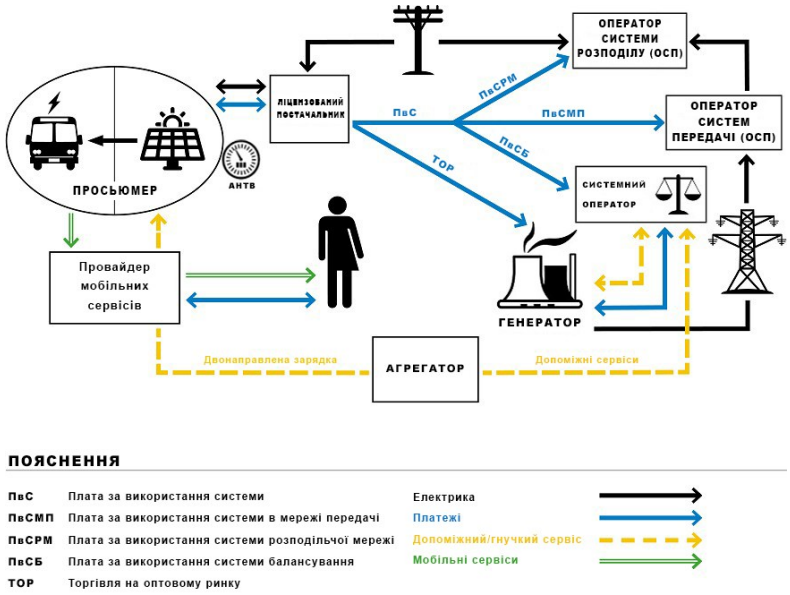


Рисунок 1.15 – Бізнес-модель енергетичних систем №15: «Мобільності та громадських енергетичних спільнот» [4]

Зростання кількості електромобілів сприяло розвитку мереж зарядних станцій, що працюють від локальних джерел енергії. Енергетичні кооперативи та спільноти виступають власниками таких пунктів, надаючи послуги зарядки й продаючи електроенергію безпосередньо споживачам або операторам громадського транспорту. Це допомагає зменшити навантаження на систему в пікові години та підвищити ефективність використання локальної генерації. Ключову роль у схемі відіграє провайдер мобільного сервісу (ПМС) – компанія, що управляє мережею зарядних станцій, забезпечує технічну стабільність і взаємодію з користувачами. Використання технологій “розумного” обліку та V2G (Vehicle-to-Grid) дозволяє не лише заряджати транспорт, а й повертати надлишкову енергію до мережі [19]. Залучення агрегаторів та ліцензованих постачальників відкриває доступ до ринків гнучкості, створюючи додаткові джерела доходу для активних споживачів / просюмерів і громадських енергетичних спільнот [1]. У такий спосіб формується інтегрована система енергетики й транспорту, де мобільність стає активним елементом енергетичного ринку [19-18].

Отже, розглянувши всі можливі європейські архетипи бізнес-моделей енергетичних систем, можна констатувати, що кожна з них має свої структурні, технічні та економічні особливості, визначені рівнем розвитку ринку, законодавчим середовищем та ступенем децентралізації енергетичної системи. Британські моделі вирізняються високим рівнем цифровізації, залученням агрегаторів і гнучких сервісів, тоді як німецькі та іспанські моделі демонструють переваги у колективних формах споживання, енергетичних кооперативах і мікромережах. Натомість голландський досвід акцентує увагу на енергоефективності та енергосервісних підходах [1].

Для визначення практичної придатності зазначених архетипів до впровадження в енергетичному секторі України проведено порівняльний аналіз ключових характеристик кожної бізнес-моделі. Оцінювання здійснювалося за низкою критеріїв, серед яких [4]:

- наявність пільгових або понижених тарифів;
- можливість тарифікації імпорту й експорту електроенергії;
- умови оплати за користування загальною мережею;
- форми обліку та погодження енергетичних даних;
- потенціал кооперації й автономного функціонування просюмерів;
- участь у ринках додаткових послуг і мобільного сервісу;
- взаємодія з ліцензованими постачальниками;
- перспектива впровадження моделі в Україні (коротко-, середньо- чи довгострокова).

Таблиця 1.1 – Характеристика бізнес-моделей енергетичних систем та можливість їх впровадження в Україні. [4]

	Наявність пільгового/пониженого тарифу	Наявність тарифу на імпорт/експорт	Оплата за користування загальною мережею просюмером	Облік за лічильником		Можливість взаємної кооперації активних споживачів / просюмерів	Автономний режим	Можливість надання просюмером допоміжних сервісів	Надання мобільного сервісу	Надання послуг імпорту/експорту електроенергії через ліцензованого постачальника*	Можливість впровадження в Україні
				Сумарний інтервал	Погодинний						
№1 «Базовий активний споживач»	+	+	-		+	-	+	-	-	+ +	2
№2 «Базовий активний споживач у Німеччині»	+	-	-		+	-	+	-	-	+ +	1
№3 «Електроенергія орендаря у Німеччині»	-	+	-	-+		+	+	-	-	+ +	2
№4 «Колективне автоспоживання (Іспанія)»	+	+	+		+	+	+	-	-	+ +	1
№5 Модель однієї вулиці (Нідерланди»	+	+	+	++		+	-	+	-	+ +	3
№6 «Мікромережі» (Велика Британія)	+	+	+		+	+	+	-	-	+ +	3

Продовження таблиці 1.1

№7 «Мікромережеве рішення з використанням системи накопичення електроенергії» (Португалія)	+	-	-		+	+	+	-	-	- -	3
№8 «Локальна енергетична компанія» (Велика Британія)	+	+	-		+	+	+	-	-	+ +	3
№9 «Локальна енергетична компанія з використанням системи накопичення електроенергії» (Португалія)	+	+	-		+	+	+	+	-	+ +	2
№10 «Одноріvнева торгівля (P2P)» (Велика Британія)	+	-	-	+		+	+	-	-	- -	1 і 3
№11 «Локальні тарифи на електроенергію ЄС»	+	-	-		+	+	-	-	+	- -	2

Продовження таблиці 1.1

№12 «Активний споживач – агрегатор» (Велика Британія)	+	+	-		+	+	+	+	+	+ +	3
№13 «Участь агрегатора без контрагенті» (Іспанія)	-	+	+		+	+	-	+	-	+ +	2
№14 «Енергосервісна компанія» (Велика Британія)	+	+	-		+	+	-	+	-	+ +	3
№15 «Мобільності та громадських енергетичних спільнот» (Велика Британія)	+	+	-	+		-	+	+	+	+ +	3

Умовні позначення [4]:

(+) – означає наявність певної послуги або функції в межах бізнес-моделі;

(–) – свідчить про відсутність відповідної послуги;

1– модель є актуальною та може бути реалізована в сучасних умовах;

2 – має потенціал короткострокової реалізації;

3 – передбачає довгострокову перспективу впровадження;

(*) – характеризує можливість надання послуг з імпорту та експорту електроенергії;

(– –) – імпорт і експорт не здійснюються через ліцензованого постачальника, а реалізуються безпосередньо через оператора системи розподілу;

(++) – імпортно-експортні операції виконуються за участю ліцензованого постачальника.

Результати систематизації представлені в таблиці 1.1, яка узагальнює основні параметри функціонування кожної бізнес-моделі та відображає можливість їх адаптації до українських реалій.

1.2 Аналіз методів оцінки стану мікромереж та локальних енергетичних систем з джерелами розосередженої генерації

Стан сучасних мікромереж і локальних енергетичних систем (ЛЕС) із джерелами розосередженої генерації характеризується високою динамічністю зміни режимів роботи. Зміни рівнів виробництва та споживання електроенергії обумовлюються варіаціями режимів роботи джерел розосередженої генерації та навантаження [20].

Проведений аналіз свідчить, що для ефективного функціонування ЛЕС доцільно здійснювати комплексну оцінку техніко-економічних і технологічних факторів, які впливають на стабільність та ефективність системи. До техніко-економічних чинників відносять параметри вартості електроенергії, втрати в мережі та ефективність використання обладнання, тоді як технологічні визначають рівень надійності, стійкості та якості електроенергії при зміні режимів роботи генераторів і навантажень [20].

Зокрема, для всебічного аналізу стану ЛЕС та мікромереж доцільно враховувати такі аспекти [20]:

1. Вплив сукупності чинників, які спричиняють додаткові втрати електроенергії, пов’язані з роботою генераторів за умов обмеженої потужності та непостійністю навантажень у часі.

2. Порівняння рівня втрат електроенергії в різні проміжки часу через контрольовані ділянки мережі, у випадках незмінного або змінного напрямку енергопотоків.

3. Дослідження втрат електроенергії в системах змінного струму, а також у гібридних конфігураціях, із визначенням інтегральних похибок, що відображають сукупний вплив спотворювальних факторів.

4. Аналіз взаємозалежності між коливаннями напруги (ΔU) і струму (ΔI) у перетині ЛЕС обмеженої потужності, де зміна струму навантаження впливає на вихідну напругу генератора.

5. Оцінка зміни активної потужності споживання за основною та вищими гармоніками, що дозволяє визначити ефективність енергороутерів у ЛЕС та мікромережах і параметри якості електроенергії.

Перші три пункти характеризують техніко-економічні фактори, тоді як четвертий і п’ятий відображають технологічні аспекти стабільності роботи ЛЕС. Особливої уваги потребує аналіз енергетичних втрат, що виникають під час функціонування мікромережі, а також оцінка впливу елементів системи на рівень енергетичної ефективності та електромагнітної сумісності [21 – 23].

Причини виникнення додаткових втрат у мікромережах та ЛЕС можна згрупувати за трьома напрямами [24]:

{A} – якісні спотворення генерованої електроенергії, спричинені обмеженою або нерівномірною роботою джерел розосередженої генерації;

{B} – взаємовплив режимів роботи суміжних ЛЕС або обладнання, зокрема перетворювальних пристроїв силової електроніки, які можуть створювати електромагнітні завади та знижувати рівень сумісності системи;

{C} – технологічні зміни у виробничих процесах, що призводять до варіацій параметрів навантаження, зміни структури або характеристик споживчих підсистем.

Фактори множини {B} визначають електротехнічні показники, параметри електромагнітної сумісності та стабільність роботи обладнання залежно від умов експлуатації, зокрема температурних. Фактори множини {C} охоплюють енерготехнологічні та економічні аспекти, які впливають на доцільність і ефективність використання локальних енергетичних систем [20].

Комплексна оцінка наведених факторів є основою для оптимізації конфігурації підсистем ЛЕС та вдосконалення режимів їх роботи. Важливим також є співставлення рівнів енергетичних втрат у різних часових інтервалах, зокрема для випадків сталого режиму та зміни напрямку потоків електроенергії в межах контрольованих ділянок. Таким чином, проведення системного аналізу технічних, економічних та енергетичних показників ЛЕС та мікромереж є ключовим етапом у підвищенні стійкості, гнучкості та ефективності функціонування мікромереж із джерелами розосередженої генерації, що, у свою чергу, створює підґрунтя для формування адаптивних енергетичних рішень у контексті розвитку децентралізованої енергетики України [20].

1.3 Особливості аналізу динаміки змін енергетичних процесів з врахуванням додаткових втрат електроенергії в мікромережах

Розглянувши загальні особливості структури функціонування мікромереж з локальною генерацією, доцільно окремо визначити режими, у яких така система може працювати [25]. Виділення характерних режимів роботи мікромережі є важливим етапом аналізу її функціонування, оскільки саме в межах окремих режимів формуються співвідношення між генерацією, споживанням електричної енергії та електричними параметрами мережі. Параметри режимів мікромережі визначаються сукупністю факторів, серед яких ключову роль відіграють рівень навантаження споживачів, обсяг

локальної генерації та їх зміна у часі. Ці процеси відображаються у вигляді графіків навантаження та генерації, які характеризують зміну споживання та виробництва електричної енергії протягом доби. Для мікромереж з локальною генерацією характерною особливістю є те, що структура режимів роботи системи формується під впливом нерівномірності споживання електричної енергії та змінної генерації відновлюваних джерел енергії. У результаті цього в електричній мережі формуються послідовні режими роботи мікромережі, що змінюються у часі та відрізняються співвідношенням між генерацією та навантаженням [25].

Форма добового графіка навантаження значною мірою визначає послідовність режимів роботи мікромережі та переходи між ними в процесі її функціонування. У межах такого графіка можна виділити характерні режими роботи, кожен з яких характеризується власними співвідношеннями між генерацією, навантаженням та електричними параметрами мережі [26].

Режим максимального навантаження формується, як правило, у вечірні години та характеризується найбільшим рівнем споживання електричної енергії. У цей період локальна генерація не завжди забезпечує повне покриття навантаження, що зумовлює збільшення відбору електроенергії із зовнішньої мережі або використання установок зберігання електроенергії. Для цього режиму характерні підвищені струмові навантаження елементів мережі та можливі значні відхилення напруги [27].

Режим зростання навантаження спостерігається у ранкові години, коли відбувається поступове збільшення споживання електричної енергії. Активізація роботи промислових, комерційних та побутових споживачів призводить до зміни структури потоків потужності в електричній мережі. Для мікромереж цей режим характерний відносно швидкими змінами навантаження, що може супроводжуватися появою перехідних режимних станів [28].

Денний режим роботи пов’язаний із відносно стабільним рівнем навантаження та, за наявності фотоелектричних установок, значним рівнем локальної генерації електричної енергії. У цей період частина навантаження може покриватися за рахунок локальних джерел генерації, що змінює структуру потоків потужності у мережі. У певних випадках можливе виникнення надлишкової генерації, що супроводжується передачею електричної енергії до зовнішньої мережі [28].

Режим максимального навантаження формується, як правило, у вечірні години та характеризується найбільшим рівнем споживання електричної енергії. У цей період локальна генерація не завжди забезпечує повне покриття навантаження, що зумовлює збільшення відбору електроенергії із зовнішньої мережі або використання систем накопичення електричної енергії. Для цього режиму характерні підвищені струмові навантаження елементів мережі та можливі відхилення напруги [28].

Режим зниження навантаження настає після проходження вечірнього максимуму та характеризується поступовим зменшенням споживання електричної енергії. У цей період електрична мережа переходить від режиму підвищеного навантаження до нічного мінімуму, що супроводжується зміною структури потоків потужності та параметрів режиму [28 – 29].

Кожен із зазначених режимів характеризується певними співвідношеннями між напругою, струмом та потоками потужності у вузлах мікромережі. Під час переходів між такими режимами відбуваються зміни електромагнітних параметрів мережі, які проявляються у відхиленнях значень напруги та струму від характерних значень попереднього режиму [30 – 31].

Висновки до розділу

1. Проведено систематизацію європейського досвіду розвитку енергетичних систем з джерелами розосередженої генерації, у результаті чого класифіковано п’ятнадцять бізнес-моделей їх функціонування. Показано, що сучасний розвиток енергетичних систем відбувається у напрямі децентралізації, цифровізації та зростання ролі активних споживачів, що створює передумови для розвитку мікромереж і локальних енергетичних спільнот.

2. Встановлено, що функціонування мікромереж характеризується змінністю режимних параметрів у часі, зумовленою нерівномірністю споживання та змінною генерацією з боку локальних джерел. Зміна співвідношення між генерацією та навантаженням формує послідовність режимів роботи мікромережі, кожен з яких характеризується певними значеннями напруги, струму та потоків потужності.

3. Показано, що режими роботи мікромережі доцільно аналізувати з урахуванням їх послідовної зміни відповідно до добового графіка навантаження. Такий підхід дозволяє досліджувати переходи між суміжними режимами та оцінювати зміни напруги, струму та потоків потужності. Існуючі методи аналізу режимів мікромереж, як правило, базуються на дослідженні окремих фіксованих станів, що ускладнює оцінювання відмінностей між режимами та їх переходами. У подальших розділах дисертації використано систему оцінювання узгодженості режимів мікромережі, що ґрунтується на аналізі нормованих приростів напруги та струму між послідовними режимами добового графіка навантаження.

РОЗДІЛ 2
ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВТРАТ НА УЗГОДЖЕНІСТЬ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖ

2.1 Аналіз складових втрат електроенергії в мікромережах

Ключовим пріоритетом для підвищення ефективності роботи мікромереж є мінімізація втрат електричної енергії, що неминуче виникають під час її передачі, розподілу та перетворення. Зважаючи на стрімку інтеграцію джерел розосередженої генерації та інтеграції відновлюваних джерел енергії, особливо актуальною стає проблема аналізу втрат у системах змінного струму [32]. Ці системи вирізняються нестабільністю режимів, частими змінами напрямків перетоків потужності та впливом нелінійних параметрів струму і напруги, що стає причиною суттєвих додаткових енерговтрат [20].

Для кількісного розрахунку енергетичних втрат ключовим інструментом слугує потужність Фризе. Цей метод дає змогу розділити втрати на дві групи: необхідні (корисні) та додаткові, останні спричинені реактивними та спотворюючими (несинусоїдними) компонентами струмів і напруг. Це стає особливо актуальним в процесі балансування режимів мікромереж в умовах їх різкої зміни, пов’язаною з суттєвою нестабільністю роботи локальних джерел енергії і рівнів навантаження. У такому випадку застосування концепції потужності Фризе, що забезпечує декомпозицію втрат за першопричинами і дозволяє оцінити вплив кожного окремого компонента системи на загальний енергобаланс. На основі підходу Фризе структуризацію втрат електроенергії можна подати у вигляді узагальненої блок-схеми (рис. 2.1), де показано поділ сукупних втрат на необхідні (корисні) та додаткові, з урахуванням джерел їх виникнення [33].

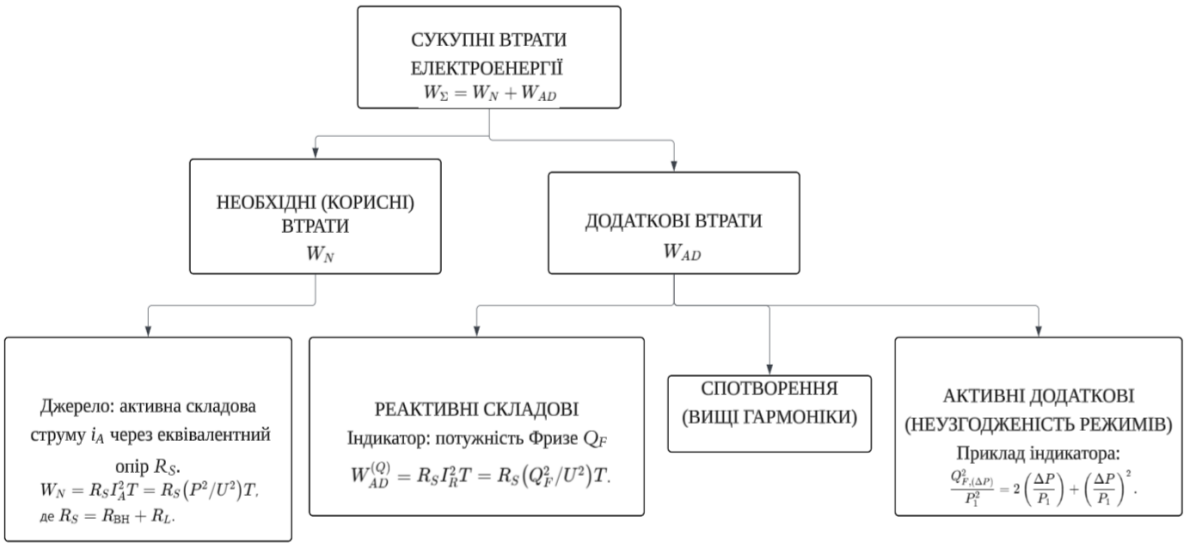


Рисунок 2.1 – Структурна схема розподілу втрат електроенергії на необхідні та додаткові

Враховуючи, що гармонійний склад напруги і струму істотно формує режими функціонування мікромереж та ЛЕС, нижче наведено типові співвідношення між цими величинами у вибраних контрольних перетинах [20]:

$$1)\, u(t) = U_0; i(t) = I_0; \tag{2.1}$$

$$2)\, u(t) = u_1(t); i(t) = i_1(t); \tag{2.2}$$

$$3)\, u(t) = U_0(t); i(t) = I_0 + i_\infty(t); \tag{2.3}$$

$$4)\, u(t) = U_0(t) + u_\infty(t); i(t) = I_0; \tag{2.4}$$

$$5)\, u(t) = U_0(t) + u_\infty(t); i(t) = I_0 + i_\infty(t); \tag{2.5}$$

$$6)\, u(t) = u_1(t); i(t) = i_1(t) + i_\infty(t); \tag{2.6}$$

$$7)\, u(t) = u_1(t) + u_\infty(t); i(t) = i_1(t); \tag{2.7}$$

$$8)\, u(t) = u_1(t) + u_\infty(t); i(t) = i_1(t) + i_\infty(t). \tag{2.8}$$

Для подальшого аналізу розглянемо узагальнені варіанти (2.5) та (2.8), що враховують відповідно постійні складові, а також перші й треті гармоніки напруги та струму; для цих випадків буде показано, що потужність Фризе Q_F

дозволяє отримати однотипні показники ефективності енергетичних процесів у системах змінного струму [20]:

$$\begin{aligned} Q_F^2 &= S^2 - P^2 = (U_1^2 + U_3^2)\cdot(I_1^2 + I_3^2) - (P_1 + P_3)^2 = \\ &= (U_1^2 + U_3^2)\cdot(I_1^2 + I_3^2) - (U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1 + U_3 \cdot I_3 \cdot \cos\varphi_3)^2, \end{aligned} \tag{2.9}$$

де U_1 та I_1 – діючі значення першої гармоніки напруги й струму, U_3 та I_3 – діючі значення третьої гармоніки напруги та струму, φ_1 (φ_3) – кути фазового зсуву між напругою та струмом відповідно для першої й третьої гармонік у контрольному перетині мікромережі або локальної енергетичної системи [20].

Рівняння для визначення модифікованої потужності $Q_{F(1)}$ формується шляхом об'єднання гармонічних складових напруги та струму за наступним аналітичним співвідношенням [20]:

$$\begin{aligned} Q_{F(1)}^2 &= S^2 - P^2 = (U_1^2 + U_3^2)\cdot(I_1^2 + I_3^2) - P_1^2 = \\ &= (U_1^2 + U_3^2)\cdot(I_1^2 + I_3^2) - (U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1)^2, \end{aligned} \tag{2.10}$$

За умови $cos\varphi_1 = cos\varphi_3 = 1$, вирази (2.9) та (2.10) набувають спрощеного вигляду [20]:

$$Q_F^2 = (U_1^2 + U_3^2)\cdot(I_1^2 + I_3^2) - (U_1 \cdot I_1 + U_3 \cdot I_3)^2; \tag{2.11}$$

$$Q_{F(1)}^2 = (U_1^2 + U_3^2)\cdot(I_1^2 + I_3^2) - (U_1 \cdot I_1)^2. \tag{2.12}$$

З огляду на отримані співвідношення (2.11) та (2.12), доцільно визначити коефіцієнт ефективності (корисної дії) $\mu_{(1)}$ [20]:

$$\mu_{(1)} = P_1 / (P_1 + P_3). \tag{2.13}$$

Для подальшої оцінки впливу гармонічних складових напруги та струму на додаткові втрати енергії у мікромережах і локальних електроенергетичних системах доцільно визначити квадратичну різницю між відповідними модифікованими та базовими потужностями Фризе. Така різниця відображає

взаємодію гармонік різного порядку та дозволяє кількісно оцінити енергетичні відхилення, спричинені спотворенням форм сигналів, що є важливим при аналізі ефективності енергетичних процесів у системах змінного струму [20]:

$$Q^2_{\Delta F(1)} = Q^2_{F(1)} - Q^2_F = (U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1 + U_3 \cdot I_3 \cdot \cos\varphi_3)^2 - (U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1)^2. \quad (2.14)$$

За умови $\cos\varphi_1 = \cos\varphi_3 = 1$, вираз (2.14) набуває спрощеного вигляду [20]:

$$Q^2_{\Delta F(1)} = Q^2_{F(1)} - Q^2_F = (U_1 \cdot I_1 + U_3 \cdot I_3)^2 - (U_1 \cdot I_1)^2 = 2U_1 \cdot I_1 \cdot U_3 \cdot I_3 + (U_3 \cdot I_3)^2. \quad (2.15)$$

Проведений аналіз дозволив встановити, що втрати електроенергії в мікромережах і локальних енергетичних системах визначаються не лише активною складовою навантаження, а й гармонічними складовими струму та напруги, які впливають на показники якості електричної енергії. Гармонічні спотворення зумовлюють появу додаткових струмів, збільшення втрат у трансформаторах і кабельних лініях, а також зниження коефіцієнта потужності.. Це особливо характерно для мікромереж із нелінійними споживачами, інверторами, перетворювачами частоти та джерелами розосередженої генерації, що формують вищі гармоніки [20].

Запропоноване узагальнення рівнянь змінного струму дозволило кількісно оцінити вплив першої та третьої гармонік на ефективність енергетичних процесів у мікромережах. Показано, що навіть незначне зростання амплітуди вищих гармонік призводить до непропорційного збільшення втрат, особливо за умов асиметрії навантаження або відхилення напруги [20]. Встановлено, що співвідношення між напругою, струмом та фазовими зсувами визначає баланс активної та реактивної потужності, а фазові зсуви гармонік суттєво впливають на рівень втрат та узгодженість роботи системи. Отримані залежності можуть бути використані для оптимізації режимів роботи мікромереж за критерієм мінімуму втрат [20].

2.2 Оцінювання впливу відхилень електричних параметрів на режими роботи мікромереж з локальними джерелами генерації в умовах динамічних змін

Коливання електричних характеристик, таких як напруга, струм та активна потужність у ключових точках локальних енергосистем і мікромереж прямо корелюють з ефективністю енергопроцесів, величиною втрат електроенергії та оптимальністю системи. Зокрема, у мікромережах, які містять генератори обмеженої потужності, зміни струму навантаження спричиняють відхилення вихідної напруги. Це, своєю чергою, викликає перерозподіл енергетичних потоків між компонентами системи. Для чисельного аналізу цих процесів застосовується методологія, що ґрунтується на потужності Фризе [33]. Цей підхід забезпечує облік спотворень напруги та струму, а також дає можливість визначити міру дисбалансу між активною та реактивною складовими електричних сигналів. Аналіз взаємного впливу між цими параметрами створює можливість для оцінки рівня узгодженості окремих режимів передачі потужності в умовах їх динамічної зміни, спричиненою коливанням навантаження та встановлення зв'язку між додатковими енергетичними втратами та зміною показників ΔU, ΔI і ΔP [20].

При оцінюванні впливу динамічних змін електричних параметрів у контрольному перетині мікромережі або локальної енергетичної системи обмеженої потужності враховано взаємозалежність між варіаціями струму навантаження (ΔI) та напруги (ΔU) [20]. Коливання струму навантаження викликають зміни вихідної напруги генератора через падіння напруги на його внутрішньому опорі, що описується відповідною функціональною залежністю. У розрахунковій моделі враховано внутрішній опір генератора $R_{\text{ВН}}$ і опір лінії $R_{Л}$. Сумарний вплив цих параметрів формує еквівалентний опір контрольного перетину, який доцільно подати у подальшому аналізі у вигляді [20]:

$$R_{C} = R_{ВН} + R_{Л}, \tag{2.16}$$

де $R_{ВН}$ – внутрішній опір джерела живлення, а $R_{Л}$ – опір лінії [20].

Таке узагальнення дає змогу враховувати комплекс впливів внутрішніх втрат і характеристик мережевої лінії під час аналізу енергетичних процесів у мікромережах з урахуванням їх динаміки, а також є базовим кроком для подальшого математичного опису залежностей між змінами струму, напруги та втрат активної потужності в контрольних перетинах [20].

У загальному випадку взаємозв'язок між зміною напруги ΔU та струму ΔI у контрольному перетині мікромережі або локальної енергетичної системи можна подати у вигляді функціональної залежності $\Delta U = f(\Delta I)$ [20]. З урахуванням внутрішнього опору генератора $R_{ВН}$ і активного опору лінії $R_{Л}$, тоді зміна напруги визначається виразом [20]:

$$\Delta U = \Delta I \cdot R_C. \tag{2.17}$$

Розглянемо перетин мікромережі у початковому стані, коли напруга і струм дорівнюють відповідно U_1 та I_1. У разі збільшення струму на величину ΔI (тобто $I_2 = I_1 + \Delta I$) відбувається відповідне зменшення напруги у цьому перетині [20]. Тоді поточне значення напруги визначається як [20]:

$$U_2 = U_1 - \Delta I \cdot R_C. \tag{2.18}$$

Таким чином, коливання струму безпосередньо впливають на рівень напруги в системі, що вказує на взаємозалежність параметрів навантаження і режимів роботи джерел обмеженої потужності в мікромережах та локальних енергетичних системах [20].

Для кількісного оцінювання впливу зміни струму та напруги на енергетичні показники мікромережі або локальної енергетичної системи доцільно використовувати потужність Фризе Q_F, яка характеризує відхилення режимів від умов енергетичної оптимальності [33]. Тому у межах аналізу впливу коливань струму та напруги на енергетичні показники мікромережі часові інтервали δ_1 та δ_2 відображають частки часу, протягом яких система

перебуває відповідно в режимі переважної генерації та режимі переважного споживання . Рівність ($\delta_1 + \delta_2 = 1$) характеризує нормовану тривалість повного енергетичного циклу, що охоплює обидва режими. У період δ_1 генерація відновлюваних джерел перевищує споживання, що супроводжується зростанням напруги на контрольному перетині, тоді як у період δ_2 споживання домінує над генерацією, зумовлюючи зниження напруги та збільшення струму [20]. Таким чином, величини δ_1 і δ_2 визначають ваговий вплив відповідних енергетичних станів на загальний показник модифікованої потужності Фризе, що відображає відхилення режиму від умов енергетичної оптимальності, що враховує діючі значення напруги U_1, U_2 та струму I_1, I_2 у контрольному перетині системи [20]:

$$\begin{aligned} Q_F^2 &= (U_1^2\delta_1 + U_2^2\delta_2)\cdot(I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2) - (U_1 I_1\delta_1 + U_2 I_2\delta_2)^2 = \\ &= (U_1^2(1-\delta_2) + (U_1 - \Delta I\cdot R_C)^2\cdot\delta_2)\cdot(I_1^2(1-\delta_2) + (I_1 - \Delta I)^2\cdot\delta_2) - \\ &- (U_1 I_1(1-\delta_2) + (U_1 - \Delta I\cdot R_C)(I_1 + \Delta I)\delta_2)^2. \end{aligned} \tag{2.19}$$

Після розкладання виразу (2.19) та виконання алгебраїчних перетворень одержуємо узагальнену форму залежності для реактивної потужності Фризе, яка дозволяє відобразити взаємозв’язок між коливаннями напруги, струму та еквівалентним опором системи. З урахуванням залежностей (2.17) та $I_2=I_1+\Delta I$ та отриманого співвідношення $U_1I_2-U_2I_1=\Delta I(U_1+R_CI_1)$. У випадку малих коливань струму ($|\Delta I| \ll I_1$) вираз може бути спрощено до квадратичного наближення [20]:

$$Q_{F,approx}^2 = \delta_1\delta_2\Delta I^2(U_1 + R_C I_1)^2. \tag{2.20}$$

Отримана аналітична залежність дозволяє оцінити зміни напруги та струму в мікромережі та кількісно визначити вплив навантаження на формування реактивної потужності з урахуванням опору джерела та лінії. Застосування методу Фризе забезпечує аналітичне відокремлення реактивної складової та встановлення зв’язку між амплітудними та фазовими

параметрами сигналів [20]. З метою оцінки достовірності отриманих співвідношень та перевірки наближення до реальних умов функціонування системи вводиться коефіцієнт узгодженості моделі з експериментальними даними β_{QF}, який характеризує ступінь наближення аналітичної моделі до реальних умов роботи системи [20]. Цей параметр характеризує ступінь відповідності спрощеної (наближеної) аналітичної моделі до точного розрахунку потужності Фризе при врахуванні зміни струму ΔI та напруги U_1, U_2. Фізично β_{QF} відображає відносну похибку між реальними та теоретичними значеннями реактивної потужності. Для оцінки точності квадратичного наближення (2.20) використано безрозмірний показник[20]:

$$\beta_{QF} = \left| \frac{Q_F^2 - Q_{F,approx}^2}{Q_F^2} \right| = \left| 1 - \frac{Q_{F,approx}^2}{Q_F^2} \right|. \tag{2.22}$$

Його аналітична оцінка після розкладу залишкових членів за степенями ΔI набуває вигляду:

$$\beta_{QF} \le \frac{1}{\delta_1} \left| \frac{\delta_2(1-\delta_2) R_C |\Delta I|}{|U_1 + I_1 \cdot R_C|} + \frac{\delta_2(1-\delta_2) R_C^2 \Delta I^2}{(U_1 + I_1 \cdot R_C)^2} \right|. \tag{2.23}$$

Звідки випливає, що β_{QF} набуває малих значень за умови $|\Delta I| \ll |U_1 + R_C I_1| / R_C$, тобто у режимах, близьких до енергетичної оптимальності.

Таким чином, коефіцієнт β_{QF} може бути використаний як аналітичний критерій адекватності моделі розрахунку реактивної потужності для оцінки точності наближених виразів у мікромережах. Він дозволяє кількісно визначати межу застосування спрощених моделей у задачах енергетичного балансу та прогнозування втрат у системах із динамічними змінами навантаження[20].

Для визначення динаміки зміни активної потужності навантаження , за рахунок першої гармоніки $\Delta P_{(1)}$ та складових, пов’язаних із вищими гармоніками $\Delta P_{(\infty)}$, доцільно використовувати інтегральні показники, що

відображають рівень узгодженості режимів у мікромережах та локальних енергетичних системах. Запропонований підхід враховує гармонічні спотворення у формах напруги та струму і спирається на використання потужності Фризе Q_F як аналітичного критерію оцінювання узгодженості режимів мікромережі. Враховано, що сумарна активна потужність системи P може бути подана як сума двох складових[20]:

$$P = P_1 + \Delta P, \tag{2.23}$$

де P_1 характеризує споживання активної потужності за основною гармонікою, а ΔP – додаткову складову, зумовлену впливом вищих гармонік. У цьому контексті подальший аналіз може бути поданий у вигляді узагальненого виразу[20]:

$$Q_F^2 = S^2 - P^2 = S^2 - (P_1 + \Delta P)^2. \tag{2.24}$$

Враховуючи, що повна потужність системи визначається як [20]:

$$S^2 = U^2 \cdot I^2 = U_1^2(1+\delta_u^2) I_1^2(1+\delta_i^2), \tag{2.25}$$

де δ_u безрозмірний коефіцієнт, який описує рівень викривлення форми напруги внаслідок дії вищих гармонік, δ_i коефіцієнт гармонічних спотворень струму [20].

Співвідношення набуде вигляду при врахуванні повної потужності[20]:

$$Q_F^2 = S^2 - P^2 = U_1^2 I_1^2 (1+\delta_u^2)(1+\delta_i^2) - (P_1 + \Delta P)^2. \tag{2.26}$$

Для визначення ступеня узгодженості енергетичних процесів у мікромережах з урахуванням впливу вищих гармонік використано модифікований вираз потужності Фризе (2.26), який використовується як аналітичний критерій оцінювання режимів роботи мікромережі [20]:

$$Q^2_{F(1)} = S^2 - P^2_1 = U^2_1 \cdot I^2_1 \cdot (1+\delta^2_u)(1+\delta^2_i) - P^2_1. \quad (2.27)$$

Щоб визначити частку впливу активної потужності ΔР на загальний енергетичний баланс системи використано порівняльний аналіз співвідношень (2.26) та (2.27), на підставі чого отримавши вираз [20]:

$$Q^2_{F(\Delta P)} = Q^2_{F(1)} - Q^2_F = 2P_1\Delta P + \Delta P^2. \quad (2.28)$$

Для кількісної оцінки впливу зміни активної потужності ΔP на ступінь узгодженості умов передачі потужності P_1 використано співвідношення з формули (2.28) [20]:

$$Q^2_{F(\Delta P)} / P^2_1 = 2(\Delta P / P_1) + (\Delta P / P_1)^2. \quad (2.29)$$

Отже, наведене співвідношення відображає аналітичну залежність між відхиленнями активної потужності та рівнем енергетичної узгодженості режимів в мікромережах і локальних енергетичних системах, що створює теоретичне підґрунтя для подальшої кількісної оцінки ефективності енергетичних процесів за умов зміни рівнів навантаження [20].

На основі наведених залежностей (2.16)–(2.29) систематизовано основні параметри, що впливають на рівень енергетичних втрат у контрольних перетинах мікромереж і локальних енергетичних систем. Таблиця 2.1 узагальнює взаємозв’язок між електричними характеристиками системи, їхнім фізичним змістом і характером впливу на величину втрат енергії [20].

Таблиця 2.1 – Вплив електричних параметрів мікромережі на енергетичні втрати [20]

Параметр/ показник	Фізичний зміст	Аналітична залежність	Характер впливу на втрати
$R_{ВН}$ – внутрішній опір генератора	Визначає втрати в елементах генератора при передаванні струму	$R_c=R_{ВН}+R_L$	Збільшення $R_{ВН}$ викликає більший спад напруги ΔU і, відповідно, підвищення активних втрат
R_L – опір лінії	Визначає активні втрати у провідниках мікромережі, спричинені протіканням струму навантаження	$W_N=I^2R_LT$	Прямопропорційно збільшує необхідні втрати, а при змінних режимах сприяє зростанню додаткових втрат
ΔI – зміна струму навантаження	Відображає динаміку зміни режимів роботи споживачів	$\Delta U=\Delta I\cdot R_c$	Прямо впливає на коливання напруги й потужності
ΔU – зміна напруги у перетині	Показує ступінь відхилення напруги при навантаженні	$U_2=U_1-\Delta I\cdot R_c$	Пропорційно впливає на дисбаланс потужностей та втрати
δ_u, δ_i – коефіцієнти спотворення напруги й струму	Характеризують дію вищих гармонік на форму сигналів	$Q_F^2=U_1^2I_1^2(1+\delta_u^2)(1+\delta_i^2)-$ $-(P_1+\Delta P)^2.$	Підвищують реактивну складову потужності, спричиняючи додаткові втрати
ΔP – зміна активної потужності	Різниця між фактичною та оптимальною потужністю передачі	$Q_{F(\Delta P)}^2/P_1^2=2(\Delta P/P_1)+(\Delta P/P_1)^2.$	Характеризує рівень узгодженості режимів, що призводить до втрат

Продовження таблиці 2.1

Q_F – потужність Фризе	Узагальнений показник енергетичної узгодженості	$Q_F^2 = S^2 - P^2 = S^2 - (P_1 + \Delta P)^2.$	Служить критерієм оптимальності енергетичних процесів
β_{QF} – узгодженості моделі з експеримен-тальними даними	Визначає відповідність аналітичної моделі реальним умовам	$\beta_{QF} = \left\| 1 - \frac{Q_{F,approx}^2}{Q_F^2} \right\|.$	Відображає точність оцінки втрат у змінних режимах

Узагальнюючи отримані результати, можна зробити висновок, що домінуючий вплив на рівень енергетичних втрат мають внутрішній опір генератора та опір лінії, які визначають характер зміни напруги й струму при змінних навантаженнях [20].

Водночас гармонічні спотворення та коливання активної потужності істотно підвищують частку додаткових втрат, що визначається рівнем узгодженості динамічних процесів, що виникають у мікромережі [20].

Отримані результати створюють базу для подальшого аналізу впливу окремих елементів мікромереж на енергетичну ефективність роботи системи (підпункт 2.3) [20].

2.3 Оцінювання впливу нерівномірності генерації та споживання електроенергії на параметри перехідних режимів та техніко-економічні характеристики мікромережі

У мікромережах нового покоління, де процеси виробництва та споживання електроенергії взаємопов’язані у часовому вимірі та постійно змінюються, навіть незначні асиметрії або фазові зсуви між напругою і струмом здатні викликати порушення у розподілі електроенергії, збільшення частки реактивних складових потужності та зростання загальних втрат у мережі [33]. Для адекватного відображення цих процесів необхідне використання комплексних енергетичних критеріїв, що враховують динаміку

змін параметрів струму та напруги, включно з їх гармонічними компонентами [34]. Такий підхід створює основу для більш точного аналізу впливу нерівномірності генерації та споживання на енергетичну ефективність мікромереж, а також сприяє побудові математичних моделей, здатних описувати і оптимізувати режимні процеси в розподілених енергетичних структурах [29]. У випадках наявності значного рівня гармонік традиційні індукційні лічильники, як правило, фіксують завищені показники енергоспоживання, що зумовлює похибки обліку електроенергії [29]. У сучасних умовах це свідчить про обмеженість класичних методів вимірювання потужності, які не відображають реальної картини енергетичних процесів у системах із динамічним балансом генерації та споживання [29]. Отже, постає необхідність розроблення нових підходів до вимірювання та аналізу потужності, які б враховували вплив гармонічних спотворень, а також нерівномірність виробництва та споживання електроенергії у мікромережах і локальних енергетичних системах [29].

Для підвищення енергоефективності та зниження втрат у електроенергетичних системах доцільно застосовувати підхід, що передбачає оцінювання рівня відхилення режимів генерації та споживання від оптимальних умов на основі аналізу реактивної потужності за критерієм Фризе Q_F [33]. Оцінювання ефективності процесів генерації та споживання електроенергії доцільно проводити з урахуванням функціонування системи електропостачання як єдиного цілісного комплексу. У такому підході критерієм аналізу виступає ступінь відхилення фактичного режиму енергоспоживання від умов рівномірної передачі активної потужності протягом заданого часового інтервалу. Для кількісного опису цих відхилень доцільним є застосування розширеної форми визначення реактивної потужності за Фризе, наданої у вигляді квадратичної нев’язки між повною потужністю S та активною потужністю P на довільному часовому проміжку. Такий підхід дозволяє об’єктивно оцінити рівень узгодженості процесу передавання електроенергії, а відтак і величину додаткових втрат у системі,

що виникає за певних умов зміни рівнів генерації та навантаження. Поглиблений аналіз втрат передбачає визначення причин їх виникнення або збільшення, що є важливим для ідентифікації компонентів, які формують небажані енергетичні відхилення. У загальному випадку джерелом додаткових втрат може виступати як генератор, так і навантаження, оскільки кожен із цих елементів впливає на узгодженість енергетичних потоків у системі. Така взаємодія особливо суттєва для локальних енергетичних систем і мікромереж, у яких баланс генерації та споживання формується динамічно, а режимні параметри залежать від часу, виду генерації та характеру навантаження. Саме тому оцінка узгодженості процесів у таких структурах є необхідною передумовою для подальшої оптимізації режимів та мінімізації втрат потужності [29, 33].

У подальшому дослідженні для кількісного визначення ступеня узгодженості енергетичних процесів у мікромережі застосовано модифікований вираз потужності Фризе. Розрахунки виконано для режимів, що характеризуються змінними діючими значеннями напруги U_i та струму I_i межах дискретних проміжків часу t_i, i = 1, …, n. При цьому усереднені значення параметрів U_0 та I_0 приймалися як репрезентативні для визначення базового рівня активної потужності $P=U_0 \cdot I_0$. Для підвищення точності аналізу було розглянуто режим активного навантаження ($cos\varphi$ = 1), що дозволило оцінити вплив зміни напруги та струму у межах періоду спостереження T на відхилення енергетичних характеристик системи. Потужності Фризе у якості інтегрального показника забезпечує високу чутливість до коливань електричних параметрів, що відображає ступінь відхилення фактичного режиму від оптимального. Зокрема, зростання величини Q_F зі збільшенням варіацій струму та напруги свідчить про підвищення рівня енергетичної узгодженості в дослідженій системі [29, 35]:

$$Q_F = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{n} U_i^2 \frac{\Delta t_i}{T}\right)\left(\sum_{j=1}^{n} I_j^2 \frac{\Delta t_i}{T}\right) - U_0^2 I_0^2} \qquad (2.30)$$

Враховуючи умову, коли $\delta_i = \Delta t_i / T$ та $\sum_{i=1}^{n} \delta_i = 1$ [29]:

$$Q_F = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} U_i^2 \delta_i \cdot \sum_{i=1}^{n} I_i^2 \delta_i - (\sum_{i=1}^{n} U_i I_i \delta_i)^2}. \quad (2.31)$$

Залежно від режимів функціонування електроенергетичної системи можна виокремити кілька характерних випадків зміни електричних параметрів [29]:

1) $U_1/U_2 \neq I_1/I_2$ – режим, за якого спостерігається нерівномірність у зміні напруги та струму, що свідчить про узгодженість електромережі;

2) $U_1/U_2 = I_1/I_2 = \alpha$ – ситуація пропорційної зміни напруги й струму, коли виконується умова

$U_1/I_1 = U_2/I_2 = const = R_{EQ}$ – тобто еквівалентний опір навантаження залишається сталим;

3) $U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2 = P_0 = const$ – режим, який відповідає передачі сталої потужності у системі, незалежно від зміни інших параметрів.

Для наочного відображення взаємозв'язку між параметрами генерації, споживання та втратами електроенергії в умовах нестабільних режимів роботи мікромереж розроблено структурну схему впливу ключових факторів на енергетичні показники системи [29].

Схема, наведена на рисунку 2.2, відображає послідовність впливу коливань потужності генерації та споживання на рівень напруги, струму, потужності Фризе й, відповідно, додаткові втрати енергії [29]. Додатково вона дозволяє формалізувати причинно-наслідкові зв'язки між відхиленнями режимних параметрів та зміною енергетичних характеристик мікромережі. Це створює основу для подальшого кількісного оцінювання узгодженості режимів та визначення напрямів підвищення ефективності функціонування системи. [29].

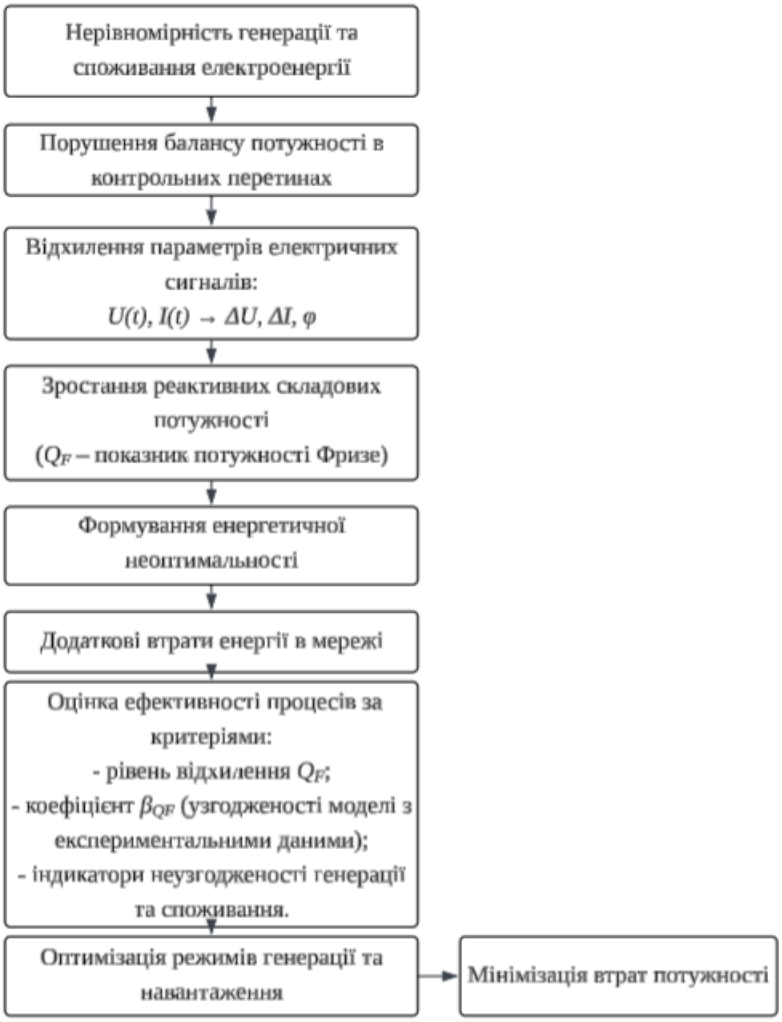


Рисунок 2.2 – Структурна схема впливу нормованих відхилень напруги та струму на узгодженість режимів мікромережі

Як видно зі схеми, зміна співвідношення між генерацією та навантаженням зумовлює зміну струму та напруги у контрольних перетинах системи, що впливає на баланс активної та реактивної потужності.

Зростання показника Q_F свідчить про зниження рівня узгодженості енергетичних процесів у мікромережі, що зумовлює збільшення додаткових втрат [29].

Таким чином, структурна модель дозволяє наочно простежити причинно-наслідковий зв’язок між параметрами режимів і втратами потужності в умовах динамічної зміни умов роботи локальних енергетичних систем [29].

Збільшення частки розосередженої та відновлюваної генерації ускладнює пропорційне узгодження потужностей між джерелами та споживачами в межах мікромережі, що призводить до коливань напруги, погіршення якості електроенергії та підвищення втрат у періоди пікових навантажень. Крім того, більшість існуючих мікромереж проєктуються як технічно завершені, але функціонально ізольовані системи, оптимізовані під конкретний тип обладнання, що обмежує можливості масштабування та підключення нових генераційних модулів [37, 38]. Важливою складовою підвищення ефективності роботи мікромереж є створення цифрової платформи керування, орієнтованої на забезпечення енергетичного балансу, мінімізацію втрат і підвищення загальної продуктивності. Такі платформи поєднують функції керування попитом (demand response), віртуальних електростанцій (virtual power plants), систем накопичення енергії, а також оперативного диспетчерського керування зарядними станціями електротранспорту та сегментами Smart Grid [36, 39].

З метою підвищення ефективності функціонування мікромереж реалізовано системний підхід до оцінювання енергетичних процесів, який базується на декомпозиції потоків потужності та енергії у функціональних вузлах системи та її показників. Такий підхід дозволяє не лише кількісно визначити втрати електроенергії, а й локалізувати їхні джерела в окремих елементах мікромережі та генераційних модулях, лініях передачі, системах накопичення та споживання [40-42]. Енергетичні показники відображають рівень узгодженості процесів передачі, перетворення та використання електроенергії в межах енергосистеми. Вони характеризують здатність окремих елементів і мікромережі в цілому забезпечувати мінімальні втрати енергії та стабільність енергетичних потоків за змінних режимів роботи [36, 39]:

- коефіцієнт корисної дії енергопотоків (η_E) – обчислюється як відношення корисної активної потужності до загальної, що надходить до елементу або підсистеми. Цей показник є інтегральною характеристикою

загальної ефективності енергетичного циклу і дозволяє оцінити ступінь внутрішніх втрат і перетворень у системі [20, 29];

- потужність Фризе (Q_F) – загальний показник, який описує відхилення режиму енергоспоживання та передачі від оптимального. Зазначає наявність реактивних і гармонічних складових, які знижують енергоефективність системи [35];

- індекс нерівномірності генерації/споживання (β) представляє собою показник коливання енергетичних потоків у часовій перспективі, що виступає як кількісний критерій для оцінки стабільності функціонування мікромережі. Підвищені значення β вказують на значні диспропорції між виробництвом та використанням енергії, сигналізуючи про порушення енергетичного балансу [20].

Комплекс представлених показників дав можливість сформувати інтегровану оцінку енергетичного статусу мікромережі, що ідентифікує основні показники втрат, рівень узгодженості між її структурними підсистемами та наявні можливості для підвищення загальної енергоефективності [29, 36].

Аналіз передбачає дослідження процесів у певних контрольованих точках мікромережі. У цих перерізах напруга *u(t)* та струм *i(t)* будуть розглянуті як гармонічні спектральні складові [36]:

$$u(t) = \sum_{k=1}^{N_G} U_{m(k)} \sin(k\omega t + \psi_k^u), \tag{2.32}$$

$$i(t) = \sum_{k=1}^{N_G} I_{m(k)} \sin(k\omega t + \psi_k^i). \tag{2.33}$$

де $U_{m(k)}$ та $I_{m(k)}$ – амплітуди гармонік напруги та струму відповідно,

ψ_k^u та ψ_k^i – фазові кути кожної гармоніки.

Нехай множини гармонічних складових напруги *u(t)* та струм *i(t)* позначені як *VG* та *WG* відповідно. Тоді структуру сигналів можна описати через підмножини: $GG=VG \cap WG$; $VG'=VG \setminus GG$; $WG'=WG \setminus GG$, де *GG* –

множина спільних гармонік напруги та струму, що беруть участь у передачі активної потужності, а решта (*VG'*, *WG'*) відображають гармоніки, які створюють додаткові втрати або реактивні складові енергії.

Реактивна потужність Фризе в цій моделі слугує інтегральною метрикою (або комплексним індикатором), яка визначає міру (або показує ступінь) відхилення робочого режиму від його оптимального стану [36].

Для опису процесів енергопередачі із застосуванням гармонічного аналізу проаналізовано кілька підходів до визначення реактивної потужності:

1. Реактивна потужність першої гармоніки Q_1:

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin\varphi_1, \tag{2.34}$$

де U_1 та I_1 – амплітудні значення першої гармоніки напруги та струму, а φ_1 – фазовий зсув між ними. Цей показник відображає класичне уявлення про реактивну потужність для синусоїдних режимів.

2. Реактивна потужність за Будеану Q_B [36, 43]:

$$Q_B = \sum_{k=1}^{N_G} Q_k = \sum_{k=1}^{N_G} U_k I_k \sin\varphi_k, \tag{2.35}$$

де U_k та I_k – діючі значення напруги та струму k-ї гармоніки, φ_k – фазовий зсув між ними, N – кількість гармонік.

Показник Q_B розроблений для кількісної оцінки сумарного рівня реактивних взаємодій у системі, які впливають на її енергетичну ефективність [43]. Цей підхід є узагальненим, оскільки передбачає врахування не лише базової частоти, а й впливу вищих гармонік, що є особливо актуальним для мікромереж із нелінійним навантаженням [36].

Q_B характеризує загальну реактивну енергію, яка обмінюється (накопичується/повертається) у мережі через наявність гармонічних складових у струмі та напрузі. Слід зазначити, що такі гармоніки спричиняють появу додаткових реактивних компонентів. Вони не беруть участі у процесі

передачі активної потужності, але призводять до підвищення втрат та надмірного тепловиділення в елементах мережі [43].

3. Реактивна потужність Фризе Q_F [36]:

$$Q_F = \sqrt{S^2 - P^2}, \tag{2.36}$$

де S – повна потужність;

P – активна потужність, що передається до навантаження.

Потужність Фризе є узагальненою енергетичною метрикою (або комплексним енергетичним показником), призначеною для оцінки міри узгодженості режиму енергоспоживання. На відміну від традиційних методів, ця величина виходить за межі простого фазового зсуву між струмом і напругою, інтегруючи також вплив гармонічних та часових спотворень. Це робить її універсальним критерієм для аналізу ефективності енергетичних процесів у мікромережах та локальних енергетичних системах [36].

Різні форми представлення реактивної потужності дають змогу досліджувати енергетичні процеси з різною глибиною деталізації – від базових синусоїдних режимів (через Q_1) до багатогармонічних систем із нелінійними спотвореннями (через Q_B і Q_F) [36].

При аналізі електричної системи, яка включає однофазне джерело напруги $u(t)$ та приєднане до нього навантаження, через яке проходить струм $i(t)$ у процесі передачі енергії від генератора до навантаження за період часу T, виникають втрати, які можна класифікувати на дві основні групи (або складові) [36]:

1. Необхідні (активні) втрати – визначаються як:

$$W_N = R_S I_A^2 T = R_S \frac{P^2 T}{U^2}, \tag{2.37}$$

і зумовлені протіканням активної складової струму $i_A(t)$;

R_S – еквівалентний активний опір генератора та лінії мікромережі/локальної електроенергетичної системи, Ом; відображає сукупний опір, що спричиняє втрати потужності при протіканні струму.

I_A – активна складова струму, А; яка бере безпосередню участь у передачі активної потужності до навантаження.

P – активна потужність, Вт; кількість енергії, переданої або спожитої за одиницю часу.

U – діюче значення напруги, В; середньоквадратичне значення миттєвої напруги, прикладеної до навантаження.

T – період часу, с; часовий інтервал, протягом якого визначаються середні значення потужностей або енергетичних втрат.

Таким чином, вираз (2.37) показує кількість енергії, розсіяної у вигляді тепла внаслідок протікання активної складової струму в опорі елементів системи [36].

2. Додаткові втрати – описуються виразом [36]:

$$W_{AD} = R_S I_P^2 T = R_S \frac{Q_F^2 T}{U^2}, \tag{2.38}$$

та виникають через дію реактивної складової струму $i_P(t)$, пов'язаної з факторами, що погіршують якість електроенергії.

Де I_P – реактивна складова струму, А; частина повного струму, що не виконує корисної роботи, але впливає на циркуляцію енергії між джерелом і навантаженням.

Q_F – потужність Фризе, ВАр; інтегральний показник реактивних процесів у системі, який характеризує відхилення від оптимального режиму енергоспоживання.

Ця залежність показує, що додаткові втрати зростають пропорційно квадрату реактивної потужності, яка відображає рівень енергетичних спотворень або неефективних процесів у мережі [36].

У вузлі "генератор–навантаження" мікромережі або ЛЕС, для заданих значень активної потужності P та напруги U, мінімальний робочий струм генератора відповідає миттєвому значенню $i_A(t) = P_u(t)/U^2$[36]. У цьому випадку середньоквадратичне значення струму на контрольованій ділянці описується співвідношенням [36]:

$$I^2 = \frac{1}{T}\int_0^T i^2(t)dt = \frac{1}{T}\int_0^T [i_A(t)+i_R(t)]^2 dt = I_A^2 + I_R^2, \quad (2.39)$$

де I_A та I_R – діючі значення активної та реактивної складових струму. Оскільки між активною потужністю та напругою існує залежність $I_A = P/U$, то, підставивши її у попереднє співвідношення (2.39) отримано вираз для визначення потужності Фризе [36]:

$$Q_F = U[I^2 - I_A^2]^{1/2} = UI_R \quad (2.40)$$

Згідно виразу (2.40) потужність Фризе оцінює ступінь відхилення реального струму I мікромережі від мінімального (ідеального) значення, що визначається напругою $u(t)$ та активною потужністю P. Цей показник Q_F кількісно визначає енергетичні складові, які не беруть участі в корисному енергообміні, але призводять до зростання втрат і, як наслідок, зниження ефективності мережі [44].

Баланс електричної енергії у мікромережі визначається низкою процесів, формалізація яких є необхідною для розуміння закономірностей розподілу енергетичних потоків. Серед найбільш ефективних інструментів для такого аналізу є метод декомпозиції (розкладу) миттєвих параметрів (струму $i(t)$, напруги $u(t)$ та потужності $p(t)$) на складові, що відображають різні фізичні процеси [36]. Для цього розглядається процедура представлення функції струму $i(t)$ у вигляді розкладу за системою ортогональних базисних функцій: $\{\varphi_i(t), i = 1,\ldots, n_\varphi\}$[36]. Даний метод передбачає розкладання складного сигналу струму на компоненти, які є незалежними одна від одної. Ці незалежні

складові слугують для характеристики окремих видів енергетичного обміну між елементами, що входять до складу мікромережі.

Якщо електромагнітні процеси мікромережі описуються у двовимірному просторі змінних *u(t)* та *i(t)*, то найбільш доречним є застосування ортогональної системи, що складається з двох основних (базових) функцій: $\varphi_1(t) \equiv u(t)$; $\varphi_2(t) \equiv u_\perp(t)$ [36]. У цьому випадку, активна передача потужності визначається діючою складовою напруги *u(t)*, тоді як ортогональна напруга $u_\perp(t)$ відповідає за реактивну взаємодію між джерелом і навантаженням [36].

Між цими функціями виконується умова ортогональності [36]:

$$\int_0^T u(t)u_\perp(t)dt=0 \tag{2.41}$$

Суть цієї вимоги полягає у відсутності взаємозв'язку між активними та реактивними складовими в межах періоду *T*. Тобто, зміна одного параметра не призводить до безпосередньої зміни іншого. З точки зору фізики, це дає змогу трактувати активну складову як пряму передачу енергії до навантаження, а реактивну – як періодичний обмін енергією між полями (електричним та магнітним) компонентів мережі. Таким чином, ортогональна декомпозиція струму дозволяє чітко розмежувати дві принципово різні енергетичні функції: корисне використання енергії та її реверсивне накопичення [36]. Узагальнення цієї методології слугує основою для формування математичної моделі енергетичного балансу мікромереж та ЛЕС, в якій кожна складова описує окремий вектор циркуляції енергії. Це допомагає оцінити кількісне вимірювання втрат, пов'язаних із реактивними процесами, і оцінки впливу характеристик окремих вузлів мікромережі на її сукупну енергоефективність [36].

Застосовуючи ортогональну систему $\{u(t), u_\perp(t)\}$, миттєвий струм *i(t)* розкладається на дві взаємно перпендикулярні складові – активну та реактивну. Цей принцип поділу ґрунтується на тому, що обидві складові

характеризують окремі типи енергетичних процесів: активний компонент забезпечує передачу корисної енергії, а реактивний – періодичний реверс енергії між електричними та магнітними полями елементів мережі [36]. Математично цей поділ описується як: $i(t)=i_{\parallel}(t)+i_{\perp}(t)$, де $i_{\parallel}(t)\equiv i_A(t)$, $i_{\perp}(t)\equiv i_R(t)$. Активна складова $i_A(t)$ відповідно відображає ефективну частину струму, яка виконує корисну роботу під час передачі енергії. На противагу цьому, реактивний компонент $i_R(t)$ характеризує некорисний обмін енергією, спричинений фазовим зсувом між напругою та струмом [36].

На підставі попередніх міркувань, формула для $i_{\perp}(t)$ має вигляд [36]:

$$i_{\perp}(t)=i(t)-i_A(t) \tag{2.42}$$

Виходячи з визначення активної складової $i_A(t) = p_u(t)/u(t) = P_u(t)/U(t)$, тоді реактивна компонента виражена як [36]:

$$u_{\perp}(t)=R_{\perp}i_{\perp}(t)=R_{\perp}[i(t)-\frac{P_u(t)}{U(t)}] \tag{2.43}$$

Рівняння, що було отримане, відображає залежність між реактивною напругою $u_{\perp}(t)$, повною миттєвою напругою $u(t)$ і струмом $i(t)$, дозволяючи відокремити енергетичні процеси за їхньою природою. Тобто, воно кількісно оцінює, наскільки реальний струм мікромережі відрізняється від ідеального активного струму, що прямо впливає на генерацію додаткових втрат та зниження загальної ефективності [36].

З метою декомпозиції потужності Фризе Q_F у мікромережі з однофазним генератором та стаціонарними навантаженнями прийнято припущення про нескінченну потужність джерела, що дозволяє розглядати зміни режиму як функцію характеристик навантаження та зовнішніх чинників. За таких умов загальний реактивний компонент струму може бути представлений як сума реактивних складових, зумовлених впливом різних факторів із множини {F}, яка складається з групи факторів додаткових втрат електроенергії, які були

описані у пункті 1.2: $\{F\}=\{A\}\cup\{B\}\cup\{C\}$[36]. Для узагальнення впливу зазначених факторів доцільно розглядати їх потужність або інтенсивність у вигляді кількісних характеристик n_{FA}, n_{FB} та n_{FC}, що відповідають потужності наборів $\{A\}$, $\{B\}$ і $\{C\}$ відповідно[36]. Тоді загальний ефект появи додаткових втрат можна описати як результат взаємодії факторів з цих трьох множин [36]:

$$n_F = n_{FA} + n_{FB} + n_{FC} \tag{2.44}$$

Для систематизації впливу окремих груп факторів на формування втрат енергії в мікромережі проведено декомпозицію складових потужності Фризе Q_F. У процесі аналізу виділено три основні групи факторів: режимні, гармонічні та фактори узгодженості режимів, що визначають різні за природою види енергетичних відхилень. Зведені характеристики цих груп подано у таблиці 2.2 [36].

Таблиця 2.2 – Декомпозиція втрат енергії за групами факторів. [36]

Група факторів	Позначення	Характер впливу	Тип процесу	Аналітичне відображення	Роль у формуванні Q_F
$\{A\}$Режимні параметри	F_A	Відхилення навантаження зміна струму, напруги	Лінійні процеси	n_{FA}	Формує реактивну складову через фазові зсуви
$\{B\}$Гармонічні спотворення	F_B	Наявність вищих гармонік напруги/ струму	Нелінійні процеси	n_{FB}	Визначає енергетичні втрати через гармонічну циркуляцію
$\{C\}$Узгодженість режимів	F_C	Динамічна невідповід-ність генерації й споживання	Несталі процеси	n_{FC}	Викликає додаткові активні втрати
Сумарний ефект	–	–	Системні процеси	$n_F = n_{FA} + n_{FB} + +n_{FC}.$	Визначає загальну енергетичну узгодженість

Як видно з таблиці 2.2 режимні відхилення характеризують зміну робочих параметрів навантаження, тоді як гармонічні складові та узгодженість режимів відображають нелінійні та динамічні процеси в елементах системи [36].

Сумарний вплив усіх факторів проявляється у зростанні показника Q_F, що свідчить про підвищення енергетичних втрат і зниження загальної ефективності функціонування мікромережі [36].

Для наочного відображення впливу різних груп факторів на рівень енергетичної ефективності мікромережі проведено порівняльний аналіз змін основних електричних параметрів і відповідних наслідків для енергопроцесів.

Такий підхід дозволяє визначити, які саме фактори – режимні, гармонічні або динамічні – мають найбільший вплив на показники потужності Фризе Q_F та коефіцієнт корисної дії енергопотоків η_E. Узагальнені результати подано у таблиці 2.3.

Додатковий аналіз свідчить, що режимні відхилення переважно впливають на зміну діючих значень напруги та струму, формуючи базову складову втрат електроенергії в мережі. Гармонічні спотворення, у свою чергу, зумовлюють появу додаткових складових струму, що не виконують корисної роботи, але збільшують навантаження на елементи системи та сприяють зростанню втрат.

Динамічні процеси, пов’язані зі швидкими змінами режимів генерації та споживання, призводять до порушення узгодженості електричних параметрів у часі, що відображається у зміні миттєвих значень потужності Фризе. Це особливо характерно для мікромереж із високою часткою відновлюваних джерел енергії та нерівномірним графіком навантаження.

Таблиця 2.3 – Вплив факторів на енергетичну ефективність мікромережі [36]

Фактор	Змінюваний параметр	Вплив на процес	Результат для Q_F	Вплив на ефективність η_E	Коментар
Зміна навантаження (режимний фактор)	I,P	Викликає фазовий зсув між $u(t)$ і $i(t)$, змінює співвідношення активної та реактивної складових	$\uparrow Q_F$	$\downarrow \eta_E$	Основний режимний вплив, пов'язаний із коливаннями споживання
Гармонічні спотворення	u_k, i_k, φ_k	Порушують синусоїдність сигналів, спричиняючи появу додаткових складових енергії	$\uparrow\uparrow Q_F$	$\downarrow\downarrow \eta_E$	Найбільш суттєве джерело додаткових втрат у мікромережах із нелінійним навантаженням
Уузгодженість генерації та споживання	$\Delta P, \Delta U$	Викликає часову диспропорцію між виробництвом та використанням енергії	$\uparrow Q_F$	$\downarrow \eta_E$	Погіршує стабільність енергетичного балансу, характерна для динамічних режимів
Опір елементів мережі (ліній і джерел)	R_S, R_L	Збільшує активні втрати при передаванні потужності	–	$\downarrow$	Базовий параметр, що впливає на внутрішні втрати незалежно від режиму
Сумарний вплив усіх факторів	–	Суперпозиція впливів режимних, гармонічних і динамічних складових	$\uparrow\uparrow Q_F$	$\downarrow\downarrow \eta_E$	Визначає рівень загальної енергетичної узгодженість системи
Гармонічні спотворення	u_k, i_k, φ_k	Порушують синусоїдність сигналів, спричиняючи появу додаткових складових енергії	$\uparrow\uparrow Q_F$	$\downarrow\downarrow \eta_E$	Найбільш суттєве джерело додаткових втрат у мікромережах із нелінійним навантаженням

Як видно з таблиці 2.3, найбільш суттєвий вплив на рівень енергетичних втрат і зниження ефективності мають гармонічні спотворення та узгодженість режимів генерації й споживання. Ці фактори спричиняють зростання потужності Фризе Q_F, що відображає посилення реактивних процесів і циркуляції енергії в системі. Натомість режимні параметри та опір ліній переважно визначають базові активні втрати, які не мають суттєвої часової динаміки [36].

Отже, підвищення енергоефективності мікромережі досягається насамперед через мінімізацію гармонічних складових, балансування потужності в контрольних перетинах і зменшення впливу узгоджених режимів роботи [36].

Для кожного фактора із множини $\{F\}$ можливо ввести функцію зміни параметрів α_j $[\Delta x_i^j, \ldots, \Delta x_{n,\varphi}^j]$, яка відображає вплив цього окремого фактора на ортогональні компоненти сигналу $x_e(t)$, $x_e(t)$ – це миттєве значення напруги $u(t)$ або струму $i(t)$ [36]. Тут α_j позначає кількість ортогональних складових сигналу, що враховуються під час аналізу втрат, а Δx_i^j – зміна i -ї ортогональної компоненти сигналу внаслідок дії j -го фактора [36]. На основі характеристик функцій α_j $[\Delta x_i^j]$ можна визначити внесок кожного фактора у загальне формування додаткових втрат енергії [36].

Подальша декомпозиція потужності Фризе та деталізація складових додаткових втрат у мікромережі та ЛЕС виражена, як об'єднання складових квадрату потужності Фризе, де кожна з яких характеризує внесок певного чинника у формування реактивної потужності системи [36]:

$$Q_F^2 = \sum_{j=1}^{n_F} U^2 I_{j,R}^2 = \sum_{j=1}^{n_F} Q_{F,j}^2, \tag{2.45}$$

де $Q_{F,j}$ позначає часткову компоненту реактивної потужності, яка утворюється під впливом j-го з n_F факторів, що спричиняють додаткові втрати енергії. Отже, кожен із цих чинників (наприклад, спотворення напруги, зміна

параметрів навантаження, вплив нелінійних елементів) робить свій окремий внесок у загальну величину реактивних потоків, які є причиною виникнення втрат у мікромережі [36].

У випадку, коли генератор мікромережі обмежений у потужності, ефективне значення напруги U доцільно розглядати як суперпозицію часткових компонентів [36]:

$$U^2 = \sum_{j=1}^{n_F} U_j^2, \tag{2.46}$$

де n_F позначає число незалежних факторів, що формують стан електричної енергії в системі.

Тоді загальне рівняння для квадрату потужності Фризе має наступний вигляд [36]:

$$Q_F^2 = \sum_{j_1=1}^{n_F} \sum_{j_2=1}^{n_F} U_{j1}^2 I_{j2,R}^2 = \sum_{j_1=1}^{n_F} \sum_{j_2=1}^{n_F} Q_{F,j1j2}^2 \tag{2.47}$$

Кожен компонент $Q^2_{F,j1,j2}$ відображає сукупний вплив конкретного фактора якості електроенергії на напругу *u(t)* та відповідного фактора спотворення струму *i(t)*. Така методика дозволяє не лише оцінити взаємодію гармонічних складових сигналів, але й простежити закономірності їх впливу на формування реактивної потужності та енергетичного балансу системи. Особливо це актуально для мікромереж із нелінійними елементами, перетворювачами частоти, інверторами та розподіленими джерелами генерації, де взаємодія між активними й реактивними складовими енергії має динамічний і стохастичний характер [36].

Застосування такого підходу створює передумови для комплексної оцінки енергетичних процесів на основі розділення їхніх фізичних складових – активних, реактивних і гармонічних. Це дозволяє ідентифікувати джерела виникнення додаткових втрат, визначити критичні фактори, що впливають на

якість електроенергії, а також побудувати модель взаємозв'язку між параметрами струму, напруги й потужності у часовій площині. Таким чином, математичні рівняння, отримані в процесі моделювання, набувають не лише теоретичного, але й прикладного значення – як інструмент для практичної оцінки ефективності функціонування мікромереж [36].

З метою узагальнення висновків, отриманих у результаті математичного моделювання процесів енергообміну в межах мікромереж, доцільно забезпечити кореляцію аналітичних рівнянь із фізичною природою енергетичних процесів та їх техніко-економічними наслідками. Такий зв'язок між теоретичними моделями та реальними фізичними явищами дає змогу здійснити багаторівневий аналіз ефективності функціонування локальних енергетичних систем, ураховуючи динаміку потоків потужності, узгодженість генерації та споживання, а також вплив гармонічних спотворень. Вказаний підхід дозволяє структурувати інформацію щодо впливу основних параметрів на індикатори ефективності функціонування автономних енергетичних систем. Підсумкові узагальнені дані наведені в Таблиці 2.4 [36].

Таблиця 2.4 – Взаємозв'язок математичних моделей і фізичних процесів у мікромережі.

Математична модель / рівняння	Фізичний зміст процесу	Основні змінні та параметри	Практичне значення для мікромережі
$W_N = R_S I_A^2 T = R_S \frac{P^2 T}{U^2},$	Активні (необхідні) втрати через протікання корисного струму	R_S, I_A, T	Визначає базові теплові втрати у лініях та джерелі енергії
$W_{AD} = R_S I_P^2 T = R_S \frac{Q_F^2 T}{U^2},$	Додаткові втрати, спричинені реактивними складовими	R_S, I_R, Q_F, U	Характеризує вплив фазового зсуву між напругою та струмом

Продовження таблиці 2.4

$Q_F = U[I^2 - I_A^2]^{1/2} = UI_R.$	Потужність Фризе – інтегральний показник узгодженості режимів	$U,I,\ I_A$	Показує ступінь відхилення від оптимального споживання
$i_\perp(t) = i(t) - i_A(t)$	Поділ струму на активну та реактивну складові	$i(t),\ i_A(t)$	Для аналізу миттєвих енергетичних процесів
$u_\perp(t) = R_\perp i_\perp(t) = R_\perp[i(t) - \frac{P_u(t)}{U(t)}].$	Реактивна напруга, що відображає коливання потенціалів	$R_\perp, i(t), P_u, U$	Дає змогу оцінити реактивний обмін енергією між елементами
$Q_F^2 = \sum_{j=1}^{n_F} U^2 I_{j,R}^2 = \sum_{j=1}^{n_F} = Q_{F,j}^2,$	Декомпозиція потужності Фризе на факторні складові	U_j, I_j, n_F	Дозволяє кількісно оцінити внесок окремих факторів втрат
$U^2 = \sum_{j=1}^{n_F} U_j^2,$	Суперпозиція впливів незалежних факторів напруги	U_j, n_F	Пояснює енергетичну взаємодію різних джерел у мікромережі

Математичне моделювання енергетичних процесів у мікромережах, як видно з таблиці 2.4, нерозривно пов'язане з фізичними характеристиками (струм, напруга, потужність). Завдяки цій залежності з'являється можливість від абстрактних рівнянь перейти до реалістичного оцінювання втрат, узгодження режимів та енергоефективності системи. Це, у свою чергу, забезпечує підвищення достовірності результатів аналізу при дослідженні різних режимів роботи мікромережі. Крім того, така постановка задачі дозволяє інтегрувати результати моделювання у практичні алгоритми керування та оптимізації енергетичних процесів.

Висновки до розділу

1. Встановлено основні закономірності формування енергетичних втрат у мікромережах та показано, що втрати електроенергії визначаються сукупною дією активного навантаження, гармонічних складових, фазових зсувів та внутрішніх опорів елементів мікромережі. Обґрунтовано, що наявність гармонічних спотворень і асиметрії призводить до непропорційного зростання втрат, що необхідно враховувати при аналізі режимів роботи мікромереж.

2. Визначено вплив коливань режимних параметрів на ефективність енергопередачі та встановлено, що динамічні зміни напруги та струму у часі супроводжуються зростанням реактивної складової потужності та відповідних втрат електроенергії. Доведено, що збільшення внутрішніх опорів елементів мережі підсилює вплив цих коливань, що ускладнює забезпечення ефективних режимів роботи мікромереж.

3. Досліджено вплив узгодженості генерації та споживання енергії. Показано, що нестабільність у роботі джерел і споживачів електроенергії призводить до погіршення енергетичного балансу мікромережі, збільшення реактивних потоків і підвищення загальних втрат. Узагальнені рівняння дозволили кількісно оцінити ступінь узгодженості режимів мікромережі в умовах динамічних змін навантаження та генерації, що дає можливість прогнозувати ефективність функціонування мікромережі за різних сценаріїв енергоспоживання. Це створює підґрунтя для формування в розділі 3 інтегрального показника узгодженості режимів та його алгоритмічної реалізації у розділі 4.

РОЗДІЛ 3
ОЦІНКА УЗГОДЖЕНОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖІ

3.1 Особливості зміни режимів роботи мікромережі

Сучасні мікромережі є складними електроенергетичними системами, що поєднують джерела розосередженої генерації, електричні навантаження різного характеру та установки зберігання електроенергії. Характерною особливістю таких систем є змінність режимів їх роботи у часі, що зумовлена варіацією генерації, насамперед від відновлюваних джерел енергії, зміною рівня споживання електроенергії та режимів роботи силового обладнання [45 – 47].

На відміну від традиційних електричних мереж, у мікромережах режими роботи доцільно розглядати не як ізольовані стани, а як послідовність взаємопов’язаних режимів, що формуються у часі. Кожен режим характеризується значеннями напруги у вузлах мережі, струмів у лініях розподільчої мережі та трансформаторах, а також потоків активної і реактивної потужності. При цьому зазначені параметри змінюються під впливом зовнішніх та внутрішніх факторів, зокрема погодних умов, графіків навантаження та режимів роботи джерел розосередженої генерації [45–47].

Зміна режимів роботи мікромережі має причинно-наслідковий характер. Зокрема, зменшення генерації від сонячних електростанцій внаслідок погіршення погодних умов призводить до зміни потоків потужності, перерозподілу навантаження між джерелами живлення та зміни рівнів напруги в мережі. Аналогічно, зміна режимів споживання або обмеження режимів роботи установок зберігання електроенергії впливає на баланс активної та реактивної потужності в системі. Таким чином, окремі режими не можуть розглядатися ізольовано один від одного, оскільки вони є взаємопов’язаними через процес зміни стану мікромережі у часі [45–47].

У зв’язку з цим аналіз окремих фіксованих режимів роботи не дозволяє повною мірою оцінити характер функціонування мікромережі. Зокрема, порівняння режимів, що відповідають різним моментам часу (наприклад, у денний та вечірній періоди), без урахування переходів між ними не відображає фізичної сутності процесів у системі та не дозволяє встановити причинно-наслідкові зв’язки між змінами генерації, споживання та параметрами електричної мережі [45–47].

В умовах зміни режимів роботи особливого значення набуває забезпечення допустимих значень параметрів електричної мережі, зокрема напруги у вузлах, струмів у лініях та трансформаторах, а також потоків потужності. До них належать: допустимі рівні напруги (згідно EN 50160 / ДСТУ EN 50160: ($U_{min} \leq U_i \leq U_{max}$). У практиці європейського та українського електротехнічного нормування межі допустимих відхилень напруги визначаються вимогами стандарту EN 50160 та його національного аналога ДСТУ EN 50160, який регламентує характеристики напруги в електричних мережах низької та середньої напруги за нормальних умов експлуатації. Згідно з цими документами, припустимий діапазон відхилень напруги повинен становити: $0.9U_{ном} \leq U_i \leq 1.1U_{ном}$, де $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, а U_i – фактична напруга у відповідному вузлі електричної мережі. Межі потоків потужності у лініях, що визначають пропускну здатність і припустиме теплове навантаження ($|P_{ij}| \leq P_{ij}^{max}$), режими роботи джерел генерації та накопичення, а також вимоги до частоти, гармонік і керування навантаженням. Порушення цих умов свідчить про відхилення режиму роботи від допустимого та супроводжується зростанням втрат електричної енергії, погіршенням її якості та зниженням надійності функціонування обладнання [45 – 48].

З урахуванням характеру зміни параметрів доцільно виділити такі типи режимів роботи мікромережі, що підлягають дослідженню:

– режими, у яких відбувається зміна напрямку потоків активної потужності між мікромережею та зовнішньою мережею;

– режими з відхиленням напруги у вузлах мережі та струмом від допустимих значень;

– режими при зміні співвідношенням між генерацією та споживанням електроенергії [49–52].

У подальшому окремі режими роботи мікромережі розглядаються не як самостійний об’єкт дослідження, а як фіксовані значення параметрів системи, що відповідають різним умовам балансу між генерацією та споживанням електроенергії, різним напрямкам потоків активної потужності, а також різним рівням навантаження елементів мережі.

Основна увага приділяється переходам між такими режимами роботи, оскільки саме зміна параметрів у процесі переходу від одного режиму до іншого відображає реальний характер функціонування мікромережі [20, 29].

Таким чином, оцінювання режимів роботи мікромережі повинно базуватися на врахуванні зміни їх параметрів у часі та взаємозв’язку між генерацією, споживанням і параметрами електричної мережі. Для цього доцільно використовувати кількісні показники, що дозволяють узагальнено врахувати вплив змін напруги, струмів та потоків потужності.

Одним із таких підходів є використання принципу Фризе. На відміну від класичного застосування потужності за Фризе, яке базується на миттєвих значеннях напруги та струму і використовується для аналізу перехідних процесів, у даній роботі застосовується узагальнений підхід, заснований на використанні еквівалентних параметрів режиму для окремих інтервалів часу.

Значення напруги та струму при цьому інтерпретуються не як миттєві або періодичні діючі значення, а як узагальнені параметри, що характеризують стан мікромережі в межах відповідного інтервалу часу. Це дозволяє застосувати принцип Фризе для оцінювання структурних відхилень режимів у довготривалих режимах роботи.

Детальний розгляд методу формування інтегрального показника на основі принципу Фризе та його застосування для оцінювання ступеня узгодженості режимів роботи мікромережі наведено у підрозділі 3.2 [20, 29].

3.2 Формування інтегрального показника оцінювання зміни режимів роботи в мікромережі

На основі викладених теоретичних положень подальший розвиток дослідження пов’язаний із формуванням кількісного показника, який дозволяє оцінити ступінь узгодженості режимів роботи мікромережі з урахуванням їх зміни у часі. Необхідність введення такого показника обумовлена тим, що аналіз окремих режимів у фіксовані моменти часу не дозволяє встановити взаємозв’язок між змінами генерації, споживання та параметрами електричної мережі.

Формування такого показника потребує врахування структури мікромережі, характеристик джерел генерації, навантаження, а також умов розподілу потоків потужності, що визначає тривалість перебування системи у відповідних режимах роботи. Це створює основу для побудови математичної моделі оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі [29].

У дослідженні використано реальну низьковольтну мікромережу напругою 0,4 кВ, структурну схему якої наведено на рисунку 3.1. До складу мікромережі входять джерела розосередженої генерації, установки зберігання електроенергії, інверторні перетворювачі та нелінійні електричні навантаження. Така структура є типовою для сучасних систем електропостачання та характеризується значною варіабельністю режимів роботи, що проявляється у зміні значень напруги у вузлах мережі, струмів у її елементах та напрямків потоків активної потужності [29]. Структурна схема використовується для формування режимних станів, визначення параметрів та побудови профілів напруги U_i та струму I_i, необхідних для подальших розрахунків. Контрольним перетином обрано шину 0,4 кВ, у якій відбувається підсумовування потоків потужності, а відхилення ΔUj та ΔIj відображають зміну режимних параметрів у часі. Тривалість перебування мікромережі у відповідному режимі враховується за допомогою коефіцієнтів δj.

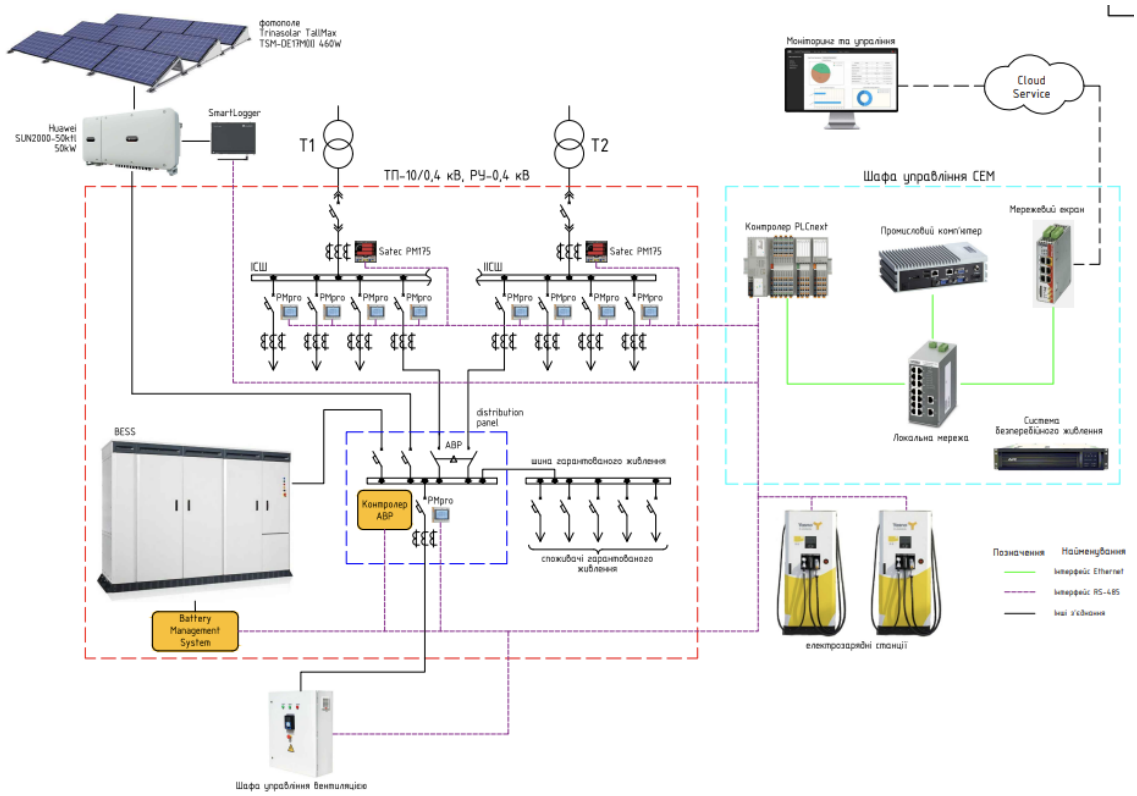


Рисунок 3.1 – Функціональна схема мікромережі 0,4 кВ.

Сукупність коефіцієнті δj, формує часову структуру моделі та визначає ваговий внесок кожного режиму роботи мікромережі у загальну оцінку. На цій основі будується інтегральний показник, що характеризує ступінь узгодженості режимів роботи мікромережі.

При цьому використовується не класичне визначення потужності Фризе, а принцип, що лежить в її основі – модифікована потужність Фризе, для випадку, коли класична реактивна складова не враховується ($cos\varphi$=1). Зокрема, використовується математичний вираз, сформований за аналогією з розкладом Фризе (2.31), який дозволяє оцінити відхилення між параметрами напруги та струму в різних режимах роботи мікромережі та застосовується як інтегральний показник узгодженості режимів.

Розглянемо контрольний перетин мікромережі, у якому протягом заданого інтервалу спостереження T фіксуються еквівалентні значення напруги U_i та струму I_i для кожного з n часових інтервалів. Тривалість кожного

інтервалу позначають через T_i, а відносну тривалість через: $\delta_i = T_i/T$, i=1,2,…,n. [29].

Таким чином, набір $\{U_i, I_i, \delta_i\}$ описує зміну значень напруги та струму у різних режимах роботи мікромережі протягом досліджуваного періоду. Для подальшого аналізу вводяться базові значення напруги та струму, що характеризують узагальнений стан мікромережі за досліджуваний період. Вказані параметри визначаються з урахуванням тривалості перебування системи у відповідному режимі роботи мікромережі та використовуються як точка відліку для оцінювання відхилень напруги та струму:

$$U_0 = \sum_{i=1}^{n} U_i \delta_i, \; I_0 = \sum_{i=1}^{n} I_i \delta_i, \tag{3.1}$$

Отримані величини U_0 та I_0 інтерпретуються як параметри, що відповідають оптимальному стану роботи мікромережі та відображають узагальнений рівень значень напруги та струму у межах періоду аналізу. Вони не розглядаються як миттєві або класичні діючі значення, а використовуються як умовні характеристики, відносно яких оцінюються подальші зміни режиму.

У подальшому в роботі розрізняються поняття режиму роботи та стану мікромережі. Під режимом роботи розуміється інтервал часу, протягом якого мікромережа функціонує за певних умов генерації та навантаження. Водночас стан мікромережі характеризується фіксованими значеннями напруги та струму у вибраному контрольному перетині.

Формула (2.31) визначає величину Q_F як інтегральний показник, що характеризує ступінь зміни співвідношення між напругою та струмом у різні часові інтервали досліджуваного періоду. Якщо співвідношення між діючими значеннями напруги та струму зберігається сталим, тобто всі режимні точки (U_i, I_i) розташовані вздовж однієї лінійної залежності, мікромережа фактично працює у стаціонарному енергетично збалансованому режимі, і показник Q_F

прямує до нуля. За таких умов додаткові внутрішні перетоки енергії не виникають, а вся потужність використовується у корисному процесі [29].

Інша ситуація спостерігається, коли взаємозв'язок між напругою та струмом у різних режимах порушується. Зміна амплітуди, фазової структури або характеру навантаження змінює положення точок (U_i, I_i) у просторі режимів, і вони перестають утворювати єдину узгоджену множину. У цьому разі значення Q_F стає додатним. Це свідчить про те, що частина енергії перестає бути узгодженою у часі, виникають додаткові внутрішні циркуляційні компоненти та збільшується частка втрат, які не беруть участі у виконанні корисної роботи [29].

Тому Q_F можна трактувати як міру режимної узгодженості – показник, що відображає ступінь, у якому фактичний робочий процес мікромережі відхиляється від умов узгодженого енергетичного функціонування [29].

Для пояснення фізичного змісту показника узгодженості розглянемо найпростіший випадок зміни режиму роботи мікромережі у часі. Нехай досліджуваний період режиму роботи мікромережі T поділено на два послідовні часові інтервали, у кожному з яких фіксуються значення напруги та струму (U_1,I_1) та (U_2,I_2). Такий розподіл використовується не для розгляду окремих режимів, а для опису зміни параметрів мікромережі у процесі її роботи. Для даного випадку виконується умова нормування тривалостей інтервалів $\delta_1+\delta_2=1$.Після підстановки у формулу (2.31) та повного розкриття добутків отримуємо [29]:

$$Q_F^2 = (1+\delta_1)(1+\delta_2)(U_1 I_2 - U_2 I_1)^2 \qquad (3.2)$$

Отриманий вираз дозволяє оцінити зміну співвідношення між напругою та струмом у двох послідовних часових інтервалах роботи мікромережі. Величина $U_1I_2-U_2I_1$, характеризує відмінність у поведінці електричних параметрів при переході від одного режиму в інший. Якщо у системі зберігається однаковий характер навантаження й узгодженість між напругою

та струмом, тобто відношення U_1/I_1 і U_2/I_2 практично не відрізняються, тоді величина $U_1I_2-U_2I_1$ наближається до нуля, а отже й Q_F виявляється дуже малою. Така ситуація відповідає умовно стабільному режиму, коли перехід від одного стану до іншого не супроводжується істотним електричним дисбалансом [29].

Якщо ж співвідношення між напругою та струмом у двох станах суттєво змінюється (наприклад, при переході від режиму з відносно високою напругою та помірним струмом до режиму із зниженими рівнями напруги та підвищеним струмом унаслідок зростання навантаження), то модуль різниці $U_1I_2-U_2I_1$ збільшується. Квадратичний характер залежності у формулі для Q_F^2 означає, що навіть помірні зміни співвідношення параметрів можуть приводити до істотного зростання значення Q_F [29]. У цьому випадку має місце суттєве порушення узгодженості режиму роботи мікромережі, що супроводжується виникненням додаткових внутрішніх перетоків електроенергії, зростанням втрат та підвищеним навантаженням на елементи мережі [29].

Окремої уваги заслуговує множник $(1-\delta_1)(1-\delta_2)$, який виконує роль вагового коефіцієнта, пов’язаного з тривалістю перебування мікромережі у відповідних часових інтервалах. Якщо один із інтервалів є короткочасним (наприклад, нетривалий піковий режим), його внесок у підсумкове значення Q_F^2 буде меншим навіть за наявності значної різниці між значеннями (U_1,I_1) та (U_2,I_2). Натомість, коли обидва часові інтервали займають суттєву частку періоду спостереження, вплив зміни співвідношення між напругою та струмом на значення модифікованої потужності Фризе зростає. Таким чином, у формулі одночасно враховано не лише величину зміни електричних параметрів, але й тривалість її прояву у часі, що дозволяє оцінювати узгодженість режиму роботи мікромережі з урахуванням часової структури його зміни [29].

Узагальнюючи, можна зазначити, що отриманий вираз для Q_F^2 у випадку аналізу двох часових інтервалів є наочною мірою відмінності режимів

мікромережі в енергетичному сенсі. Він враховує зміну напруги, струму, їх взаємозв’язок і тривалість режимів, що забезпечує його використання як фізично обґрунтованого показника узгодженості режимів [29].

Оскільки у мікромережах режими змінюються навколо певного середнього стану, доцільно подавати напругу та струм у кожному інтервалі як відхилення від їх середніх значень. Це дозволяє відокремити статичну складову режиму від динамічної, зумовленої режимними флуктуаціями. Введемо відповідне представлення [29]:

$$U_1 = U_0 + \Delta U,\ U_2 = U_0 - \Delta U. \tag{3.3}$$

$$I_1 = I_0 + \Delta I,\ I_2 = I_0 - \Delta I. \tag{3.4}$$

де U_0 та I_0 – середні за часом значення напруги та струму;

ΔU і ΔI – відповідні їх відхилення для кожного конкретного режиму.

Подібне подання широко застосовується у теорії електромагнітних процесів, оскільки дозволяє розділити структурний стан системи (усереднені параметри) та її динамічну поведінку (коливальні компоненти) [29].

Підставивши ці вирази у попередньо отриману формулу (3.2) для модифікованої потужності Фризе та виконавши повне розкриття добутків, подальше групування членів і скорочення однакових складових, одержуємо узагальнений аналітичний вираз [29]:

$$Q_F^2 = (1-\delta_1)(1-\delta_2)[3\Delta U^2 I_0^2 + 3\Delta I^2 U_0^2 + \Delta U^2 \Delta I^2 - 8U_0 I_0 \Delta I \Delta U] \tag{3.5}$$

Цей результат має важливу інтерпретацію, оскільки дозволяє безпосередньо пов’язати значення Q_F із характером і масштабом режимних відхилень. Аналіз структури отриманого виразу показує декілька принципових закономірностей [29].

По-перше, квадратичні члени $3\Delta U^2 I_0^2$ та $3\Delta I^2 U_0^2$ описують, наскільки суттєво змінюється рівень напруги та струму у порівнянні зі своїми середніми

значеннями. Чим більшими є амплітуди цих коливань, тим значнішим стає внесок у Q_F. Це повністю відповідає фізичному змісту потужності Фризе: значні відхилення напруги або струму, спричинені змінами навантаження чи генерації, призводять до підвищення узгодженості електромагнітних процесів у системі та зростання рівня узгодженості режимів роботи мікромережі [29].

По-друге, член $\Delta U^2 \Delta I^2$ відображає взаємний вплив одночасних відхилень напруги та струму. Наявність цієї компоненти свідчить про те, що режимні зміни, які відбуваються синхронно (наприклад, одночасне зростання навантаження та падіння напруги або підвищення напруги на тлі зменшення струму при переході установок зберігання електроенергії у режим розряду), впливають на Q_F не лише у вигляді незалежних внесків, але і через їх взаємодію [29].

По-третє, важливою складовою є член $-8U_0 I_0 \Delta I \Delta U$, що описує корельовані зміни напруги та струму, які частково компенсують одна одну. Зокрема, при зростанні напруги зі зменшенням струму (наприклад, за підвищення частки генерації) узгодженість режиму підвищується. Це відображає, що взаємопов’язані зміни параметрів можуть частково компенсуватися і зменшувати значення Q_F [29].

У цілому наведений вираз демонструє, що Q_F залежить не просто від абсолютних значень ΔU та ΔI, а від характеру їх взаємодії, ступеня одночасності, напрямку зміни та співвідношення із середніми параметрами системи. Це робить модифіковану потужність Фризе чутливим і багатофакторним показником, здатним відобразити складну природу зміни параметрів режиму мікромережі, що працює в умовах варіативної генерації, нелінійних навантажень та частих змін умов її роботи [29].

Перехід від абсолютних приростів напруги й струму до їхніх нормованих відносних значень є важливим етапом аналізу, оскільки дозволяє відокремити характер режимних відхилень від масштабів самої системи. Для цього записано вирази [29]:

$$\Delta U = K_U U_0, \ \Delta I = K_I I_0. \tag{3.6}$$

де K_U та K_I є безрозмірними коефіцієнтами, що характеризують відносну зміну напруги та струму у порівнянні з їхніми середніми значеннями. Така нормалізація широко застосовується у теорії енергетичних систем, оскільки вона дозволяє усунути залежність від конкретного рівня навантаження чи напруги та зробити аналіз режимів універсальним і придатним до порівняння між різними об'єктами або різними інтервалами часу [29].

Після підстановки нормованих величин у попередньо отриманий вираз для модифікованої потужності Фризе одержуємо залежність, яка може бути інтерпретована як інтегральний показник узгодженості режиму роботи мікромережі, оскільки вона враховує спільний вплив відносних змін напруги, струму та тривалості відповідних часових інтервалів [29]:

$$Q_F^2 = U_0^2 I_0^2 (3K_U^2 + 3K_I^2 + K_U^2 K_I^2 + 1 - 8K_U K_I)(1-\delta_1)(1-\delta_2) \tag{3.7}$$

Структура цієї формули дозволяє зробити низку фундаментальних висновків.

Передусім, винесення множника $U_0^2 I_0^2$ показує, що абсолютний масштаб модифікованої потужності Фризе визначається базовими режимними умовами, властивими конкретній мікромережі. Натомість вираз у дужках: $3K_U^2 + 3K_I^2 + K_U^2 K_I^2 + 1 - 8K_U K_I$ містить інформацію про структуру і характер відносних режимних коливань, тобто описує те, яким чином відносні зміни напруги та струму впливають на узгодженість електромагнітних процесів[29]. Квадратичні члени $3K_U^2$ і $3K_I^2$ відображають внесок окремих відхилень напруги та струму: збільшення амплітуди напругових чи струмових коливань одразу приводить до істотного зростання Q_F, навіть якщо інша величина залишається практично сталою [29]. Компонент $K_U^2 K_I^2$ описує нелінійний взаємний вплив двох видів відхилень: у разі одночасного значного коливання

і напруги, і струму внесок у режимну неоднорідність посилюється більш ніж пропорційно [29]. Особливу роль у структурі виразу відіграє член $-8K_U K_I$ [29]. Його наявність свідчить про можливість часткової компенсації режимних змін: зростання напруги зі зменшенням струму (або навпаки) знижує рівень узгодженості. Це відображає реальну поведінку мікромереж, де взаємопов'язані зміни параметрів частково компенсуються, зокрема при роботі систем накопичення та локальної генерації. Крім того, множник $(1-\delta_1)(1-\delta_2)$ зберігає залежність Q_F^2 від тривалості режимів і дозволяє враховувати їхній ваговий внесок у загальну картину режимної неоднорідності [29]. Довготривалі коливання або стани, що повторюються значну частину часу, мають істотно більший вплив, ніж короткочасні, і це безпосередньо відображено у формулі [29].

Розглянемо окремо найпростіший, але з практичної точки зору показовий випадок, коли протягом періоду спостереження T поділяється на два послідовні часові інтервали, у межах яких фіксуються значення напруги та струму (U_1,I_1) та (U_2,I_2). Такий поділ використовується не для аналізу окремих режимів як статичних станів, а для оцінювання зміни режиму роботи мікромережі у часі. Проводиться аналіз переходів з одного режиму роботи мікромережі в інший, зокрема: переходу від режиму генерації до режиму споживання, від режиму заряду до режиму розряду установки зберігання електроенергії, а також зміні навантаження протягом доби. Саме при відхиленні напруги та струму, що можуть призводити до погіршення умов функціонування мережі, перевантаження її елементів та зростання втрат електричної енергії виникає доцільність проведення аналізу переходу від одного режиму в інший. У стаціонарних умовах, коли параметри залишаються незмінними, необхідність у такому аналізі відсутня, оскільки узгодженість режиму не порушується. Відносну тривалість кожного інтервалу позначимо через δ_1 та δ_2, причому виконується умова нормування: $\delta_1+\delta_2=1$. Тоді

загальний вираз модифікованої потужності Фризе для двох режимів набуває вигляду [29]:

$$Q_F^2 = (U_1^2\delta_1 + U_2^2\delta_2)(I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2) - (U_1 I_1\delta_1 + U_2 I_2\delta_2)^2 \quad (3.8)$$

Перший добуток у формулі характеризує усереднені квадратичні значення напруги та струму з урахуванням тривалості відповідних часових інтервалів, тоді як другий член відображає їх спільну зміну при переході від одного інтервалу до іншого. Різниця між цими складовими визначає ступінь узгодженості зміни напруги та струму у процесі зміни режиму роботи мікромережі. Для подальшого аналізу введемо базові значення напруги та струму, визначені для всього періоду спостереження T [29]:

$$U_0 = U_1\delta_1 + U_2\delta_2,\ I_0 = I_1\delta_1 + I_2\delta_2. \quad (3.9)$$

У мікромережі напругою 0,4 кВ величини U_0 та I_0 ці величини відповідають еквівалентним значенням напруги та струму, визначеним для розглянутого періоду спостереження за результатами вимірювань (Satec PM175, PMpro) у контрольному перетині шини 0,4 кВ. Зазначені величини не вводять нового фізичного змісту електричних параметрів, а використовуються як базові значення, відносно яких оцінюється зміна напруги та струму у процесі переходу між часовими інтервалами. Такий підхід відповідає практиці аналізу режимів електропостачання при використанні добових або періодичних графіків навантаження, де для оцінки відхилень застосовуються еквівалентні значення параметрів за розглянутий інтервал часу.

Щоб чітко відокремити статичну складову режиму від динамічної, представимо параметри кожного з двох станів у вигляді відхилень від базових значень [29]:

$$U_1 = U_0 + \Delta U_1,\ U_2 = U_0 + \Delta U_2. \quad (3.10)$$

$$I_1 = I_0 + \Delta I_1,\ I_2 = I_0 + \Delta I_2. \quad (3.11)$$

де ΔU_1, ΔU_2 та ΔI_1, ΔI_2 – зміни напруги та струму у відповідних часових інтервалах відносно базових значень, що характеризують стан мікромережі за розглянутий період спостереження [29]. Наприклад, у досліджуваній мікромережі перший інтервал часу може відповідати періоду активної генерації фотоелектричної установки та роботи установки зберігання електроенергії в режимі накопичення енергії. У цей період спостерігається підвищення напруги та зниженню струму в контрольному перетині мікромережі. Другий інтервал часу може відповідати періоду зростання навантаження та активної роботи установок зберігання електроенергергії, за якого відбувається збільшення струму у мережі та зниження рівня напруги внаслідок зростання навантаження і втрат у її елементах. Таким чином, величини ΔU та ΔI відображають не абсолютні значення електричних параметрів, а зміну режиму роботи мікромережі у часі, що визначається зміною співвідношення між генерацією, споживанням та режимами роботи установки зберігання електроенергії [29].

Підставивши подані співвідношення для U_1, U_2, I_1, I_2 у вихідний вираз для модифікованої потужності Фризе та виконавши необхідні перетворення, отримуємо розгорнутий аналітичний вираз, що містить квадрати базових значень, квадрати змін параметрів, а також змішані добутки $U_0\Delta U_k$, $I_0\Delta I_k$ і $\Delta U_k\Delta I_m$. Подальше алгебраїчне групування та скорочення однакових членів дозволяє виділити лише ті складові, що впливають на ступінь узгодженості режиму мікромережі. У підсумку отримано компактний, але інформативний вираз [29]:

$$Q_F^2 = \delta_1\delta_2[U_0^2(\Delta I_1+\Delta I_2)^2 + I_0^2(\Delta U_1+\Delta U_2)^2 - 2U_0 I_0(\Delta U_1\Delta I_2+\Delta U_2\Delta I_1)] \qquad (3.12)$$

З формули (3.12) видно, що модифікована потужність Фризе у випадку двох послідовних інтервалів часу визначається не лише величиною змін напруги та струму, а й характером їх взаємозв’язку. Кожен із доданків у виразі має чіткий фізичний зміст і відображає окремі аспекти зміни режиму роботи

мікромережі. Доданок $U_0^2(\Delta I_1+\Delta I_2)^2$ характеризує вплив зміни струму в контрольному перетині мережі. Його зростання відповідає ситуаціям, коли відбувається суттєва зміна навантаження або режимів роботи локальний джерел генерації, що призводить до перерозподілу потоків потужності. Доданок $I_0^2(\Delta U_1+\Delta U_2)^2$ відображає вплив змін напруги у контрольному перетині. Такі зміни можуть бути зумовлені варіаціями генерації фотоелектричних установок, зміною режимів роботи установок зберігання електроенергії, а також зміною навантаження і відповідними втратами напруги в елементах мережі. Зростання цього доданка свідчить про погіршення умов підтримання рівня напруги у мережі. Доданок $2U_0I_0(\Delta U_1\Delta I_2+\Delta U_2\Delta I_1)$ принципово важливим, оскільки відображає не незалежний внесок відхилень напруги та струму, а саме їхню взаємодію у послідовних інтервалах часу. Фактично він визначає ступінь узгодженості зміни електричних параметрів. [29]. Практична цінність такого підходу полягає у можливості виявлення інтервалів часу, у яких відбувається порушення узгодженості режиму роботи мікромережі, зокрема під час:

– зміни режимів роботи установок зберігання електроенергії (перехід між накопиченням та віддачою енергії);

– різкої зміни навантаження;

– зміни рівня генерації фотоелектричних установок;

– переходів між різними режимами керування мікромережею.

У такій ситуації добутки $\Delta U_1\Delta I_2$ та $\Delta U_2\Delta I_1$ набувають значних значень, що відображає посилену зміни електричних параметрів при переході між послідовними інтервалами часу. Саме цей перехресний вплив є джерелом додаткових внутрішніх перетоків електроенергії, які виникають у процесі зміни режиму роботи мікромережі та відображають порушення узгодженості її функціонування. Слід також зазначити, що множник $\delta_1\delta_2$ у формулі (3.12) виконує роль вагового коефіцієнта, який враховує тривалість відповідних інтервалів часу, у межах яких реалізуються різні режими роботи мікромережі.

Якщо один із інтервалів є короткочасним, його вплив на значення Q_F^2 буде обмеженим навіть за значних змін напруги та струму. Натомість, якщо зміна режиму зберігається протягом тривалого інтервалу часу, її вплив на значення показника суттєво зростає. Таким чином, вираз (3.12 одночасно враховуються як величина змін електричних параметрів, так і тривалість їх прояву у часі, що дозволяє коректно оцінювати ступінь узгодженості режиму роботи мікромережі. Це робить його зручним для використання як основи при формуванні безрозмірних показників узгодженості режимів роботи мікромережі [29].

Додатково, спираючись на співвідношення (3.9), показано, що прирости напруги та струму у кожному послідовних інтервалів часу безпосередньо пов'язані як і з характером зміни режиму роботи мікромережі, так і з тривалістю відповідних інтервалів, тому одержано [29]:

$$\Delta U_1 = U_1 - U_0 = (U_1 - U_2)\delta_2,\ \Delta U_2 = U_2 - U_0 = (U_1 - U_2)\delta_1. \tag{3.13}$$

$$\Delta I_1 = I_1 - I_0 = (I_1 - I_2)\delta_2,\ \Delta I_2 = I_2 - I_0 = (I_1 - I_2)\delta_1. \tag{3.14}$$

У попередніх розділах нормування відхилень напруги та струму виконувалося відносно базових значень U_0 та I_0, що забезпечувало можливість узагальненого представлення змін електричних величин у межах розглянутого періоду. Разом із тим, таке представлення відображає лише інтегральний рівень відхилень і не дозволяє врахувати особливості їх прояву в окремих часових інтервалах. У реальних умовах експлуатації мікромережі зміни напруги та струму мають нерівномірний характер і пов'язані з переходами між різними режимами роботи, зокрема зміною балансу генерації та споживання, режимів роботи установки зберігання електроенергії та навантаження. З цією метою вводяться нормовані коефіцієнти, що характеризують відносні зміни напруги та струму у відповідних інтервалах часу [29]:

$$K_{u1} = \frac{\Delta U_1}{U_0},\ K_{u2} = \frac{\Delta U_2}{U_0}. \tag{3.15}$$

$$K_{i1} = \frac{\Delta I_1}{I_0},\ K_{i2} = \frac{\Delta I_2}{I_0}. \tag{3.16}$$

На відміну від узагальненого нормування, використання окремих коефіцієнтів для кожного інтервалу часу дозволяє:

1. Врахувати характер змін електричних величин у часі. Оскільки у різні інтервали часу зміни напруги та струму зумовлені різними фізичними причинами (зміною генерації, навантаження або режимів роботи установки зберігання електроенергії), використання окремих коефіцієнтів забезпечує більш точне відображення реальних процесів у мікромережі.

2. Врахувати нерівномірність змін параметрів у різні інтервали часу. У мікромережах із фотоелектричною генерацією, установками зберігання електроенергії та змінним навантаженням відхилення напруги та струму можуть суттєво відрізнятися за характером і масштабом у різні моменти часу. Узагальнене нормування не дозволяє коректно відобразити ці відмінності.

3. Оцінити внесок окремих інтервалів часу у формування узгодженості режиму роботи мікромережі. Оскільки модифікована потужність Фризе є мірою узгодженості електромагнітних процесів, важливо визначити, у які саме інтервали часу виникають найбільші відхилення, що формують загальне зниження узгодженості режиму.

4. Виявити інтервали часу, що потребують коригування режимів роботи. Якщо значення коефіцієнтів K_u або K_i для окремого інтервалу суттєво перевищують інші, це свідчить про наявність небажаних змін режиму, що можуть бути пов’язані зі зміною навантаження, роботою установки зберігання електроенергії або генерації, і потребують коригування алгоритмів керування.

Для досліджуваної мікромережі (рис.3.1), де одночасно присутні фотоелектрична генерація установка зберігання електроенергії, коефіцієнти мають наступний фізичний зміст [29]:

- K_{u1} – відносне зростання напруги у період роботи фотоелектричної установки та заряду системи накопичення електроенергії. У цей час спостерігається надлишок активної потужності, тому напруга на шині 0,4 кВ підвищується;

- K_{u2} – перехідні зміни напруги при балансуванні зарядних станцій. Збільшення струму викликає зростання втрат у лінії та трансформаторі, що призводить до просадки напруги;

- K_{i1} – відносна зміна струму у першому інтервалі часу, яка може характеризувати зменшення навантаження або його часткове покриття локальною генерацією чи установкою зберігання електроенергії;

- K_{i2} – відносна зміна струму у наступному інтервалі часу, що, як правило, пов’язана зі зростанням навантаження або зміною режиму роботи електроприймачів.

Таким чином, набір коефіцієнтів $\{ K_{u1}, K_{u2}, K_{i1}, K_{i2} \}$ дозволяє формалізувати зміну параметрів мікромережі у часі та виокремити вплив окремих часових інтервалів на формування узгодженості режиму її роботи. Це є необхідною основою для подальшого оцінювання узгодженості режимів мікромережі та вдосконалення алгоритмів керування її функціонуванням [29].

У процесі подальшого аналітичного опрацювання виразів для модифікованої потужності Фризе доцільним є використання спрощень, що відображають фізичні особливості зміни режиму у часі. Одним із таких є наближення симетрії перехресних добутків приростів напруги та струму у послідовних часових інтервалах, яке формально записується у вигляді [29]:

$$\Delta U_1 \Delta I_2 \approx \Delta U_2 \Delta I_1 \tag{3.17}$$

На відміну від попередніх припущень, що мали переважно формально-алгебраїчний характер, співвідношення (3.17) має фізичне обґрунтування та відображає особливості зміни режиму роботи мікромережі у часі [29].

Аналіз зміни параметрів у контрольному перетині мікромережі напругою 0,4 кВ показує, що відхилення напруги та струму у послідовних часових інтервалах, як правило, мають взаємопов'язаний і протилежно спрямований характер. Це зумовлено зміною балансу між генерацією, споживанням та роботою установки зберігання електроенергії.

Зокрема, при зменшенні струму навантаження внаслідок часткового покриття споживання локальною генерацією або розрядом установки зберігання електроенергії спостерігається підвищення напруги у вузлі мережі. Натомість при зростанні навантаження або зміні режиму роботи електроприймачів струм у контрольному перетині зростає, що супроводжується збільшенням падіння напруги на елементах мережі та її зниженням у точці спостереження.

Таким чином, у послідовних часових інтервалах зміни напруги та струму характеризуються протилежною спрямованістю[29]:

$$\Delta U_1 > 0, \Delta I_1 < 0, \;\; \Delta U_2 < 0, \; \Delta I_2 > 0. \tag{3.18}$$

Для послідовних часових інтервалів добутки $\Delta U_1 \Delta I_2$ та $\Delta U_2 \Delta I_1$ відображають взаємозв'язок змін напруги та струму у процесі переходу від одного інтервалу до іншого. Фактично ці добутки характеризують, яким чином зміна однієї величини в попередньому інтервалі часу пов'язана зі зміною іншої величини у наступному. У реальних умовах функціонування мікромережі зміни напруги та струму зумовлені спільними фізичними процесами – зміною балансу активної потужності, режимів роботи установки зберігання електроенергії та навантаження. Унаслідок цього у суміжних часових інтервалах спостерігається узгоджена закономірність зміни цих величин: зростання або зменшення однієї з них супроводжується відповідною зміною іншої.

Це призводить до того, що відношення приростів напруги та струму у суміжних інтервалах часу набувають близьких значень, що формально може бути записано у вигляді [29]:

$$\frac{\Delta U_1}{\Delta I_1} \approx -\frac{\Delta U_2}{\Delta I_2} \tag{3.19}$$

а відтак і перехресні добутки набувають близького значення [29]:

$$\Delta U_1 \Delta I_2 \approx \Delta U_2 \Delta I_1 \tag{3.20}$$

Наближення (3.20) відображає взаємопов'язаний характер зміни напруги та струму у послідовних часових інтервалах та узгоджується з фізичною природою процесів у мікромережі, зумовлених зміною балансу між генерацією, споживанням та роботою установки зберігання електроенергії. Застосування цього наближення дозволяє спростити аналітичні вирази без втрати їх фізичної достовірності та зберегти адекватність розрахунків при оцінюванні узгодженості режиму роботи мікромережі [29].

Подальше вдосконалення математичної моделі передбачає деталізацію впливу змін параметрів у окремих часових інтервалах на формування величини модифікованої потужності Фризе. З цією метою доцільно перейти від опису відхилень у вигляді абсолютних приростів ΔU_j та ΔI_j до їх нормованих значень, а також ввести додаткові коефіцієнти, що характеризують інтенсивність зміни параметрів у відповідних інтервалах часу [29].

З метою формалізації відмінностей між окремими інтервалами часу та підвищення інформативності моделі нормовані відхилення напруги та струму у наступному інтервалі доцільно представити через відповідні значення у попередньому інтервалі з урахуванням коефіцієнтів масштабування[29]:

$$K_{i2} = K_{i1}\alpha_i, \;\; K_{u2} = K_{u1}\alpha_u \tag{3.21}$$

На відміну від попереднього нормування, де використовувалися лише базові відносні величини, у виразі (3.21) вводяться додаткові параметри, що характеризують інтенсивність зміни напруги та струму між послідовними часовими інтервалами [29]:

α_i – визначає, у скільки разів змінюється амплітуда відхилень струму при переході від одного інтервалу часу до наступного;

α_u – аналогічний коефіцієнт для напруги.

Запровадження цих коефіцієнтів дозволяє перейти від загальної оцінки узгодженості режиму роботи мікромережі до більш детального аналізу характеру змін напруги та струму у часі, що є принципово важливим для систем з розосередженою генерацією, установками зберігання електроенергії та змінним навантаженням [29].

Використання коефіцієнтів α_i та α_u дає можливість кількісно оцінити, наскільки інтенсивно змінюються електричні величини у різні моменти часу. Зокрема, значення $\alpha_i > 1$ свідчить про збільшення амплітуди відхилень струму у наступному інтервалі, що може бути пов’язано зі зростанням навантаження або зміною режиму роботи системи. Водночас $\alpha_i < 1$ відповідає зменшенню відхилень струму. Аналогічно, коефіцієнт α_u характеризує зміну відхилень напруги: при $\alpha_u > 1$ спостерігається посилення відхилень напруги, тоді як $\alpha_u < 1$ відповідає їх зменшенню [29].

Таким чином, параметри α_i та α_u забезпечують адаптацію моделі до реальних умов функціонування мікромережі та дозволяють ідентифікувати інтервали часу, у яких відбуваються найбільш суттєві порушення узгодженості режиму роботи, що є основою для подальшого вдосконалення алгоритмів керування мікромережею [29].

Після завершення нормування та структуризації параметрів напруги і струму отриманий вираз для модифікованої потужності Фризе подано у вигляді безрозмірного критерію, який не залежить від абсолютного рівня електричних величин, а визначається їх відносними змінами та тривалістю відповідних часових інтервалів [29]:

$$\frac{Q_F^2}{P_0^2} = \delta_1 \delta_2 \left[-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1} K_{i2} + K_{u2} K_{i1} \right]^2 \qquad (3.22)$$

Отриманий вираз є універсальним для широкого класу мікромереж і може використовуватися як інтегральний показник ступеня узгодженості режиму роботи незалежно від масштабу електричної системи. Його складові відображають інтенсивність змін напруги та струму, а також характер їх взаємозв'язку у часі. Зі збільшенням сумарних відхилень електричних величин та порушенням їх узгодженої зміни значення модифікованої потужності Фризе зростає, що свідчить про відхилення режиму від узгодженого стану [29].

Разом із тим отриманий вираз сформовано для спрощеного випадку аналізу переходу між двома послідовними часовими інтервалами, що дозволяє встановити базові закономірності зміни узгодженості режиму. Такий підхід є необхідним етапом формалізації показника, однак не повною мірою відображає реальні умови функціонування мікромереж.

У практичних умовах експлуатації режим роботи мікромережі протягом періоду спостереження характеризується послідовною зміною кількох часових інтервалів, що формуються під впливом змін генерації, навантаження та режимів роботи установок зберігання електроенергії. У зв'язку з цим виникає необхідність узагальнення отриманого підходу на випадок багатократних змін режиму з метою більш повного оцінювання ступеня узгодженості режимів роботи мікромережі.

3.3 Оцінювання узгодженості режимів мікромережі при зміні режимних параметрів

Подальший розвиток системи оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі базується на узагальненні підходу, викладеного у підрозділі 3.2, для випадку, коли протягом періоду спостереження T відбувається послідовна зміна значень напруги та струму у контрольному перетині, а не лише їх перехід між двома часовими інтервалами. Такий підхід дозволяє врахувати вплив змін

генерації, навантаження та режимів роботи установок зберігання електроенергії на параметри мікромережі. У цьому контексті період аналізу режиму роботи мікромережі T подається як сукупність часових інтервалів, у межах яких значення напруги U_i та струму I_i у контрольному перетині визначаються як еквівалентні параметри, отримані за результатами вимірювань або розрахунків на відповідному інтервалі часу. Такий підхід відповідає практиці аналізу режимів електропостачання, де безперервні зміни електричних величин замінюються узагальненими значеннями, що характеризують поведінку системи протягом обраного інтервалу часу. Виділення окремих інтервалів обумовлене необхідністю відобразити характерні ділянки зміни режиму роботи мікромережі, що виникають унаслідок зміни балансу між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. Для трьох інтервалів визначаються узагальнені значення напруги та струму [29]:

$$U_0 = U_1\delta_1 + U_2\delta_2 + U_3\delta_3,\ I_0 = I_1\delta_1 + I_2\delta_2 + I_3\delta_3, \tag{3.23}$$

де $\delta_1+\delta_2+\delta_3=1$ – ці величини, відповідно до попередніх розрахунків, мають чіткий фізичний зміст: вони виконують умову нормування. Мінімальна кількість інтервалів, що дозволяє відобразити характер цієї зміни, становить три: початковий інтервал, інтервал переходу та інтервал, що відповідає новому рівню електричних параметрів.

Такий підхід дозволяє не лише зафіксувати факт зміни режиму, а й оцінити її характер, що є необхідним для подальшого застосування модифікованої потужності Фризе.

Величини U_0 та струму I_0 визначаються за результатами вимірювань у контрольному перетині мікромережі (шина 0,4 кВ) та використовуються як узагальнені параметри, що характеризують рівень напруги та струму протягом періоду спостереження. Принципово важливо зазначити, що ці величини не є миттєвими значеннями та не відповідають класичному визначенню діючих

значень, яке встановлюється для періоду синусоїдального сигналу. У даному випадку вони використовуються як еквівалентні узагальнені характеристики, що формуються на основі агрегування вимірювань у часі.

Для кожного з виділених часових інтервалів вводяться відхилення напруги та струму від узагальнених значень [29]:

$$\Delta U_1 = U_1 - U_0,\ \Delta U_2 = U_2 - U_0,\ \Delta U_3 = U_3 - U_0. \tag{3.24}$$

$$\Delta I_1 = I_1 - I_0,\ \Delta I_2 = I_2 - I_0,\ \Delta I_3 = I_3 - I_0. \tag{3.25}$$

Таке представлення дозволяє відокремити узагальнений рівень електричних параметрів від їх змін у часі та виділити саме ті відхилення напруги і струму, які виникають у процесі зміни режиму роботи мікромережі та визначають появу додаткових перетоків електроенергії [29].

Для кожного часового інтервалу вводяться нормовані відносні коефіцієнти [29]:

$$K_{u1} = \frac{\Delta U_1}{U_0},\ K_{u2} = \frac{\Delta U_2}{U_0},\ K_{u3} = \frac{\Delta U_3}{U_0}. \tag{3.26}$$

$$K_{i1} = \frac{\Delta I_1}{I_0},\ K_{i2} = \frac{\Delta I_2}{I_0},\ K_{i3} = \frac{\Delta I_3}{I_0}\ . \tag{3.27}$$

Введені коефіцієнти є безрозмірними та дозволяють аналізувати зміну електричних параметрів незалежно від абсолютного рівня напруги та струму. Їх використання забезпечує можливість порівняння різних умов функціонування мікромережі без прив’язки до її масштабу. Коефіцієнти K_{u3} та K_{i3} відображають відносну зміну напруги та струму у відповідних часових інтервалах і дозволяють кількісно оцінити інтенсивність зміни електричних параметрів у процесі функціонування мікромережі [29].

У процесі зміни параметрів мікромережі відбувається взаємодія між значеннями напруги та струму, що відповідають різним часовим інтервалам. Такі взаємозв’язки формуються для кожної пари інтервалів та визначають

характер зміни електричних величин у часі. Унаслідок цього внесок окремих інтервалів у значення модифікованої потужності Фризе визначається не лише величиною відхилень, але й характером їх взаємодії між різними інтервалами часу.

З урахуванням цих міркувань формула модифікованої потужності Фризе для у випадку трьох часових інтервалів (n=3) має вигляд [29]:

$$Q_F^2 = (U_1^2\delta_1 + U_2^2\delta_2 + U_3^2\delta_3)(I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2 + I_3^2\delta_3) - (U_1 I_1 \delta_1 + U_2 I_2 \delta_2 + U_3 I_3 \delta_3)^2 \qquad (3.28)$$

Отриманий вираз є узагальненням випадку двох інтервалів та характеризується більш складною алгебраїчною структурою. Його розкриття приводить до появи доданків, що враховують як індивідуальні відхилення параметрів, так і їх взаємодію між різними часовими інтервалами. Особливу роль відіграють перехресні складові, які відображають взаємозв'язок змін напруги та струму у різних інтервалах часу. Саме ці складові визначають додаткові перетоки електроенергії, що виникають у процесі зміни параметрів мікромережі. Після підстановки нормованих коефіцієнтів та виконання перетворень кінцевий вираз для модифікованої потужності Фризе Q_F^2 набуває вигляду суми трьох «парних» складових [29]:

$$\begin{aligned} Q_F^2 = {} & \delta_1\delta_2 U_0^2 I_0^2 \left[-(K_{i1} + K_{i2}) + (K_{u1} + K_{u2}) - K_{u1}K_{i2} + K_{u2}K_{i1} \right]^2 + \\ & + \delta_1\delta_3 U_0^2 I_0^2 \left[-(K_{i1} + K_{i3}) + (K_{u1} + K_{u3}) - K_{u1}K_{i3} + K_{u3}K_{i1} \right]^2 + \\ & + \delta_2\delta_3 U_0^2 I_0^2 \left[-(K_{i2} + K_{i3}) + (K_{u2} + K_{u3}) - K_{u2}K_{i3} + K_{u3}K_{i2} \right]^2 \end{aligned} \qquad (3.29)$$

Отриманий узагальнений вираз модифікованої потужності Фризе для випадку трьох часових інтервалів має чітку фізичну структуру та може розглядатися як інтегральний показник, що характеризує ступінь узгодженості зміни параметрів мікромережі у часі. Його значення визначається сукупним впливом взаємодії електричних параметрів у різних часових інтервалах. Структура виразу (3.29) представлена у вигляді суми трьох складових, кожна

з яких відповідає взаємодії параметрів напруги та струму у певній парі часових інтервалів. Таким чином, модель враховує не лише окремі значення електричних величин, а саме характер їх зміни. Це означає, що оцінювання базується не на порівнянні окремих станів мікромережі, а на аналізі переходів між ними, що дозволяє відобразити реальну динаміку зміни параметрів напруги та струму у процесі її функціонування [29].

Кожна з парних складових у виразі (3.29) характеризує зміну електричних параметрів між відповідними часовими інтервалами та має власний внесок у загальне значення показника узгодженості. Сукупність нормованих коефіцієнтів дозволяє оцінити співвідношення між змінами напруги та струму. Зокрема, одночасне зростання відхилень обох параметрів призводить до збільшення значення показника, тоді як протилежно спрямовані зміни можуть частково компенсувати одна одну. Така взаємна компенсація відображає фізичну особливість роботи мікромереж, при якій зміна одного параметра може супроводжуватися зворотною зміною іншого. Наприклад, зростання напруги у контрольному перетині може супроводжуватися зменшенням струму або навпаки, що пов’язано зі зміною балансу між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. Якщо взаємодія між параметрами у двох інтервалах зберігається протягом значної частини періоду спостереження, її вплив на значення модифікованої потужності Фризе зростає. Натомість короткочасні зміни, навіть за значних відхилень параметрів, мають обмежений вплив на інтегральний показник.

Таким чином, отриманий вираз враховує одночасно:

– величину змін напруги та струму;

– характер їх взаємозв’язку;

– тривалість відповідних інтервалів часу [29].

Отриманий узагальнений вираз дозволяє кількісно оцінити ступінь узгодженості зміни параметрів мікромережі у часі, а також визначити внесок окремих часових інтервалів та їх взаємодії у формування внутрішніх енергетичних перетоків. Це дає можливість ідентифікувати ті інтервали часу,

у яких зміна напруги та струму є найбільш суттєвою та визначає характер функціонування мікромережі [29].

Після отримання узагальненого аналітичного виразу модифікованої потужності Фризе виникає необхідність формування безрозмірного показника, який дозволяє оцінювати узгодженість режиму роботи мікромережі незалежно від абсолютного рівня електричних величин. З цією метою базовий вираз нормується відносно узагальнених параметрів U_0 та струму I_0, що характеризують рівень напруги та струму у контрольному перетині за період спостереження. Така нормалізація дозволяє перейти від абсолютних величин до відносних характеристик та зосередитися на структурі зміни параметрів у часі. У результаті формується безрозмірний показник узгодженості режиму роботи мікромережі, значення якого визначається структурою взаємодії змін напруги та струму у різних часових інтервалах. При цьому збільшення значення модифікованої потужності Фризе відповідає зниженню узгодженості режиму, тоді як її зменшення свідчить про більш узгоджений характер функціонування мікромережі. Відповідно, нормований вираз набуває вигляду [29]:

$$\begin{aligned}\frac{Q_F^2}{P_0^2} &= \delta_1\delta_2\left[-(K_{i1}+K_{i2})+(K_{u1}+K_{u2})-K_{u1}K_{i2}+K_{u2}K_{i1}\right]^2+\\ &+\delta_1\delta_3\left[(K_{i3}+K_{i1})+(K_{u1}-K_{u3})-K_{u1}K_{i3}+K_{u3}K_{i1}\right]^2+\\ &+\delta_2\delta_3\left[-(K_{i2}+K_{i3})+(K_{u2}+K_{u3})-K_{u3}K_{i2}+K_{u2}K_{i3}\right]^2\end{aligned} \tag{3.30}$$

Отриманий нормований вираз узагальнює характер зміни напруги та струму у мікромережі протягом періоду спостереження та може розглядатися як інтегральний показник узгодженості режиму її роботи. Його значення визначається структурою взаємодії відхилень електричних параметрів у різних часових інтервалах та відображає ступінь узгодженості їх зміни у часі. На відміну від підходів, що базуються на аналізі окремих режимів як статичних станів, запропонований показник враховує саме процес переходу

між інтервалами часу, у межах якого відбувається зміна співвідношення між напругою та струмом у контрольному перетині мікромережі. У низьковольтних мікромережах такі зміни параметрів є взаємопов’язаними та зумовлені зміною балансу між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. Це призводить до зміни рівнів напруги, струму та напрямків потоків потужності, що відображається у значеннях нормованих коефіцієнтів та їх взаємодії у виразі (3.30). Таким чином, отриманий показник дозволяє оцінити узгодженість режиму роботи мікромережі не за окремими значеннями параметрів, а за характером їх зміни у часі, що є визначальним для систем із розосередженою генерацією та змінним навантаженням [29].

Разом із тим, для більш повного розуміння механізму формування даного показника доцільно перейти від суто аналітичного опису до його графічної інтерпретації. Це пов’язано з тим, що розглянутий показник формується не абсолютними значеннями напруги та струму, а їх відхиленнями від узагальнених значень та характером зміни цих відхилень у часі. Графічне подання дозволяє наочно відобразити, яким чином формуються відхилення напруги ΔU_i та ΔI_i у кожному часовому інтервалі, як вони співвідносяться з узагальненими значеннями напруги та струму, а також яким чином тривалість інтервалів δ_i впливає на їх внесок у формування інтегрального показника узгодженості. На рисунку 3.2 наведено узагальнену схему зміни напруги та струму у контрольному перетині мікромережі для випадку $n = 3$. Діаграма відображає значення U_1, U_2, U_3 та I_1, I_2, I_3 а також відповідні відхилення ΔU_i та ΔI_i [29]. Таке графічне представлення дозволяє чітко ідентифікувати структуру зміни електричних параметрів у часі та встановити взаємозв’язок між величинами відхилень і їх тривалістю. Зокрема, воно демонструє, що внесок кожного інтервалу у формування показника визначається не лише величиною відхилення, але й тривалістю його існування [29].

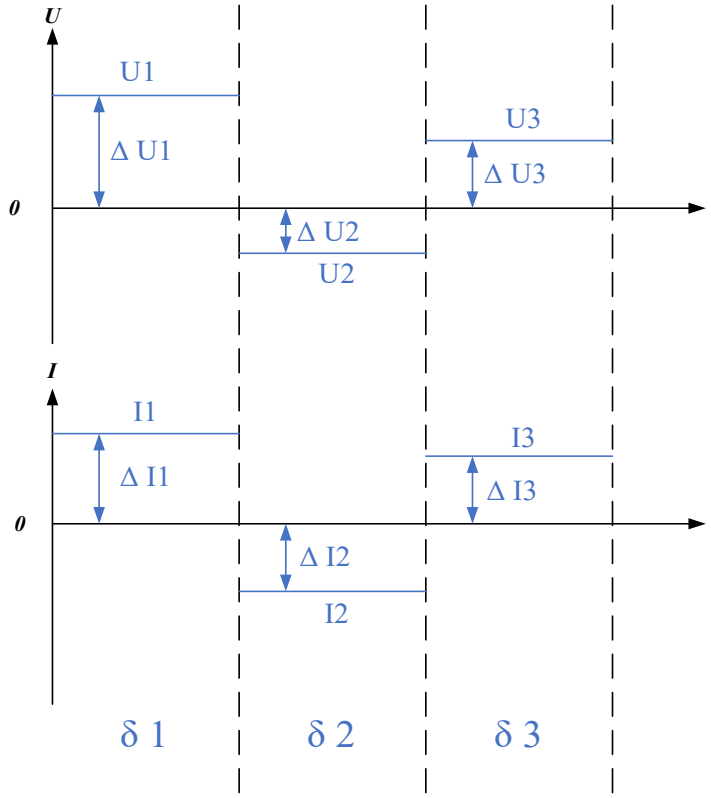


Рисунок 3.2 – Діаграма відхилень напруги та струму для випадку $n = 3$

Крім того, діаграма дозволяє наочно оцінити взаємодію між змінами напруги та струму у різних інтервалах часу. Зміни параметрів можуть бути як узгодженими (односпрямованими), так і такими, що частково компенсують одна одну, що безпосередньо впливає на значення нормованих коефіцієнтів відповідно, на значення інтегрального показника [29].

Отже, отриманий безрозмірний показник може використовуватися як універсальний критерій оцінювання узгодженості режиму роботи мікромережі. Значення показника, близькі до нуля, відповідають високому рівню узгодженості, за якого зміни напруги та струму у різних часових інтервалах є взаємно узгодженими та не призводять до виникнення суттєвих додаткових перетоків електроенергії. Зі зростанням значення показника спостерігається зниження узгодженості режиму, що проявляється у збільшенні внутрішніх енергетичних перетоків та відхилень параметрів у контрольному перетині мікромережі. Це свідчить про менш узгоджений характер зміни напруги та струму у часі та може супроводжуватися

підвищенням втрат електроенергії. Особливістю запропонованого показника є його здатність відображати внесок окремих часових інтервалів та їх взаємодії у формування загального рівня узгодженості. Це дозволяє перейти від узагальненої оцінки до аналізу структури зміни електричних параметрів та виявлення інтервалів часу, у яких відбуваються найбільш суттєві відхилення. Подальший аналіз може бути розширений за рахунок збільшення кількості часових інтервалів, що дозволяє більш детально описати зміну електричних параметрів у часі та підвищити точність оцінювання узгодженості режиму роботи мікромережі [29].

Подальший аналіз може бути розширений за рахунок введення додаткових часових інтервалів, що дозволяє більш детально описати зміну напруги та струму у контрольному перетині мікромережі протягом періоду спостереження. Збільшення кількості інтервалів забезпечує більш точне відображення характеру зміни електричних параметрів у часі [29]. У додаткових інтервалах можуть спостерігатися специфічні співвідношення між напругою та струмом, зумовлені зміною балансу між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. Це призводить до формування відмінних за характером відхилень ΔU_i та ΔI_i, які визначають структуру зміни параметрів мікромережі [29].

З позиції модифікованої потужності Фризе введення додаткових часових інтервалів означає збільшення кількості взаємодій між відхиленнями напруги та струму. Кожна пара інтервалів формує окрему складову у виразі показника, що відповідає взаємодії змін електричних параметрів у часі. Такі взаємодії можуть мати різний характер: від плавних змін параметрів до більш різких переходів, що відображається у значеннях нормованих коефіцієнтів та їх комбінаціях у виразі модифікованої потужності Фризе. У результаті врахування додаткових інтервалів дозволяє підвищити чутливість показника до особливостей зміни напруги та струму та забезпечує більш детальне оцінювання узгодженості режиму роботи мікромережі [48].

Таким чином, розширення кількості часових інтервалів не є допоміжним елементом аналізу, а необхідною умовою для адекватного опису зміни параметрів мікромережі у часі. Збільшення кількості інтервалів дозволяє більш повно врахувати характер зміни напруги та струму та забезпечує підвищення точності оцінювання узгодженості режиму її роботи. Врахування повної часової структури зміни параметрів дає можливість виконати комплексне оцінювання взаємодії електричних величин у системі та забезпечує коректність визначення інтегрального показника узгодженості, який відображає реальний характер процесів у мікромережі протягом періоду спостереження [29].

Побудова математичної моделі для випадку чотирьох часових інтервалів $n = 4$ ґрунтується на загальному визначенні модифікованої потужності Фризе. У цьому випадку узагальнені значення напруги та струму визначаються як зважені суми[29]:

$$U_0 = U_1\delta_1 + U_2\delta_2 + U_3\delta_3 + U_4\delta_4,\ I_0 = I_1\delta_1 + I_2\delta_2 + I_3\delta_3 + I_4\delta_4 \tag{3.31}$$

Для подальших розрахунків визначаються відхилення напруги та струму для кожного інтервалу від узагальнених значень [29]:

$$\Delta U_j = \begin{cases} U_0 - U_j, \text{ якщо } j - \text{непарне}, \\ U_j - U_0, \text{ якщо } j - \text{парне}. \end{cases} \tag{3.32}$$

Таке визначення забезпечує єдиний підхід до опису відхилень для всіх інтервалів та не потребує введення додаткових умов щодо знаків або класифікації інтервалів. У випадку чотирьох інтервалів структура виразу модифікованої потужності Фризе ускладнюється за рахунок збільшення кількості парних взаємодій між відхиленнями напруги та струму. Кожна пара інтервалів формує окрему складову, що відображає взаємозв’язок змін електричних параметрів у часі [29].

Аналогічно визначаються відхилення струму [29]:

$$\Delta I_j = I_j - I_0. \tag{3.33}$$

У випадку збільшення кількості інтервалів окремі значення відхилень можуть мати різний характер та відображати локальні особливості зміни навантаження та генерації у мікромережі. Це призводить до формування складнішої структури взаємодії між відхиленнями напруги та струму у різних інтервалах часу [29].

Для подальшої нормалізації введено безрозмірні коефіцієнти [29]:

$$K_{u1} = \frac{\Delta U_1}{U_0},\ K_{u2} = \frac{\Delta U_2}{U_0},\ K_{u3} = \frac{\Delta U_3}{U_0},\ K_{u4} = \frac{\Delta U_4}{U_0}. \tag{3.34}$$

$$K_{i1} = \frac{\Delta I_1}{I_0},\ K_{i2} = \frac{\Delta I_2}{I_0},\ K_{i3} = \frac{\Delta I_3}{I_0},\ K_{i4} = \frac{\Delta I_4}{I_0}. \tag{3.35}$$

Введені коефіцієнти дозволяють перейти від абсолютних значень напруги та струму до їх відносних відхилень та забезпечують можливість аналізу зміни електричних параметрів незалежно від масштабу мікромережі. Зі збільшенням кількості часових інтервалів структура відхилень напруги та струму ускладнюється, що відображає більш детальний характер зміни електричних параметрів у часі. Додаткові інтервали дозволяють врахувати локальні особливості зміни навантаження та генерації, які не можуть бути адекватно описані при меншій кількості інтервалів. Коефіцієнти Ku_4 та Ki_4 характеризують відхилення напруги та струму у додатковому часовому інтервалі та відображають його внесок у загальну структуру зміни параметрів мікромережі. Фізично це означає, що у відповідному інтервалі можуть формуватися відхилення, які відрізняються за величиною та напрямом від відхилень в інших інтервалах, що призводить до зміни характеру взаємодії між параметрами у виразі модифікованої потужності Фризе. Зокрема, відхилення напруги можуть мати як додатний, так і від’ємний характер відносно

узагальненого значення U_0, що визначається співвідношенням між локальним рівнем напруги та загальним режимом роботи мікромережі. Аналогічно відхилення струму відображають зміну рівня навантаження у відповідному інтервалі [29].

У випадку розгляду чотирьох часових інтервалів модифікована потужність Фризе набуває вигляду [29]:

$$Q_F^2 = (U_1^2\delta_1 + U_2^2\delta_2 + U_3^2\delta_3 + U_4^2\delta_4)(I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2 + I_3^2\delta_3 + I_4^2\delta_4) - (U_1 I_1 \delta_1 + U_2 I_2 \delta_2 + \\ + U_3 I_3 \delta_3 + U_4 I_4 \delta_4)^2 \quad (3.36)$$

Перший множник у цьому виразі характеризує зважений за тривалістю рівень квадратів напруги, а другий – відповідний рівень квадратів струму у розглянутих часових інтервалах. Другий доданок у виразі відповідає квадрату зваженої суми добутків напруги та струму і відображає узгоджений характер їх зміни у часі. Різниця між цими складовими формує значення модифікованої потужності Фризе, яка відображає відхилення від узгодженого режиму зміни параметрів. Чим більша різниця між цими складовими, тим менш узгодженим є характер зміни напруги та струму у часових інтервалах. Внесок кожного інтервалу у значення показника визначається як величиною напруги та струму, так і тривалістю відповідного інтервалу. Це забезпечує врахування як рівня електричних параметрів, так і часу їх дії при формуванні інтегральної оцінки [29].

Другий складник у виразі (3.36) являє собою квадрат зваженої суми добутків напруги та струму у відповідних часових інтервалах. Він характеризує узгоджену складову взаємодії електричних параметрів та відображає узагальнений результат їх спільної зміни у часі з урахуванням тривалості кожного інтервалу. У випадку, коли значення напруги та струму у різних інтервалах змінюються пропорційно, їх добутки зберігають узгоджений характер, а внески окремих інтервалів у зважену суму залишаються взаємно узгодженими. За таких умов значення другого складника наближається до

добутку узагальнених характеристик напруги та струму. У цьому випадку різниця між першим та другим складниками виразу мінімізується, що відповідає високому рівню узгодженості зміни електричних параметрів у часі. Натомість порушення пропорційності між змінами напруги та струму у різних інтервалах призводить до зменшення узгодженості їх взаємодії. Це проявляється у зростанні різниці між складниками виразу та, відповідно, у збільшенні значення модифікованої потужності Фризе [29].

Оскільки повний розгорнутий вираз модифікованої потужності Фризе для випадку чотирьох часових інтервалів містить значну кількість членів, доцільно представити його у симетризованому вигляді. Такий запис дозволяє виокремити складові, що відповідають індивідуальним внескам окремих інтервалів, а також складові, які відображають взаємодію між відхиленнями напруги та струму у різних інтервалах часу. У симетризованому представленні вираз подається як сума квадратів зважених складових та сума парних взаємодій між інтервалами. Це забезпечує більш наочну інтерпретацію структури показника та дозволяє простежити, яким чином окремі відхилення та їх взаємодія впливають на загальне значення модифікованої потужності Фризе. Зокрема, такий підхід дає можливість визначити, які поєднання відхилень напруги та струму у різних часових інтервалах формують основний внесок у відхилення від узгодженого характеру зміни електричних параметрів [29].

У результаті остаточний вираз для Q_F^2 поданий у підсумковій формі [29]:

$$Q_F^2 = \sum_{j=1}^{4} U_j^2 I_j^2 \delta_j + \sum_{1 \le j < k \le 4} \delta_j \delta_k (U_j^2 I_k^2 + U_k^2 I_j^2 - 2 U_j I_j U_k I_k) \qquad (3.37)$$

Аналіз цього виразу показує, що він може бути представлений як сукупність парних внесків, кожен з яких характеризує взаємодію відхилень напруги та струму між відповідними часовими інтервалами. Такий запис дозволяє перейти до компактної форми без втрати фізичного змісту та

підкреслює, що відхилення від узгодженого характеру зміни параметрів визначаються саме взаємодією між інтервалами, а не лише окремими значеннями електричних величин. Урахування вагових коефіцієнтів забезпечує коректне врахування тривалості кожного інтервалу, що дозволяє оцінити внесок кожної взаємодії у загальне значення показника. У подальшому вираз може бути поданий у нормованому вигляді [29]:

$$Q_F^2 = U_0^2 I_0^2 \sum_{1 \le j < k \le 4} \delta_j \delta_k F_{jk}^2, \tag{3.38}$$

де величина F_{jk}, безрозмірна функція, що характеризує взаємодію відхилень напруги та струму між j та k-м часовими інтервалами. Цей коефіцієнт формується на основі нормованих відхилень напруги та струму, та відображає узгодженість зміни електричних параметрів у відповідних інтервалах часу. Структура коефіцієнта враховує як індивідуальні відхилення параметрів у кожному інтервалі, так і їх взаємний вплив. Це дозволяє оцінити, наскільки зміни напруги та струму у двох інтервалах є узгодженими або, навпаки, відрізняються за характером.

Таким чином, F_{jk} кількісно описує ступінь узгодженості зміни електричних параметрів між двома часовими інтервалами та визначає їх внесок у загальне значення показника [29].

Аналітичний вираз для коефіцієнта має вигляд:

$$F_{jk} = -(K_{ij} + K_{ik}) + (K_{uj} + K_{uk}) - K_{uj} K_{ik} + K_{uk} K_{ij}. \tag{3.39}$$

Для отримання компактного аналітичного представлення доцільно перейти від розгорнутої форми модифікованої потужності Фризе до запису з урахуванням парних взаємодій між часовими інтервалами. У випадку чотирьох інтервалів такий підхід дозволяє виокремити внесок кожної пари інтервалів у формування загального значення показника та відобразити структуру взаємодії відхилень напруги та струму у часі. Це забезпечує більш

наочну інтерпретацію результатів та дозволяє оцінити, які взаємодії між інтервалами найбільше впливають на рівень узгодженості режиму роботи мікромережі. У такому представленні нормований показник набуває вигляду [29]:

$$\frac{Q_F^2}{P_0^2} = \sum_{1 \le j < k \le 4} \delta_j \delta_k F_{jk}^2, \tag{3.40}$$

Отриманий вираз характеризує не окремі відхилення напруги чи струму, а узгодженість їх зміни у часі. За близьких значень відхилень у різних інтервалах значення коефіцієнтів F_{jk} є малими, що відповідає високому рівню узгодженості. Натомість істотна відмінність при зміні параметрів призводить до зростання значень F_{jk} та, відповідно, до збільшення значення інтегрального показника. Такий підхід дозволяє локалізувати внесок окремих взаємодій між інтервалами у формування загального рівня узгодженості та визначити ті інтервали часу, для яких зміни напруги та струму є найбільш відмінними за своїм характером. Це дає можливість цілеспрямованого аналізу роботи мікромережі при зміні електричних параметрів та визначення інтервалів, що потребують коригування з точки зору підвищення узгодженості функціонування мікромережі.

Висновки до розділу

1. Встановлено, що оцінювання функціонування мікромережі доцільно виконувати не на основі ізольованого аналізу окремих станів, а з урахуванням зміни електричних параметрів у часі. Показано, що узгодженість визначається характером взаємозв’язаних змін напруги та струму у контрольному перетині, які відображають баланс між генерацією, споживанням та потоками потужності. Обґрунтовано доцільність використання модифікованої потужності Фризе як інтегрального показника, що дозволяє кількісно оцінити

узгодженість зміни електричних параметрів у часовій структурі функціонування мікромережі.

2. Сформовано аналітичний підхід до побудови показника узгодженості на основі узагальнених параметрів напруги та струму у контрольному перетині мікромережі напругою 0,4 кВ. Отримано аналітичні залежності для випадку двох часових інтервалів, які встановлюють зв’язок між відхиленнями параметрів, їх взаємодією та тривалістю інтервалів. Показано, що перехід до представлення параметрів через відхилення та нормовані коефіцієнти дозволяє сформувати безрозмірний показник, який характеризує структуру зміни електричних величин незалежно від їх абсолютного рівня.

3. Удосконалено систему оцінювання узгодженості зміни параметрів мікромережі шляхом узагальнення отриманих залежностей на багатократні часові інтервали. Для випадків трьох та чотирьох інтервалів отримано аналітичні вирази, що враховують парні взаємодії відхилень напруги та струму між інтервалами. Показано, що інтегральний показник формується як сума внесків таких взаємодій, що дозволяє відобразити структуру зміни параметрів у часі та визначити їх вплив на узгодженість функціонування мікромережі. Введено безрозмірні коефіцієнти, що характеризують відносні відхилення напруги та струму у кожному часовому інтервалі, а також структурні коефіцієнти взаємодії між інтервалами. Показано, що такі коефіцієнти дозволяють не лише оцінити загальний рівень узгодженості, а й локалізувати внесок окремих часових інтервалів та їх взаємодій у формування інтегрального показника. Отримано нормований інтегральний показник узгодженості, який враховує одночасно величину відхилень напруги та струму, характер їх взаємозв’язку та тривалість відповідних часових інтервалів. Показано, що за узгодженого характеру зміни параметрів значення показника є малим, тоді як його зростання відповідає порушенню узгодженості та появі додаткових внутрішніх енергетичних перетоків.

РОЗДІЛ 4
РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ СИСТЕМИ ОЦІНЮВАННЯ УЗГОДЖЕНОСТІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖІ

4.1 Застосування алгоритму узгодженості режимів мікромережі

У третьому розділі дисертаційної роботи сформовано систему оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі, яка базується на аналізі зміни параметрів напруги та струму у часі, а не на порівнянні окремих фіксованих режимів [48, 49, 51]. Показано, що узгодженість визначається характером взаємопов’язаних змін електричних величин у контрольному перетині, які відображають баланс між генерацією, споживанням та потоками потужності в мікромережі [33, 35, 36].

Запропонований підхід ґрунтується на використанні інтегрального показника, сформованого на основі модифікованої потужності Фризе, що дозволяє кількісно оцінити ступінь узгодженості саме процесу зміни режиму роботи мікромережі [33, 35, 36]. Величини напруги та струму, що використовуються у подальших розрахунках, не інтерпретуються як миттєві або класичні діючі значення у строгому сенсі теоретичних основ електротехніки. Вони розглядаються як узагальнені еквівалентні характеристики режимного стану мікромережі, отримані на основі агрегування виміряних або розрахункових даних у межах відповідних інтервалів часу. Такий підхід узгоджується з практикою аналізу добових графіків навантаження та дозволяє коректно застосувати принцип Фризе для оцінювання довготривалих режимів [29].

Практичне застосування сформованої системи оцінювання потребує її реалізації у вигляді алгоритмічної процедури, що забезпечує послідовне виконання розрахунків для множини часових інтервалів. Це обумовлено тим, що сучасні мікромережі напругою 0,4 кВ характеризуються значною варіабельністю режимів роботи, зумовленою зміною рівня генерації від відновлюваних джерел, режимів роботи установок зберігання електроенергії

та нерівномірністю електричного навантаження [29]. Як показано у роботах [48, 49, 51], у таких умовах ефективний аналіз режимів можливий лише за умови використання алгоритмізованих методів обробки даних та програмної реалізації розрахунків.

З огляду на це, система оцінювання узгодженості режимів реалізується у вигляді алгоритму, який:

– формує набір еквівалентних параметрів U_i та I_i для кожного часовго інтервалу;

– враховує тривалість перебування мікромережі у відповідному режимі за допомогою коефіцієнтів δ_j;

– визначає відхилення параметрів від узагальненого рівня;

– виконує обчислення інтегрального показника на основі модифікованої потужності Фризе.

Такий підхід забезпечує можливість кількісного оцінювання узгодженості зміни параметрів мікромережі у часі, що дозволяє перейти від опису режимів до їх формалізованого аналізу. Завдяки врахуванню структури зміни напруги та струму у послідовних часових інтервалах з’являється можливість ідентифікувати інтервали, у межах яких відбуваються найбільш суттєві відхилення режимних параметрів, зумовлені зміною балансу між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. Це, у свою чергу, створює основу для подальшого аналізу функціонування мікромережі та розроблення рішень щодо коригування її режимів роботи, спрямованих на підвищення узгодженості електромагнітних процесів і зниження втрат електричної енергії [20, 29, 39].

Програмна реалізація алгоритму повинна враховувати змінність структури режимів, кількість інтервалів та характер вхідних даних, що визначаються умовами функціонування конкретної мікромережі [20, 29, 39].

У цьому підпункті формується концепція алгоритму оцінювання узгодженості режимів мікромережі. Її основу становлять положення щодо структури вхідних даних, логічної послідовності виконання обчислень, правил

формування відхилень напруги та струму, методів нормування параметрів і способів побудови узагальнених коефіцієнтів, що характеризують узгодженість зміни режимів у часі. Особлива увага приділяється переходу від аналітичної моделі до програмної реалізації, що включає визначення структури вхідних даних, формалізацію обчислювальних процедур та обґрунтування використання мови програмування Python для реалізації алгоритму [53–55].

Окремим елементом запропонованої системи оцінювання є використання вагових коефіцієнтів, які враховують відносну тривалість перебування мікромережі у відповідних часових інтервалах. Це дозволяє врахувати не лише характер зміни електричних параметрів, але й внесок кожного інтервалу часу у формування інтегрального показника. У результаті алгоритм забезпечує оцінювання узгодженості не окремих режимів як ізольованих станів, а процесу зміни параметрів напруги та струму між послідовними інтервалами з урахуванням тривалості та повторюваності цих змін у межах досліджуваного періоду [20, 29, 36].

Подальша реалізація алгоритму базується на формальному поданні математичних залежностей, що відображають логіку оцінювання зміни режимів роботи мікромережі. У програмному модулі ці залежності покладено в основу обчислювальної процедури, яка включає формування еквівалентних параметрів напруги та струму для окремих часових інтервалів, визначення їх узагальнених значень за період спостереження, обчислення нормованих відхилень та формування інтегрального показника узгодженості режиму роботи мікромережі [29].

Етап 1 є визначальним для побудови алгоритму, оскільки на цьому кроці формується початковий набір параметрів, необхідний для подальших обчислень. У межах системи оцінювання всі наступні математичні операції ґрунтуються на коректному задання еквівалентних параметрів, що характеризують стан мікромережі у відповідних часових інтервалах та відображають умови її функціонування [56, 57].

Першим кроком визначається кількість часових інтервалів n, які використовуються для опису зміни параметрів мікромережі у межах досліджуваного періоду. У практичних задачах вибір кількості інтервалів залежить від характеру зміни навантаження, рівня генерації та наявності характерних переходів у роботі мікромережі [58].

Другим елементом є масив вагових коефіцієнтів δ_j, які відображають відносну тривалість відповідних часових інтервалів у межах періоду спостереження. Вагові коефіцієнти задовольняють умову нормування [29]:

$$\sum_{j=1}^{n} \delta_j = 1, \tag{4.1}$$

та визначають внесок кожного інтервалу у формування інтегрального показника узгодженості. Вибір значень δ_j дозволяє адаптувати модель до реальних умов функціонування мікромережі, враховуючи домінування окремих інтервалів у загальній структурі зміни параметрів [29].

Наступним важливим параметром є узагальнені значення напруги та струму U_0 і I_0, які використовуються як базові величини для подальшого визначення відхилень. Зазначені параметри не є миттєвими або класичними діючими значеннями у строгому сенсі теоретичних основ електротехніки, а визначаються як еквівалентні характеристики, сформовані на основі агрегування значень напруги та струму у межах розглянутого періоду. Вони використовуються як умовна точка відліку, відносно якої оцінюється зміна параметрів мікромережі у часі [59].

У підсумку першого етапу формується набір вихідних параметрів, що визначає подальшу структуру розрахунків. До нього входять кількість часових інтервалів n, система вагових коефіцієнтів δ_j, що враховують тривалість інтервалів, узагальнені значення напруги та струму U_0 і I_0, а також відхилення ΔU_j і ΔI_j, які характеризують зміну параметрів між послідовними інтервалами. Сукупність цих даних визначає логіку подальших обчислень і забезпечує узгодженість алгоритму з фізичними процесами у мікромережі [58].

Другим етапом алгоритму є побудова масивів відхилень напруги ΔU_j та струму ΔI_j, які відображають зміну параметрів у кожному часовому інтервалі відносно узагальненого рівня. Саме ці відхилення формують внутрішню логіку зміни параметрів у часі, оскільки вони визначають амплітуду та напрямок їх варіації у межах кожного інтервалу.

У моделі використовується дискретне подання зміни параметрів мікромережі у вигляді набору часових інтервалів, для кожного з яких визначаються відхилення напруги та струму від узагальнених значень. Для забезпечення однозначності аналітичного опису приймається симетризоване задання відхилень, яке використовується як елемент формалізації розрахункової процедури та не впливає на фізичний зміст параметрів.

З метою уніфікації розрахункової процедури відхилення задаються у симетризованій формі, що дозволяє задати зміну параметрів без втрати загальності та забезпечує зручність подальших обчислень. У цьому випадку знак відхилення визначається номером інтервалу j та задається за умовами (3.32) та [61]:

$$\Delta I_j = \begin{cases} +\Delta I_1, \text{ якщо } j - \text{непарне}, \\ -\Delta I_1, \text{ якщо } j - \text{парне}. \end{cases} \tag{4.2}$$

Таке задання відхилень струму використовується як елемент формалізації моделі та забезпечує впорядковане представлення зміни параметрів у межах розглянутого періоду. Симетризований характер задання дозволяє задати відхилення без втрати загальності та спрощує подальші обчислення. Зазначене подання не накладає обмежень на фізичний зміст параметрів, а використовується виключно для уніфікації аналітичного опису та забезпечення однозначності розрахункової процедури [58].

Подібний підхід застосовується при моделюванні змін параметрів електричних систем, коли необхідно відобразити варіації навантаження, генерації та режимів роботи елементів мікромережі у дискретному вигляді.

Використання відхилень ΔU_j та ΔI_j дозволяє сформувати універсальне представлення зміни параметрів, яке може бути адаптоване як до результатів вимірювань, так і до даних, отриманих у середовищах моделювання, зокрема PowerFactory або PSCAD.

Формування параметрів напруги та струму для кожного інтервалу виконується на основі узагальнених значень U_0 та струму I_0 і відповідних відхилень. При цьому використовувані величини не трактуються як миттєві значення, а розглядаються як еквівалентні параметри, що характеризують стан мікромережі у межах відповідного інтервалу [61].

Значення напруги та струму визначаються за співвідношеннями:

$$U_j = U_0 + \Delta U_j, \quad I_j = I_0 + \Delta I_j. \tag{4.3}$$

Наведені співвідношення задають аналітичний спосіб представлення параметрів мікромережі через узагальнений рівень та відповідні відхилення для кожного часового інтервалу. Таке подання використовується як елемент математичної моделі та забезпечує уніфікований опис зміни параметрів без введення додаткових припущень щодо характеру електромагнітних процесів [61].

З фізичної точки зору відхилення параметрів від узагальненого рівня можуть бути зумовлені зміною навантаження, впливом джерел розосередженої генерації, режимами роботи установок зберігання електроенергії, а також дією автоматичних регулювань і зміною топології мережі. При цьому у запропонованій моделі зазначені фактори враховуються опосередковано через зміну параметрів напруги та струму.

Таким чином, отримані значення U_j та I_j розглядаються як еквівалентні параметри, що відображають стан мікромережі у межах відповідних часових інтервалів та формують основу для подальших розрахунків.

З алгоритмічної точки зору сформовані масиви U_j та I_j використовуються для подальшого визначення узагальнених параметрів, нормованих відхилень

та елементів інтегрального показника узгодженості режимів. Саме на їх основі виконуються обчислення сумарних величин, що входять до складу модифікованої потужності Фризе, яка використовується як інтегральна характеристика узгодженості зміни параметрів мікромережі.

Сформовані масиви значень напруги U_j та I_j використовуються як вихідні дані для наступних етапів алгоритму, зокрема для визначення узагальнених параметрів U_0 та I_0, які застосовуються як нормувальні величини при обчисленні відносних відхилень та інтегральних показників [61]. Обчислення узагальнених значень U_0 та I_0 є одним із ключових етапів алгоритму, оскільки саме ці параметри визначають базовий рівень, відносно якого оцінюється зміна параметрів мікромережі. У запропонованій моделі використовується зважений підхід, за якого внесок кожного часового інтервалу визначається відповідним ваговим коефіцієнтом δ_j. Це дозволяє врахувати реальну тривалість інтервалів та їх внесок у формування узагальнених параметрів, що забезпечує узгодженість моделі з умовами функціонування мікромережі. Узагальнені значення визначаються як зважені середні відповідних параметрів напруги та струму за всіма інтервалами.

Отримані величини U_0 та I_0 розглядаються як еквівалентні параметри, що характеризують узагальнений стан мікромережі у межах розглянутого періоду та використовуються як опорні значення для подальшого визначення відхилень. Застосування вагових коефіцієнтів δ_j забезпечує врахування неоднорідності зміни параметрів у часі без необхідності введення додаткових припущень щодо характеру процесів. При цьому модель враховує вплив змін навантаження, генерації та режимів роботи елементів мікромережі опосередковано через зміну значень U_j та I_j [61].

Узагальнені значення U_0 та I_0 надалі використовуються як базові (опорні) величини при визначенні коефіцієнтів відносних відхилень:

$$K_{Uj} = \frac{\Delta U_j}{U_0}, \; K_{Ij} = \frac{\Delta I_j}{I_0}. \tag{4.4}$$

Точність визначення узагальнених значень U_0 та I_0 безпосередньо впливає на значення коефіцієнтів відносних відхилень та результати подальших обчислень. У рамках алгоритму це забезпечується використанням зваженого підходу, який враховує тривалість відповідних часових інтервалів.

Наступним етапом алгоритму є обчислення інтегрального показника, який характеризує узагальнену зміну параметрів напруги та струму у межах розглянутого періоду. Ключовим елементом цього етапу є визначення величини Q_F^2, яка використовується як інтегральна характеристика узгодженості зміни параметрів мікромережі та обчислюється за наступним співвідношенням [29]:

$$Q_F^2 = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^{n} \sum_{j=1}^{4} \delta_i \delta_j U_0^2 I_0^2 \left[-\left(K_{Ii} + K_{Ij} \right) + \left(K_{Ui} + K_{Uj} \right) - K_{Ui} K_{Ij} + K_{Uj} K_{Ii} \right]^2 \qquad (4.5)$$

Отриманий вираз використовується як інтегральний показник, на основі якого здійснюється оцінювання узгодженості режимів мікромережі через відхилення напруги та струму у часових інтервалах. Його значення відображає ступінь узгодженості зміни електричних параметрів у межах розглянутого періоду. Він враховує відхилення параметрів у різних часових інтервалах та їх взаємозв’язок через коефіцієнти відносних відхилень K_{Uj} та K_{Ij} [61]. На відміну від простого порівняння значень параметрів, запропонований підхід враховує не лише величину відхилень, але й їх узгодженість у межах усієї сукупності інтервалів. Це досягається за рахунок використання попарних комбінацій коефіцієнтів відносних відхилень та вагових коефіцієнтів δ_j, що враховують тривалість відповідних інтервалів [29].

Збільшення значення показника Q_F^2 свідчить про зростання відхилень параметрів напруги та струму від базового значення у різних часових інтервалах, що може бути зумовлено нерівномірністю навантаження, варіацією генерації або зміною режимів роботи елементів мікромережі. Водночас зменшення значення показника відповідає більш узгодженій зміні

параметрів, за якої відхилення мають близький характер у межах розглянутого періоду [58].

У цьому контексті показник Q_F^2 використовується як інтегральна характеристика, на основі якої здійснюється оцінювання узгодженості режимів мікромережі через відхилення напруги та струму. Це дозволяє кількісно оцінити ступінь узгодженості без необхідності аналізу кожного інтервалу окремо. На цьому етапі обчислюються підсумкові величини [29]:

$$Q_F = \sqrt{Q_F^2}, \ \frac{Q_F}{P_0} = \sqrt{\frac{Q_F^2}{P_0^2}}. \tag{4.6}$$

Обидва показники використовуються для інтерпретації узгодженості режимів мікромережі та формують основу для подальших висновків щодо характеру їх зміни. Їх застосування дозволяє оцінити взаємозв'язок між напругою та струмом у різних часових інтервалах та визначити ступінь узгодженості функціонування мікромережі у межах розглянутого періоду. [29].

Після визначення абсолютних та відносних показників, що характеризують узгодженість зміни параметрів, виникає необхідність дослідити вплив вагових коефіцієнтів δ_j на отримані результати. Оскільки ці коефіцієнти визначають внесок кожного часового інтервалу у формування інтегрального показника, їх варіювання дозволяє оцінити залежність значення показника від зміни вагових коефіцієнтів [29].

На цьому етапі здійснюється варіювання вагового коефіцієнта δ у заданому діапазоні $\delta \in [0{,}05; 1.0]$, дозволяє змінювати відносний внесок відповідного часового інтервалу у формування інтегрального показника. Збільшення значення δ_j призводить до зростання впливу параметрів U_j та I_j цього інтервалу на загальний результат, тоді як його зменшення знижує цей вплив. Для кожного значення δ_j виконуються обчислення показника за встановленими співвідношеннями [29]:

$$\frac{Q_F^2}{P_0^2} = f(\delta), \quad \frac{Q_F}{P_0} = f(\delta). \tag{4.7}$$

Отримані функціональні залежності дозволяють визначити, як змінюється значення показника узгодженості при варіюванні вагових коефіцієнтів δ_j. Це дає можливість встановити вплив окремих часових інтервалів на інтегральний результат та оцінити залежність показника від розподілу ваг між інтервалами. Параметричний аналіз вагових коефіцієнтів є завершальним етапом дослідження та дозволяє визначити, як зміна значень δ_j впливає на узагальнений показник узгодженості. Це забезпечує можливість оцінювання ролі окремих інтервалів у формуванні результату та перевірки коректності їх урахування в алгоритмі [61].

Розроблений алгоритм обчислення показника узгодженості базується на визначенні еквівалентних параметрів напруги та струму для заданих часових інтервалів, обчисленні узагальнених значень, визначенні відносних відхилень та подальшому формуванні інтегрального показника. У сукупності ці етапи формують розрахункову процедуру, яка дозволяє оцінити узгодженість зміни електричних параметрів у межах розглянутого періоду та визначити внесок окремих інтервалів у загальний результат [58].

Кроки алгоритму:

1. Формування вихідних параметрів. На початковому етапі задаються узагальнені параметри напруги та струму U_1 та струму I_1, а також формується набір відхилень ΔU_j та ΔI_j, що характеризують зміну параметрів у межах відповідних часових інтервалів. Зазначені величини використовуються як основа для подальших розрахунків [29].

2. Формування параметрів у часових інтервалах. На основі узагальнених значень та відхилень визначаються параметри напруги та струму для кожного інтервалу U_j та I_j Отримані значення розглядаються як еквівалентні параметри, що характеризують стан мікромережі у межах відповідного інтервалу [29].

3. Обчислення нормованих коефіцієнтів відхилення напруги та струму K_{Uj} та K_{Ij} для кожного інтервалу. Коефіцієнти відхилення напруги та струму характеризують зміну параметрів напруги та струму і використовуються при формуванні інтегрального показника [29].

4. Обчислення інтегрального показника узгодженості режиму роботи мікромережі. На основі нормованих коефіцієнтів відхилення напруги та струму та вагових коефіцієнтів δ_j виконується обчислення показника Q_F^2 , а також Q_F та Q_F /P_0. На цьому етапі проводиться формальне обчислення узагальнених показників структурної відмінності (узгодженості) між режимами [29]. Отримані показники використовуються для кількісної оцінки узгодженості зміни параметрів напруги та струму у межах розглянутого періоду [29].

Для узагальнення запропонованого підходу нижче наведено схему алгоритму, яка відображає логічну послідовність виконання розрахункових етапів та взаємозв’язок між окремими складовими процесу оцінювання (рис. 4.1). Подана блок-схема демонструє структуру алгоритму, включаючи етапи формування вхідних даних, визначення відхилень електромагнітних параметрів, їх нормування та подальше інтегрування отриманих величин. [29].

Зазначена структура дозволяє забезпечити послідовний перехід від аналізу окремих параметрів до формування узагальненої оцінки режиму функціонування мікромережі. Крім того, блок-схема відображає інформаційні зв’язки між етапами обробки даних, що є важливим для коректної реалізації алгоритму в програмному середовищі та його подальшого практичного застосування [29].

Отже, алгоритм забезпечує формалізоване визначення інтегрального показника, що характеризує узгодженість зміни електричних параметрів у межах розглянутого періоду.

Рисунок 4.1 – Блок-схема алгоритму оцінювання узгодженості режимів мікромережі

Отриманий показник Q_F, а також його нормовані форми Q_F/P_0 та $(Q_F/P_0)^2$, дозволяють виконувати кількісну оцінку узгодженості зміни параметрів без необхідності детального аналізу кожного часового інтервалу окремо.

Водночас для практичного застосування системи оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі необхідно дослідити залежність значення показника від зміни вхідних параметрів, зокрема від величин відхилень ΔU_j та ΔI_j та вагових коефіцієнтів δ_j. Такий аналіз дозволяє встановити вплив окремих параметрів на інтегральний результат та оцінити чутливість показника узгодженості до їх варіювання [20, 29, 36].

Таким чином, у підрозділі 4.1 сформовано алгоритмічну реалізацію системи оцінювання узгодженості зміни параметрів мікромережі, яка забезпечує формалізований перехід від вихідних параметрів до інтегрального показника, що кількісно характеризує узгодженість зміни напруги та струму у межах розглянутого періоду.

Практична цінність розробленого алгоритму полягає у можливості оцінювання впливу змін навантаження, генерації та режимів роботи установок зберігання електроенергії на узгодженість режимів мікромережі. Це дозволяє визначати часові інтервали, у яких спостерігаються найбільші відхилення

напруги та струму, а також оцінювати внесок окремих інтервалів у формування інтегрального показника.

Застосування алгоритму забезпечує можливість аналізу роботи мікромережі за різних сценаріїв зміни параметрів, зокрема при варіаціях генерації від відновлюваних джерел, зміні навантаження або роботі установок зберігання електроенергії. Це створює основу для прийняття технічних рішень щодо підвищення узгодженості зміни параметрів та покращення режимів функціонування мікромережі..

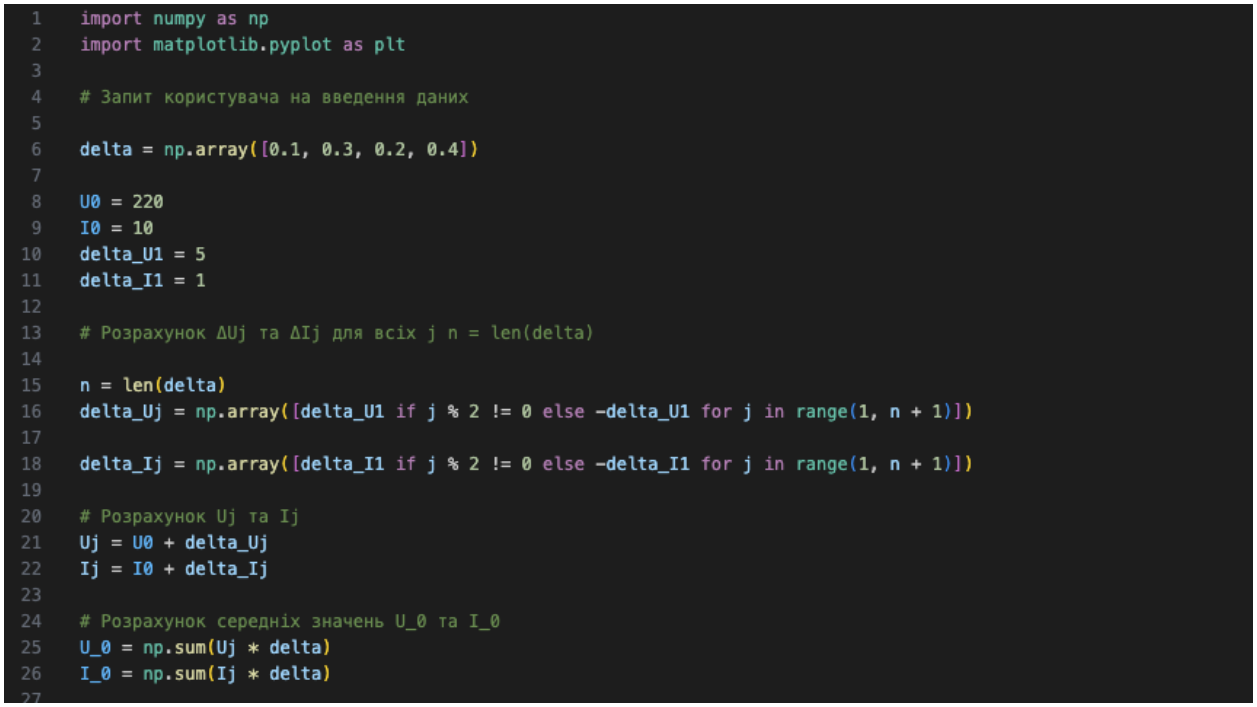
У зв’язку з цим у підрозділі 4.2 розглядається моделювання показника узгодженості зміни параметрів мікромережі, що забезпечує кількісне дослідження його залежності від вхідних параметрів та обґрунтування можливості застосування системи оцінювання для аналізу функціонування мікромережі.

4.2 Моделювання показника узгодженості режимів мікромережі

З метою забезпечення можливості повторюваних розрахунків, автоматизації обчислень та мінімізації арифметичних похибок запропонований алгоритм оцінювання узгодженості реалізовано мовою програмування Python. Така реалізація забезпечує ефективну обробку масивів даних, високу точність числових операцій та можливість подальшого аналізу результатів моделювання. Текст програмного коду наведено у Додатку А, а нижче подано результати моделювання, отримані на основі сформованого набору вхідних параметрів та їх подальшого використання при обчисленні інтегрального показника узгодженості режимів мікромережі [29].

У програмній реалізації алгоритму всі параметри математичної моделі мають прямі відповідники у вигляді змінних, що задаються на початковому етапі розрахунку. Зокрема, параметр n визначає кількість часових інтервалів, у межах яких описується зміна параметрів мікромережі, та фактично задає дискретну структуру аналізу процесу зміни режиму. Масив вагових

коефіцієнтів δj, відображає відносну тривалість відповідних інтервалів часу та визначає їх внесок у формування інтегрального показника. Величини U_0 та I_0 використовуються як узагальнені параметри, що характеризують стан мікромережі за розглянутий період. Зазначені величини не є миттєвими або класичними діючими значеннями, а визначаються як еквівалентні параметри, отримані на основі агрегування значень напруги та струму у межах відповідних часових інтервалів. Вони застосовуються як умовна база для оцінювання відхилень параметрів у процесі зміни режиму роботи мікромережі. Початкові відхилення delta_U1 і delta_I1 задають характер зміни параметрів напруги та струму між суміжними часовими інтервалами. На їх основі формується повний набір відхилень ΔUj та ΔIj, що відображають зміну параметрів у часі. При цьому використовується формалізоване задання знаку відхилень залежно від номера інтервалу, що дозволяє відтворювати різні варіанти зміни параметрів, як симетричні, так і асиметричні [56]. Зазначене представлення використовується не для опису окремих ізольованих режимів, а для формалізації процесу зміни параметрів мікромережі у часі. Таким чином, у межах моделі аналізується не порівняння окремих режимів (наприклад, денного та нічного), а характер переходів між послідовними станами системи, що визначаються зміною співвідношення між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. У програмному коді (рис.4.2) формування відхилень реалізується автоматично шляхом побудови масивів значень ΔUj та ΔIj. Це забезпечує узгоджене формування вхідних даних для подальшого обчислення інтегрального показника та дозволяє відтворювати різні сценарії зміни параметрів мікромережі без зміни структури алгоритму [61]:



```python
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

# Запит користувача на введення даних

delta = np.array([0.1, 0.3, 0.2, 0.4])

U0 = 220
I0 = 10
delta_U1 = 5
delta_I1 = 1

# Розрахунок ΔUj та ΔIj для всіх j n = len(delta)

n = len(delta)
delta_Uj = np.array([delta_U1 if j % 2 != 0 else -delta_U1 for j in range(1, n + 1)])

delta_Ij = np.array([delta_I1 if j % 2 != 0 else -delta_I1 for j in range(1, n + 1)])

# Розрахунок Uj та Ij
Uj = U0 + delta_Uj
Ij = I0 + delta_Ij

# Розрахунок середніх значень U_0 та I_0
U_0 = np.sum(Uj * delta)
I_0 = np.sum(Ij * delta)
```

Рисунок 4.2 – Фрагмент програмного коду формування відхилень напруги та струму для часових інтервалів моделі зміни параметрів мікромережі

Для моделювання прийнято дискретне представлення процесу зміни параметрів мікромережі у вигляді чотирьох часових інтервалів (n=4), що дозволяє відобразити характерні етапи зміни співвідношення між генерацією, споживанням та режимами роботи установок зберігання електроенергії. Узагальнені значення параметрів прийнято такими: U_0=220 В, I_0=10 А. Зазначені величини використовуються як базові еквівалентні параметри, відносно яких визначаються відхилення напруги та струму у часових інтервалах. Початкові відхилення параметрів задано у вигляді: ΔU_1=5 В, ΔI_1=1 А. Таке задання параметрів використовується для формування типового сценарію зміни параметрів мікромережі та дозволяє оцінити чутливість інтегрального показника до варіацій напруги та струму. Вагові коефіцієнти задано у вигляді: δ=[0.1, 0.3, 0.6], що відображає нерівномірність перебування системи у різних інтервалах часу та використовується для аналізу впливу тривалості інтервалів на значення інтегрального показника.

Відповідно до алгоритму формування відхилень, з урахуванням знакової структури зміни параметрів, отримано масиви значень напруги та струму у часових інтервалах: U_j=[225, 215, 225, 215] В, I_j=[11, 9, 11, 9] А. Отримані значення розглядаються як еквівалентні параметри, що характеризують послідовну зміну стану мікромережі у часі та використовуються для подальшого обчислення інтегрального показника узгодженості [35, 39].

З урахуванням вагових коефіцієнтів визначено узагальнені значення параметрів: U_0=218 В, I_0=9.6 А. На основі отриманих значень обчислено нормовані відхилення параметрів напруги та струму: K_{Uj}=[0.0229, −0.0229, 0.0229, −0.0229], K_{Ij}=[0.1042, −0.1042, 0.1042, −0.1042]. Зазначені коефіцієнти відображають відносну зміну параметрів напруги та струму відносно узагальненого рівня та використовуються як вхідні величини для обчислення інтегрального показника на основі модифікованого підходу Фризе (див. розділ 3).

Використовуючи отримані коефіцієнти, визначено значення показників, що характеризують ступінь узгодженості режиму мікромережі:

1. Абсолютний інтегральний показник узгодженості режимів роботи мікромережі (структурна потужність): Q_F^2=22432.75.

2. Нормований показник відносно оптимального рівня: $(Q_F / P_0)^2$ =0.0046349.

3. Нормований інтегральний показник: Q_F / P_0 =0.06808.

Отримані значення характеризують ступінь відхилення параметрів напруги та струму у процесі зміни стану мікромережі та дозволяють кількісно оцінити рівень узгодженості її функціонування.

Після реалізації алгоритму та задання вихідних параметрів моделювання виконано чисельний розрахунок інтегрального показника узгодженості. Результати обчислень, отримані за допомогою розробленої програмної моделі, наведено на рисунку 4.3.

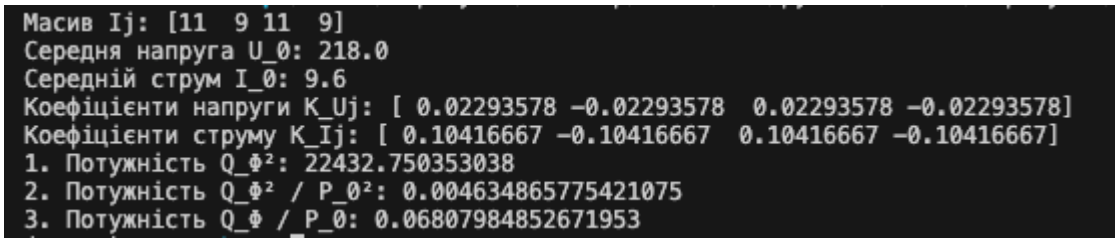


Рисунок 4.3 – Результати обчислення інтегрального показника узгодженості режимів мікромережі

Значення нормованого інтегрального показника $Q_F /P_0 \approx 0.068$ характеризує наявність відхилень параметрів напруги та струму відносно узагальненого рівня у процесі зміни стану мікромережі. Отримане значення відповідає умовам, за яких відхилення параметрів мають обмежений характер та не призводять до суттєвого порушення узгодженості функціонування мікромережі. Водночас наявність чергування знаків відхилень у часових інтервалах відображає змінний характер процесу та підтверджує чутливість інтегрального показника до структури зміни параметрів у часі. Інтегральний показник, сформований на основі відхилень напруги та струму, дозволяє кількісно оцінювати ступінь узгодженості режиму функціонування мікромережі з урахуванням як величини відхилень, так і їх часової структури..

Для подальшого дослідження властивостей запропонованого показника у програмній реалізації алгоритму виконано параметричний аналіз, що передбачає варіювання вагового коефіцієнта δ у заданому діапазоні значень. Обчислення здійснювалися автоматизовано у середовищі Python із формуванням відповідних масивів значень інтегрального показника для кожного значення δ.

На основі отриманих числових результатів засобами програмної візуалізації побудовано графічні залежності нормованих показників $(Q_F /P_0)^2$ та Q_F /P_0 від вагового коефіцієнта δ, що наведені на рисунках 4.4 та 4.5.

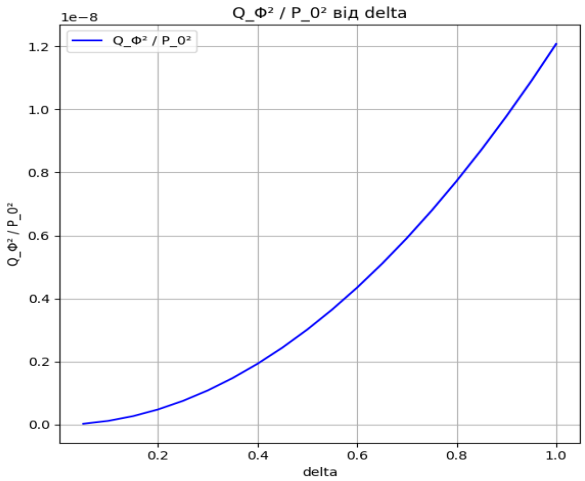


Рисунок 4.4 – Залежність $(Q_F / P_0)^2$ від вагового коефіцієнта δ

Отриманий графік залежності $(Q_F / P_0)^2$ від вагового коефіцієнта δ (рис. 4.4) відображає зміну значення інтегрального показника узгодженості при зміні тривалості перебування мікромережі у режимах, де наявне відхилення параметрів напруги та струму. Значення δ у даному випадку характеризує частку часу, протягом якої параметри мікромережі відхиляються від узагальненого рівня. Відповідно, зі збільшенням δ зростає внесок інтервалів із відхиленнями у формування інтегрального показника. Як видно з графіка, при малих значеннях δ значення показника $(Q_F / P_0)^2$ наближається до нуля, що свідчить про незначний вплив відхилень параметрів на загальну узгодженість функціонування мікромережі. У цьому випадку відхилення мають обмежений та короткочасний характер і не визначають структуру процесу зміни параметрів [29].

Зі збільшенням вагового коефіцієнта δ спостерігається нелінійне зростання значення показника. Це означає, що відхилення параметрів напруги та струму починають відігравати визначальну роль у формуванні інтегральної оцінки, а структура зміни параметрів у часі істотно впливає на рівень узгодженості. Квадратичний характер залежності свідчить про підвищену чутливість інтегрального показника до тривалих або систематичних відхилень параметрів. При цьому короткочасні відхилення мають обмежений вплив, тоді як збільшення тривалості їх дії призводить до суттєвого зростання значення

показника. З фізичної точки зору це відповідає ситуаціям, коли у мікромережі формуються стійкі відхилення співвідношення між генерацією та споживанням, що призводить до зміни напруги та струму у часі. Такі умови можуть бути пов’язані з нерівномірністю генерації від відновлюваних джерел, зміною режимів навантаження або особливостями роботи установок зберігання електроенергії.

Подальше зростання значення показника при великих значеннях δ свідчить про те, що відхилення параметрів набувають системного характеру та визначають структуру функціонування мікромережі у значній частині розглянутого періоду. Тому, отримана залежність підтверджує, що інтегральний показник, сформований на основі відхилень напруги та струму, є чутливим до тривалості та зміни параметрів у часі та може бути використаний для кількісного оцінювання узгодженості режиму функціонування мікромережі. Це означає, що при зростанні тривалості інтервалів із відхиленнями параметрів необхідним є застосування заходів керування режимом, зокрема регулювання напруги, балансування навантаження та генерації, а також оптимізації режимів роботи установок зберігання електроенергії з метою недопущення переходу системи у область суттєвого зниження узгодженості [61].

У підсумку графік $(Q_F / P_0)^2$ від δ виступає інформативним індикатором, що дозволяє оцінювати не лише наявність відхилень параметрів напруги та струму, але й їх тривалість та вплив на функціонування мікромережі. Він показує, наскільки мікромережа є вразливою до відхилень параметрів та дозволяє визначити діапазони значень вагового коефіцієнта, за яких відбувається суттєве зниження узгодженості режиму функціонування мікромережі. Це підтверджує доцільність використання інтегрального показника, сформованого на основі відхилень напруги та струму, як інструменту для аналітичного оцінювання та вирішення прикладних задач керування режимами роботи мікромережі [29].

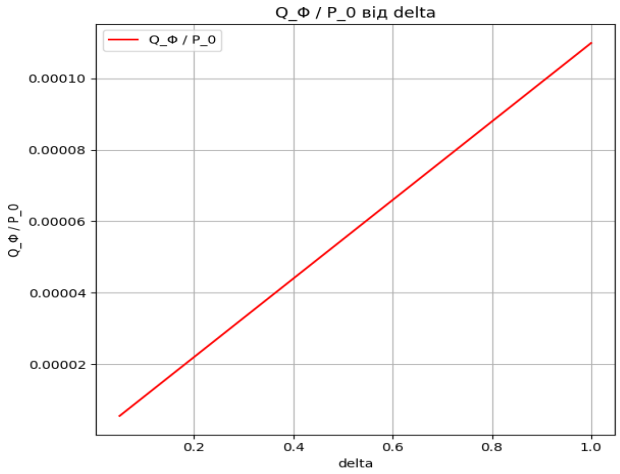


Рисунок 4.5 – Залежність показника Q_F /P_0 від вагового коефіцієнта режиму δ

Побудована залежність Q_F /P_0 від вагового коефіцієнта δ рисунок 4.5 відображає зміну нормованого інтегрального показника узгодженості залежно від тривалості інтервалів, у межах яких відхилення значень напруги та струму. На відміну від квадратичного показника $(Q_F /P_0)^2$, дана характеристика має близький до лінійного характер у розглянутому діапазоні значень δ. Це свідчить про пропорційний вплив тривалості інтервалів із відхиленнями параметрів на значення нормованого інтегрального показника [29].

Лінійний характер залежності пояснюється тим, що величина Q_F /P_0 є функцією першого порядку від нормованих відхилень параметрів, тоді як показник $(Q_F /P_0)^2$, відображає їх енергетичну складову та має квадратичну залежність[29].

Як видно з графіка, при малих значеннях δ показник Q_F /P_0 є незначним, що відповідає умовам, коли відхилення параметрів напруги та струму мають обмежений та короткочасний характер і не визначають структуру процесу функціонування мікромережі [29].

У міру збільшення вагового коефіцієнта δ спостерігається рівномірне зростання значення показника, що відображає поступове збільшення внеску інтервалів із відхиленнями параметрів у загальну інтегральну оцінку. З фізичної точки зору це відповідає ситуаціям, коли відхилення параметрів напруги та струму набувають регулярного характеру та починають визначати

структуру зміни параметрів у мікромережі. Такі умови можуть бути пов’язані з нерівномірністю генерації від відновлюваних джерел, зміною навантаження або особливостями роботи установок зберігання електроенергії.

Подальше зростання значення показника свідчить про збільшення впливу відхилень параметрів на узгодженість функціонування мікромережі. При цьому система ще може зберігати працездатність, однак потребує підвищеної уваги з боку засобів керування режимом [29].

Таким чином, одночасне використання двох показників $(Q_F/P_0)^2$ та Q_F/P_0 є доцільним для комплексного аналізу процесу зміни параметрів мікромережі, оскільки кожен із них відображає різні аспекти відхилень напруги та струму відносно узагальненого рівня. Квадратичний показник $(Q_F/P_0)^2$ є більш чутливим до значних відхилень параметрів та дозволяє ідентифікувати інтервали часу, у межах яких відхилення напруги та струму формують визначальний внесок у значення інтегрального показника. Це дає можливість виявляти критичні ділянки функціонування мікромережі, де навіть незначне збільшення тривалості відхилень призводить до суттєвого зростання інтегральної оцінки [29].

Водночас показник Q_F/P_0 характеризує узагальнений рівень відхилень параметрів та має більш згладжену, близьку до лінійної залежність від вагового коефіцієнта δ. Це забезпечує його придатність для аналізу загальної тенденції зміни параметрів у часі та порівняння різних сценаріїв функціонування мікромережі без домінуючого впливу окремих екстремальних відхилень [29].

На основі проведеного чисельного моделювання та аналізу отриманих графічних залежностей показника Q_F/P_0 від вагового коефіцієнта δ встановлено характерні діапазони значень , які відповідають різним рівням узгодженості процесу функціонування мікромережі [29].

Аналіз кривих показав, при малих значеннях інтегрального показника його зміна має незначний характер, що відповідає умовам, за яких відхилення параметрів напруги та струму є обмеженими та не визначають структуру

процесу функціонування мікромережі. У середньому діапазоні значень спостерігається поступове зростання показника, що відображає відхилення параметрів та збільшення їх внеску у формування інтегральної оцінки. При подальшому зростанні значення показника відзначається нелінійне збільшення його величини, що свідчить про суттєвий вплив відхилень параметрів напруги та струму на узгодженість процесу функціонування мікромережі [29].

З метою узагальнення результатів моделювання та забезпечення можливості їх практичного використання запропоновано градацію значень інтегрального показника, що наведена у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Значення показника узгодженості режимів мікромережі

Діапазон значень Q_F / P_0	Характеристика узгодженості	Практичні наслідки для функціонування мікромережі
0 – 0.02	Високий рівень узгодженості	Відхилення параметрів напруги та струму є незначними та не впливають на процес функціонування
0.02 – 0.05	Незначні відхилення параметрів	Відхилення мають обмежений характер, не потребують коригуючих дій
0.05 – 0.1	Помірні відхилення параметрів	Відхилення мають регулярний характер, доцільним є моніторинг та контроль параметрів

Продовження таблиці 4.1

0.1 – 0.2	Суттєві відхилення параметрів	Відхилення істотно впливають на функціонування, необхідне застосування заходів регулювання
> 0.2	Низький рівень узгодженості	Значні відхилення параметрів, необхідне оперативне керування режимом роботи мікромережі

Попередньо було наведено інтерпретацію значень показника Q_F /P_0, який дозволяє оцінити загальний рівень відхилень параметрів напруги та струму відносно узагальненого рівня у процесі функціонування мікромережі. Разом із тим, для більш повного аналізу доцільно розглянути квадратичну форму даного показника $(Q_F /P_0)^2$, яка враховує квадратичний характер впливу відхилень параметрів напруги та струму на значення інтегрального показника.

Використання квадратичної залежності дозволяє підвищити точність оцінювання до значних відхилень напруги та струму та більш чітко відобразити зміну інтегрального показника при зростанні їх впливу у часових інтервалах. У зв’язку з цим, на основі результатів чисельного моделювання та аналізу отриманих залежностей сформовано відповідну градацію значень показника $(Q_F /P_0)^2$, що наведена у таблиці 4.2.

Додатково така форма показника забезпечує підвищену чутливість до пікових відхилень режимних параметрів, що є критично важливим при аналізі нестаціонарних режимів роботи мікромережі. Це дозволяє більш обґрунтовано ідентифікувати перехідні стани системи та визначати моменти погіршення узгодженості режимів у часовій області.

Таблиця 4.2 – Градація значень квадратичного інтегрального показника узгодженості функціонування мікромережі

Діапазон значень $(Q_F / P_0)^2$	Характеристика узгодженості	Практичні наслідки для функціонування мікромережі
0 – 0.0004	Високий рівень узгодженості	Відхилення параметрів напруги та струму є мінімальними та не впливають на процес функціонування
0.0004 – 0.0025	Незначні відхилення параметрів	Відхилення мають обмежений вплив, система функціонує в допустимих межах без необхідності втручання
0.0025 – 0.01	Помірні відхилення параметрів	Відхилення мають регулярний характер, доцільним є моніторинг та коригування режимних параметрів
0.01 – 0.04	Суттєві відхилення параметрів	Відхилення істотно впливають на процес функціонування, необхідне застосування заходів регулювання
> 0.04	Низький рівень узгодженості	Висока чутливість до відхилень, нестабільна робота

Наведені узагальнення дозволяють встановити орієнтовні діапазони значень інтегральних показників та забезпечують можливість їх практичної інтерпретації з точки зору оцінювання узгодженості процесу функціонування мікромережі.

З метою підтвердження коректності реалізації запропонованого алгоритму та достовірності отриманих результатів виконано порівняльний аналіз розрахунків інтегральних показників, реалізованих у програмному середовищі Python та табличному середовищі Microsoft Excel. Такий підхід дозволяє перевірити правильність обчислювальних процедур та підтвердити незалежність результатів від використаного програмного інструментарію. [61].

Для наочного зіставлення результатів розглянуто окремий часовий інтервал, який характеризується значеннями напруги Uj=218 В та струмом Ij=11 А при узагальнених значеннях параметрів U_0=218 В та струму I_0=9,8 А. На першому етапі визначаються нормовані відхилення параметрів напруги та струму, які характеризують відносну зміну цих величин відносно узагальнених значень та обчислюються відповідно до виразів (3.15) та (3.16):

$$K_{Uj}=\frac{U_j-U_0}{U_0}=\frac{225-218}{218}\approx 0{,}032,\ K_{IJ}=\frac{I_j-I_0}{I_0}=\frac{11-9{,}6}{9{,}6}\approx 0{,}146.$$

Отримані значення нормованих коефіцієнтів відображають ступінь відхилення параметрів напруги та струму відносно узагальненого рівня у розглянутому часовому інтервалі та є вихідною основою для подальшого інтегрального оцінювання узгодженості режиму функціонування мікромережі.

На основі отриманих значень визначено інтегральний показник узгодженості (3.37) та розраховано його нормовані форми: $(Q_F/P_0)^2$ =0.0046 та Q_F/P_0 =0.068. Отримані значення свідчать про наявність відхилень параметрів напруги та струму, які формують помірний вплив на узгодженість режиму

функціонування мікромережі. При цьому такі відхилення не призводять до суттєвого порушення узгодженості, однак відображають зміну структури режиму у часі та впливають на характер його формування.

Порівняльний аналіз результатів, отриманих у середовищах Python та Microsoft Excel, показав їх повну кількісну відповідність, що підтверджує коректність реалізації аналітичної моделі та відсутність обчислювальних похибок, пов’язаних із вибором програмного інструментарію [61].

Детальні числові результати розрахунків, отримані в середовищі Microsoft Excel, наведено в додатку Б.

Таким чином, результати порівняльного аналізу підтверджують відтворюваність обчислень та можливість застосування запропонованого підходу у різних програмних середовищах, що є важливою передумовою його практичного використання для оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі.

На рисунках 4.6 та 4.7 наведено залежності нормованих інтегральних показників Q_F/P_0 та $(Q_F/P_0)^2$ для різних значень відхилень параметрів напруги та струму ΔU_1 та ΔI_1. Зазначені залежності відображають вплив величини та структури змін параметрів напруги та струму у часі на значення інтегрального показника та, відповідно, на ступінь узгодженості режиму функціонування мікромережі [29].

На рисунку 4.6, отриманому на основі табличної реалізації у середовищі Microsoft Excel, наведено залежність нормованого інтегрального показника Q_F/P_0 від вагового коефіцієнта δ при фіксованому значенні відхилення напруги ΔU_1=75 (В) та різних значеннях відхилення струму ΔI_1.

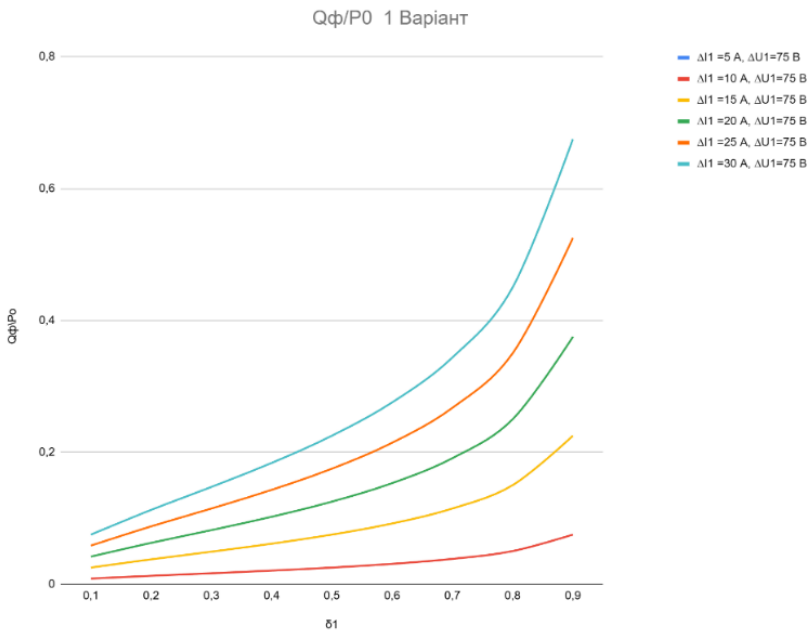


Рисунок 4.6 – Вплив вагового коефіцієнта режиму на показник Q_F/P_0 при різних значеннях ΔI_1 [29]

Таким чином, на відміну від графіків, отриманих у програмній реалізації Python, де аналізувалася узагальнена залежність показника від вагового коефіцієнта при фіксованому наборі параметрів, у даному випадку додатково досліджується чутливість інтегрального показника до зміни відхилення струму [29].

Форма всіх кривих, отриманих у середовищі Microsoft Excel, має монотонно зростаючий характер зі збільшенням вагового коефіцієнта δ, узгоджується з результатами, отриманими у середовищі Python. Це підтверджує, що зі збільшенням частки часу, протягом якої спостерігаються відхилення параметрів напруги та струму, їх вплив на значення інтегрального показника та, відповідно, на узгодженість режиму функціонування мікромережі закономірно зростає. Водночас абсолютні значення показника суттєво залежать від величини відхилення струму ΔI_1 криві зміщуються у бік більших значень, що свідчить про зростання впливу струмової складової відхилень на інтегральну оцінку [29]. Крім того, при великих значеннях вагового коефіцієнта δ спостерігається посилення нелінійності залежності, що

відображає підвищену чутливість показника до тривалих відхилень параметрів.

Порівняння з графіком, отриманим у Python для залежності Q_F /P_0 від δ, показує принципову узгодженість фізичного змісту обох результатів. У Python-реалізації квадратична форма показника узгодженості підсилює прояв нелінійності залежності та робить більш вираженим зростання впливу значних відхилень параметрів напруги та струму на інтегральну оцінку. В Excel-графіку (рис.4.7) аналогічна закономірність проявляється у вигляді розходження кривих для різних значень ΔI_1: навіть при однаковому значенні вагового коефіцієнта δ збільшення відхилення струму призводить до непропорційного зростання значення інтегрального показника [29].

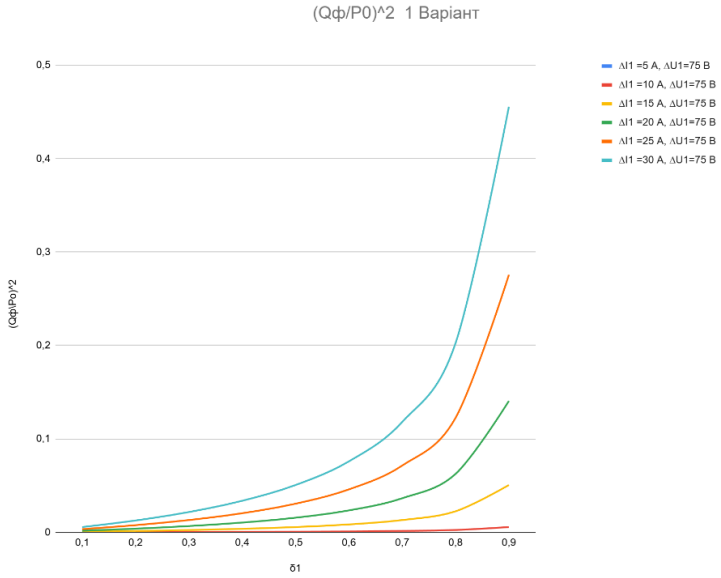


Рисунок 4.7 – Вплив вагового коефіцієнта на квадратичну форму нормованого інтегрального показника $(Q_F /P_0)^2$ при різних значеннях ΔI_1 [29].

На наведеному графіку (рис. 4.7), отриманому за результатами табличних розрахунків у середовищі Microsoft Excel, відображено зміну квадратичної форми нормованого інтегрального показника $(Q_F /P_0)^2$ залежно від вагового коефіцієнта δ при фіксованому значенні відхилення напруги та різних рівнях відхилення струму. Отримані залежності дозволяють встановити, що значення

інтегрального показника формується під одночасним впливом двох факторів: тривалості інтервалів із відхиленнями параметрів та величини самих відхилень [29].

Аналіз отриманих кривих показує, що за малих значень вагового коефіцієнта усі криві характеризуються низькими значеннями інтегрального показника, практично незалежно від величини відхилення струму. Це свідчить про те, що за умов незначної тривалості інтервалів із відхиленнями параметрів їх вплив на узгодженість режиму функціонування мікромережі є обмеженим. Однак зі збільшенням δ спостерігається суттєве зростання значення показника $(Q_F / P_0)^2$ причому темп цього зростання підвищується зі збільшенням відхилення струму ΔI_1. У результаті при значних значеннях δ та ΔI відхилення параметрів напруги та струму починають формувати визначальний внесок у значення інтегрального показника, що свідчить про їх домінуючий вплив на узгодженість режиму функціонування мікромережі [29].

4.3 Застосування інтегрального показника узгодженості в задачах керування режимами мікромережі

Отриманий у розділі 3 інтегральний показник узгодженості режимів роботи мікромережі та результати його програмної реалізації і моделювання, наведені у підрозділі 4.2, дозволяють перейти від кількісного оцінювання зміни параметрів напруги та струму до формування керувальних впливів на функціонування мікромережі. У даному контексті інтегральний показник розглядається як узагальнений критерій, що відображає ступінь узгодженості режиму функціонування мікромережі в часовому розрізі та дозволяє враховувати як величину відхилень параметрів, так і їх тривалість [29].

Суть застосування показника у задачах керування полягає у використанні його як індикатора зміни узгодженості режиму, що формується під впливом відхилень параметрів напруги та струму. При зростанні значення інтегрального показника спостерігається збільшення відхилень параметрів напруги та струму відносно узагальненого рівня, а також зміна їх

співвідношення, зокрема посилення впливу струмової складової. Це дозволяє використовувати інтегральний показник для виявлення моментів часу, у яких відбувається зниження узгодженості режиму функціонування мікромережі [58].

З урахуванням цього процес керування режимами мікромережі доцільно розглядати як послідовність взаємопов'язаних етапів, що забезпечують перехід від виявлення відхилень параметрів до їх подальшої компенсації [58].

На першому етапі здійснюється безперервне або періодичне обчислення інтегрального показника узгодженості режиму функціонування мікромережі на основі поточних значень напруги, струму та вагових коефіцієнтів, що відображають тривалість інтервалів із відхиленнями параметрів. Реалізована у підрозділі 4.2 програмна модель забезпечує автоматизацію цього процесу та дозволяє виконувати розрахунок показника у реальному або квазі-реальному масштабі часу [58].

На другому етапі виконується аналіз отриманого значення інтегрального показника та його порівняння з допустимим рівнем узгодженості. Якщо значення показника не перевищує встановлений поріг, режим функціонування мікромережі вважається узгодженим. У протилежному випадку фіксується зниження узгодженості та необхідність формування керувальних впливів [58].

На третьому етапі формується набір можливих керувальних впливів, спрямованих на зменшення відхилень параметрів напруги та струму та підвищення узгодженості режиму функціонування мікромережі. Вибір конкретних дій визначається характером виявлених відхилень параметрів та особливостями структури мікромережі. Зокрема, при зростанні струмових відхилень доцільним є застосування установок зберігання електроенергії у режимі заряду або розряду, а також реалізація керованого обмеження або перерозподілу навантаження. У випадках, коли відхилення пов'язані зі зміною напруги, ефективним є використання засобів регулювання напруги, зокрема керування генеруючими установками з інверторним приєднанням або іншими елементами мережі, що впливають на рівень напруги. Додатково може

застосовуватись регулювання реактивної потужності генеруючих установок з інверторним приєднанням, що дозволяє стабілізувати напругу та зменшити вплив відхилень електромагнітних параметрів на узгодженість режиму функціонування мікромережі [58].

На четвертому етапі здійснюється оцінювання ефективності реалізованих керувальних впливів шляхом повторного обчислення інтегрального показника узгодженості режиму функціонування мікромережі.

Зменшення значення показника свідчить про зниження відхилень параметрів напруги та струму та, відповідно, про підвищення узгодженості режиму функціонування мікромережі, що підтверджує доцільність обраної стратегії керування.

У протилежному випадку виконується коригування керувальних впливів або зміна їх комбінації з урахуванням характеру відхилень параметрів та динаміки їх зміни у часі [58].

Використання інтегрального показника узгодженості режиму функціонування мікромережі дозволяє реалізувати різні сценарії керування залежно від рівня деталізації та доступності вимірювальної інформації. У локальному сценарії керування рішення приймаються для окремих вузлів або елементів системи на основі значення показника, що забезпечує оперативне реагування на відхилення параметрів напруги та струму в межах окремих ділянок мікромережі. У розподіленому сценарії враховується взаємодія між декількома вузлами, що дозволяє забезпечити узгодженість режиму функціонування мікромережі з урахуванням впливу генеруючих установок з інверторним приєднанням та змін навантаження. У спрощеному (еквівалентному) сценарії використовується узагальнене значення інтегрального показника без деталізації по окремих елементах, що є доцільним для великих систем або в умовах обмеженої доступності вимірювальної інформації [58].

Особливістю запропонованого підходу є можливість його використання як у задачах попереднього аналізу, так і в системах оперативного керування

режимами мікромережі. У першому випадку інтегральний показник узгодженості дозволяє визначати критичні інтервали функціонування мікромережі та обґрунтовувати параметри керування на основі аналізу відхилень напруги та струму. У другому випадку показник виступає індикатором поточного стану системи, що забезпечує своєчасне виявлення відхилень параметрів та формування керувальних впливів, спрямованих на підвищення узгодженості режиму функціонування мікромережі [58].

Практична цінність запропонованої методики безпосередньо пов’язана з розробленою програмною реалізацією алгоритму оцінювання узгодженості режиму функціонування мікромережі. Використання програмного забезпечення забезпечує автоматизацію розрахунків та дозволяє оперативно визначати значення інтегрального показника без виконання ручних обчислень, що знижує ймовірність арифметичних похибок. Можливість варіювання вихідних параметрів створює умови для проведення параметричного аналізу та дослідження впливу відхилень напруги та струму на узгодженість режиму функціонування мікромережі. Врахування вагових коефіцієнтів дозволяє оцінювати вплив тривалості інтервалів із відхиленнями параметрів, що є важливим для умов реальної експлуатації. Побудова графічних залежностей забезпечує наочну інтерпретацію результатів та дозволяє визначати критичні діапазони зміни інтегрального показника. Отримані результати можуть бути використані для обґрунтування стратегій керування, спрямованих на зменшення відхилень параметрів напруги та струму, підвищення узгодженості режиму функціонування мікромережі, а також оптимізацію роботи установок зберігання електроенергії та зниження втрат електроенергії [29].

Висновки до розділу

1. Розроблено алгоритм оцінювання узгодженості режиму функціонування мікромережі, що базується на використанні нормованих відхилень напруги та струму між послідовними часовими інтервалами з урахуванням вагових коефіцієнтів їх тривалості. Запропонований алгоритм дозволяє кількісно визначати ступінь узгодженості режиму шляхом інтегрального врахування як величини відхилень параметрів, так і їх часової структури, що забезпечує об’єктивне оцінювання процесу функціонування мікромережі.

2. Реалізовано програмну модель обчислення інтегрального показника узгодженості та виконано дослідження його зміни залежно від тривалості інтервалів із відхиленнями параметрів. Встановлено, що значення показника визначається як величиною відхилень напруги та струму, так і тривалістю їх дії, що дозволяє виділяти діапазони зміни показника, які відповідають різним рівням узгодженості режиму функціонування мікромережі.

3. Обґрунтовано можливість використання інтегрального показника узгодженості як критерію для формування керувальних впливів. Показано, що на основі аналізу відхилень параметрів напруги та струму показник може бути використаний для прийняття рішень щодо регулювання режиму функціонування мікромережі, зокрема узгодження генерації та навантаження, керування установками зберігання електроенергії та зменшення втрат електроенергії.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв’язано актуальну науково-прикладну задачу оцінювання узгодженості режимів функціонування мікромереж з локальними джерелами електричної енергії, які характеризуються змінністю навантаження, стохастичністю споживання та нестабільністю генерування електроенергії. Отримані результати дозволяють сформувати підхід до кількісного аналізу зміни параметрів напруги та струму в мікромережі з урахуванням їх часової динаміки та створюють основу для підвищення ефективності її функціонування.

Основні результати дисертаційної роботи:

1. На основі аналізу особливостей функціонування мікромереж в умовах змінної генерації та нерівномірного електроспоживання встановлено, що їх режими роботи характеризуються високою частотою переходів між станами, що супроводжуються суттєвими змінами співвідношення між напругою та струмом, появою додаткових реактивних складових та зміною напрямків потоків потужності. Показано, що саме ці фактори впливають на зниження узгодженості режимів та обумовлюють необхідність їх кількісного оцінювання з урахуванням часової динаміки.

2. Досліджено закономірності зміни електромагнітних параметрів мікромережі у часі та встановлено наявність стійкого взаємозв’язку між відхиленнями напруги та струму, який проявляється у формуванні структурних відмінностей між режимами. Обґрунтовано, що аналіз окремих параметрів у фіксовані моменти часу не дозволяє адекватно оцінити характер режиму, тоді як врахування їх змін у послідовних часових інтервалах забезпечує більш повне відображення електромагнітних процесів у мікромережі.

3. Теоретично обґрунтовано доцільність застосування системи оцінювання узгодженості режимів мікромережі, яка базується на аналізі нормованих відхилень напруги та струму у часі. Показано, що такий підхід

дозволяє враховувати не лише абсолютні значення параметрів, але й характер їх зміни та взаємозв’язок між режимами, що суттєво підвищує інформативність оцінювання.

4. Розроблено інтегральний показник оцінювання узгодженості режимів мікромережі, який враховує сукупний вплив відхилень електромагнітних параметрів та їх динаміку у часі. На відміну від існуючих підходів, запропонований показник дозволяє кількісно характеризувати ступінь узгодженості режимів на основі узагальнення інформації про зміну напруги та струму між послідовними режимними станами, що забезпечує можливість порівняльного аналізу різних режимів функціонування мікромережі.

5. Розроблено алгоритм оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі у заданому часовому інтервалі, який реалізує послідовний аналіз нормованих відхилень параметрів та дозволяє визначати рівень узгодженості для кожного режимного стану. Показано, що застосування алгоритму забезпечує можливість ідентифікації часових інтервалів із зниженим рівнем узгодженості та формує основу для прийняття рішень щодо керування режимами роботи мікромережі.

6. Здійснено програмну реалізацію розробленої системи оцінювання у середовищах Python та Excel та виконано чисельне моделювання режимів роботи мікромережі в умовах змінної генерації. У результаті дослідження встановлено, що інтегральний показник узгодженості дозволяє ефективно ідентифікувати періоди з найбільш інтенсивними змінами режимних параметрів, при цьому лінійна форма показника є придатною для загальної інженерної оцінки, тоді як квадратична форма забезпечує підвищену чутливість до критичних режимів функціонування системи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Hall, S., Brown, D., Davis, M., Ehrtmann, M., Holstenkamp, L., (2020) Business Models for Prosumers in Europe. PROSEU - Prosumers for the Energy Union: Mainstreaming active participation of citizens in the energy transition (Deliverable N°D4.1), p. 89.

2. European Comission (2019) Clean energy for all Europeans package; European Comission, Brussels, Accessed September 2024, available at: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

3. Feed-in Tariffs (FIT): environmental and social schemes [Електронний ресурс] // Ofgem. – Режим доступу: https://www.ofgem.gov.uk/environmental-and-social-schemes/feed-tariffs-fit (дата звернення: 01.10.2024).

4. Гілевич К. Співставний аналіз реалізації бізнес-моделей просюмерів з відновлюваними джерелами енергії // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2023. – № 1 (71). – С. 64–81. – DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2023.275998

5. RES Legal (2019) Sternkopf, T., Tenant electricity surcharge, Germany, Accessed September 2024, available at: http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenant-electricity-surcharge/lastp/135/

6. Georg Lettner, Hans Auer, Andreas Fleischhacker, Daniel Schwabeneder, Bettina Dallinger & Fabian Moisl., (2018) Existing and future PV prosumer concepts Vienna, May 2018 available at: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2018/12/D2.1_Existing-future-prosumer-concepts_PVP4G-1.pdf

7. Government of Spain. Royal Decree-law 15/2018 on urgent measures for energy transition and consumer protection [Електронний ресурс]. – 05.10.2018. – Режим доступу: https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15 (дата звернення: 12.10.2024).

8. Hendricks D., Mesquita R. PV Prosumer Guidelines for Eight EU Member States. – Brussels: European Renewable Energies Federation (EREF), May 2019. – 48 с. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2019/05/1904_PVP4Grid_Bericht_EUnat_web.pdf (дата звернення: 14.10.2025).

9. Regen. Local Supply: Options for Selling Your Energy Locally. – 3rd edition. – 2018. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: DOI: https://doi.org/10.1016/j.commatsci.2016.02.021 (дата звернення: 21.10.2024).

10. Wärtsilä. Graciosa Island Case Study [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: https://www.wartsila.com/energy/reference-sheet/graciosa-island-portugal (дата звернення: 03.11.2024).

11. Hardy, P., Pinto-Bello, A., (2019) EU Market Monitor 2019 for Demand Side Flexibility, Smart Energy Europe and Delta EE. URL: https://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2019/11/EU_Market_Monitor_2019_short_final.pdf (дата звернення: 03.11.2024).

12. Open Utility, 2016. A glimpse into the future of Britain's energy economy. White Pap. 1–25. URL: https://piclo.energy/publications/piclo-trial-report.pdf (дата звернення: 03.11.2024).

13. Electricity aggregators: starting off on the right foot with consumers. 2018. P. 12. URL: https://www.beuc.eu/electricity-aggregators-starting-right-foot-consumers (дата звернення: 02.11.2022).

14. Terlouw T., AlSkaif T., Bauer C., van Sark W. Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies // Applied Energy. – 2019. – Vol. 239. – P. 356–372. – DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.227

15. Agregador de demanda: qué es y qué hace: web-site. URL: https://www.enertra.es/agregador-de-demanda/ (дата звернення: 02.11.2022).

16. Nolden, C., Sorrell, S., 2016. The UK market for energy service contracts in 2014-2015. Energy Effic. 1–16. URL: https://doi.org/10.1007/s12053-016-9430-2

17. Energy service company: web-site URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_service_company (дата звернення: 04.11.2024).

18. Денисюк С.П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 7–21.

19. EMSP and CPO: the two sides of EV charging network operators: web-site. URL: https://www.virta.global/blog/emsp-cpo-ev-charging-roles-responsibilities (дата звернення: 04.01.2023).

20. Денисюк С. П., Гілевич К. М. Оптимізація використання розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах за критерієм мінімуму втрат електроенергії // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2023. – № 4. – С. 7–21. – ISSN 1813-5420 (Print), ISSN 2308-7382 (Online). – DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290880

21. Wang, K., Yu, J., Yu, Y., Qian, Y. A survey on energy internet: architecture, approach, and emerging technologies. IEEE Systems Journal. 2018. Vol. 12. № 3. P. 3–16.

22. Zeng, P., Li, H., He, H., Li, S. Dynamic energy management of a ЛЕС using approximate dynamic programming and deep recurrent neural network learning. IEEE Transactions on Smart Grid. 2019. Vol. 10, iss. 4. P.35 – 45

23. Zhu J. Optimization of Power System Operation. – 2-е вид. – Piscataway, NJ; Hoboken, NJ: IEEE Press; John Wiley & Sons, 2015. – 664 с. – DOI: https://doi.org/10.1002/9781118887004

24. Жуйков В.Я. Енергетичні процеси в електичних колах з ключовими елементами / В.Я. Жуйков, С.П. Денисюк. – Київ: ТЕКСТ, 2010. – 264 с.

25. Shahgholian G. A brief review on microgrids: Operation, applications, modeling, and control; International Transactions on Electrical Energy Systems,

2021, pp. 1–28, Accessed March 2024, available at: https://doi.org/10.1002/2050-7038.12885.

26. Денисюк С. П., Опришко В. П. Аналіз можливостей оптимізації добового графіку споживання електричної енергії. Technologies and Engineering. 2018. Т. 19, № 6. С. 17–25. DOI: https://doi.org/10.30857/1813-6796.2018.6.2.

27. Кириленко О. В., Кулик В. А., Денисюк С. П. Використання динамічної тарифікації для оптимізації техніко-економічних показників microgrid на локальних ринках електроенергії. Технічна електродинаміка. 2022. № 3. С. 37–46. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.03.037.

28. Шендрик В. В., Парфененко Ю. В., Тимчук С. О.. Інтелектуальні рішення в енергетиці: проактивні стратегії управління та підтримка прийняття рішень в умовах цифрової трансформації : монографія. Суми, Сумський державний університет, 2024. 208 с. ISBN 978-966-446-033-7.

29. Гілевич К. М. Аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2024. – № 2 (76). – С. 14–26. – ISSN 2308-7382 (Online). – DOI: https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303068

30. Парус Є. В., Блінов І. В. Оптимізація використання доступних енергоресурсів мікромережі за умов підтримки готовності до ізольованого режиму. Технічна електродинаміка. 2025. №5. С. 56–63. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056.

31. Слободян А. Р., Чижевський В. В., Слободян Р. О. Модель роботи розподільної мережі в ізольованому режимі // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2024. № 3 (174). С. 40–49. DOI: https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-174-3-40-49.

32. Kloppenburg, S., Boekelo, M. Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of the energy transition. Energy Research & Social Science. 2019. Vol. 49. P. 68–73.

33. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів у розосереджених електроенергетичних системах. Технічна електродинаміка. 2016. № 4. С. 62–64.

34. Маляренко В.А., Щербак І.Є., Колотило І.Д. Економія електроенергії і зниження втрат в електричних мережах. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2012. № 8(102). С. 9–14.

35. Denysiuk S., Basok B., Opryshko V. Optimization of Energy Processes in Local Power Supply Systems with Variable Operating Modes. Power Systems Research and Operation Studies in Systems. Decision and Control Springer International Publishing. 2022. Pp. 133–157.

36. Denysiuk, S., Hilevych, K.. Assessment of the Efficiency of Microgrid Operation Based on the Decomposition of Energy Processes. Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol 512. pp. 279–302, 2024, Springer, Cham https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_13

37. Liu, B., Zhu, B., Guan, Z., Mao, C., Wang, D.: Energy router interconnection system: a solution for new distribution network architecture toward future carbon neutrality. https://doi.org/10.1049/enc2.12062

38. Chen, R., Yang, Y. & Jin, T. A hierarchical coordinated control strategy based on multi-port energy router of urban rail transit. Prot Control Mod Power Syst 7, 15 (2022). https://doi.org/10.1186/s41601-022-00237-y

39. Denysiuk, S., Derevianko, D.: The cost based DSM methods in microgrids with DG sources. Paper presented at the 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week 2021— Conference Proceedings, pp. 544–548 (2021). https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.957009

40. Denysiuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in dispersed power systems. Tekhnichna Elektrodynamika. 2016. No 4. Pp. 62–64. (Ukr). DOI: https://doi.org/10.15407/techned2016.04.062.

41. Kirilenko, O.V., Denysiuk, S.P., Butkevych, O.F., Rybina, O.B.: Problems of ensuring electromagnetic compatibility of powerful electric power equipment and

electric networks of the UES of Ukraine. Proc. Inst. Electrodyn. Natl. Acad. Sci. Ukr.: Collect. Sci. Pap. 26, 21–30 (2010)

42. Denisyuk, S.P., Kravtsov, V.O.: Estimation of the accuracy of measuring the components of electricity in systems with power converters. In: Technical Electrodynamics. Thematic Issue “Problems of Modern Electrical Engineering”, Part 1, pp. 61–66 (2008).

43. Czarnecki, L.S. Budeanu and fryze: Two frameworks for interpreting power properties of circuits with nonsinusoidal voltages and currents. Electrical Engineering 80, 359–367 (1997). https://doi.org/10.1007/BF01232925

44. Bastos M. Cerqueira. High precision current measurement for power converters [Електронний ресурс]. – Geneva : CERN, 2016. – P. 353–377. – Режим доступу: https://cds.cern.ch/record/2038670 (дата звернення: 30.10.2023).

45. Dashtdar M., Flah A., Hosseinimoghadam S. M. S., Kotb H., Jasińska E., Gono R., Leonowicz Z., Jasiński M. Optimal Operation of Microgrids with Demand-Side Management Based on a Combination of Genetic Algorithm and Artificial Bee Colony // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Article No. 6759. – DOI: https://doi.org/10.3390/su14116759

46. Nagarajan K., Parvathy A. K., Rajagopalan A. A review of optimal operation of microgrids // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). – 2020. – Vol. 10, No. 3. – P. 2842–2849. – DOI: https://doi.org/10.11591/ijece.v10i3.pp2842-2849

47. Montazeri A., Sedighi Anaraki A., Aref Sh. Optimal Technical and Economical Operation of Microgrids through the Implementation of Sequential Quadratic Programming Algorithm [Електронний ресурс] // arXiv preprint, arXiv:1911.03765. – 2019. – Режим доступу: https://doi.org/10.48550/arXiv.1911.03765 (дата звернення: 01.10.2024).

48. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення (EN 50160:2022, IDT). – Чинний від 08.12.2023. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2023. – [Електронний ресурс]. –

Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106226 (дата звернення: 10.10.2024).

49. Alkahtani A. A., Alfalah i S. T. Y., Athamneh A. A., Al-Shetwi A. Q., Mansor M., Hannan M. A., Agelidis V. G. Power quality in microgrids including supraharmonics: issues, standards, and mitigations // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 127104–127122. – DOI: https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3008042

50. Quintero-Molina V., Blanco Castañeda A. M., Romero M., Meyer J. Power quality in AC islanded microgrids: technical framework and state of the art review // Ingeniería e Investigación. – 2020. – Vol. 40, No. 3. – C. 29–37. – DOI: https://doi.org/10.15446/inginvestig.v40n3.89091

51. Watanabe E. H., Aredes M., Afonso J. L., Pinto J. G. Instantaneous p–q power theory for control of compensators in micro-grids // Przegląd Elektrotechniczny (Electrotechnical Review). – 2010. – Vol. 86, No. 6. – C. 17–26. – ISSN 0033-2097 (Print), 2449-9544 (Online). – DOI: https://doi.org/10.1109/ISNCC.2010.5524475

52. Денисюк С. П., Бєлоха Г. С., Гілевич К. М., Чернещук І. С. Моніторинг ефективності роботи в локальних електроенергетичних системах // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2024. – № 69. – С. 46–55. – ISSN 1727-9895 (Print), ISSN 2786-7064 (Online). – DOI: https://doi.org/10.15407/publishing2024.69.046

53. Brown T., Hörsch J., Schlachtberger D. PyPSA: Python for Power System Analysis; arXiv, 2017. Accessed March 2025, available at: https://arxiv.org/abs/1707.09913

54. Thurner L., Scheidler A., Schäfer F., Menke J., Dollichon J., Meier F., Meinecke S., Braun M. An Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems; IEEE / arXiv, 2019. Accessed March 2025, available at: https://arxiv.org/abs/1709.06743

55. Henri G., Levent T., Halev A., et al. pymgrid: An Open-Source Python Microgrid Simulator for Applied Artificial Intelligence Research, 2020. Accessed March 2025, available at:

https://www.researchgate.net/publication/345970486_pymgrid_An_Open-Source_Python_Microgrid_Simulator_for_Applied_Artificial_Intelligence_Research

56. Zimmerman R., Murillo-Sánchez C., Thomas R. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education; IEEE Transactions on Power Systems, 2011. Accessed March 2025, available at: https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051168

57. Lasseter R., Paigi P. Microgrid: A Conceptual Solution; IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2004. Accessed March 2025, available at: https://ieeexplore.ieee.org/document/1354758

58. Olivares D., Mehrizi-Sani A., Etemadi A., Cañizares C., Iravani R., Kazerani M., Hajimiragha A., Gomis-Bellmunt O., Saeedifard M., Palma-Behnke R., Jiménez-Estevez G., Hatziargyriou N. Trends in Microgrid Control; IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, pp. 1905–1919, Accessed March 2026, available at: https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514

59. IEEE IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547-2018); IEEE, New York, 2019. Accessed March 2025, available at: https://ieeexplore.ieee.org/document/8332112

60. Katiraei F., Iravani M., Hatziargyriou N., Dimeas A. Microgrids Management; IEEE Power & Energy Magazine, 2008, Accessed March 2025, available at: https://doi.org/10.1109/MPE.2008.918702

61. Milano F. Power System Modelling and Scripting; Springer, London, 2010, pp. 15–18, 21–23, Accessed March 2025, available at: https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-13669-6

ДОДАТОК А
Програмна реалізація алгоритму оцінювання узгодженості режимів роботи мікромережі

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

# Запит користувача на введення даних
print("Введіть вагові коефіцієнти delta через пробіл (довжина має бути 4):")
delta = np.array(list(map(float, input().split())))

U0 = float(input("Введіть початкову напругу U0: "))
I0 = float(input("Введіть початковий струм I0: "))
delta_U1 = float(input("Введіть значення ΔU1: "))
delta_I1 = float(input("Введіть значення ΔI1: "))

# Розрахунок ΔUj та ΔIj для всіх j
n = len(delta)  # n = 4
delta_Uj = np.array([delta_U1 if j % 2 != 0 else -delta_U1 for j in range(1, n + 1)])
delta_Ij = np.array([delta_I1 if j % 2 != 0 else -delta_I1 for j in range(1, n + 1)])

# Розрахунок Uj та Ij
Uj = U0 + delta_Uj
Ij = I0 + delta_Ij

# Розрахунок середніх значень U_0 та I_0
U_0 = np.sum(Uj * delta)
I_0 = np.sum(Ij * delta)
```

```
# Розрахунок коефіцієнтів K_Uj та K_Ij
K_Uj = delta_Uj / U_0
K_Ij = delta_Ij / I_0

# 1. Розрахунок Q_Φ²
Q_phi_squared = (
    delta[0] * delta[1] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[0] + K_Ij[1]) - (K_Uj[0] + K_Uj[1]) - K_Uj[0] * K_Ij[1] + K_Uj[1] * K_Ij[0])**2 +
    delta[0] * delta[2] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[0] - K_Ij[2]) - (K_Uj[0] + K_Uj[2]) + K_Uj[0] * K_Ij[2] - K_Uj[2] * K_Ij[0])**2 +
    delta[0] * delta[3] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[0] - K_Ij[3]) - (K_Uj[0] + K_Uj[3]) + K_Uj[0] * K_Ij[3] - K_Uj[3] * K_Ij[0])**2 +
    delta[1] * delta[2] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[1] - K_Ij[2]) - (K_Uj[1] + K_Uj[2]) + K_Uj[1] * K_Ij[2] - K_Uj[2] * K_Ij[1])**2 +
    delta[1] * delta[3] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[1] - K_Ij[3]) - (K_Uj[1] + K_Uj[3]) + K_Uj[1] * K_Ij[3] - K_Uj[3] * K_Ij[1])**2 +
    delta[2] * delta[3] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[2] + K_Ij[3]) - (K_Uj[2] + K_Uj[3]) - K_Uj[2] * K_Ij[3] + K_Uj[3] * K_Ij[2])**2
)

# 2. Розрахунок Q_Φ² / P_0²
P_0_squared = U0**2 * I0**2
Q_phi_squared_over_P0_squared = Q_phi_squared / P_0_squared

# 3. Розрахунок Q_Φ / P_0
Q_phi_over_P0 = np.sqrt(Q_phi_squared_over_P0_squared)

# Виведення результатів
print("Масив Uj:", Uj)
print("Масив Ij:", Ij)
```

```
print("Середня напруга U_0:", U_0)
print("Середній струм I_0:", I_0)
print("Коефіцієнти напруги K_Uj:", K_Uj)
print("Коефіцієнти струму K_Ij:", K_Ij)
print("1. Потужність Q_Φ²:", Q_phi_squared)
print("2. Потужність Q_Φ² / P_0²:", Q_phi_squared_over_P0_squared)
print("3. Потужність Q_Φ / P_0:", Q_phi_over_P0)

# Побудова графіків
delta_values = np.linspace(0.05, 0.5, 20)  # Генеруємо значення delta від 0.05 до 0.5 (20 точок)
Q_phi_squared_over_P0_squared_values = []
Q_phi_over_P0_values = []

for delta_value in delta_values:
    delta = np.full(n, delta_value)  # Масив δ із однаковим значенням
    Q_phi_squared_temp = (
        delta[0] * delta[1] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[0] + K_Ij[1]) - (K_Uj[0] + K_Uj[1]) - K_Uj[0] * K_Ij[1] + K_Uj[1] * K_Ij[0])**2 +
        delta[0] * delta[2] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[0] - K_Ij[2]) - (K_Uj[0] + K_Uj[2]) + K_Uj[0] * K_Ij[2] - K_Uj[2] * K_Ij[0])**2 +
        delta[0] * delta[3] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[0] - K_Ij[3]) - (K_Uj[0] + K_Uj[3]) + K_Uj[0] * K_Ij[3] - K_Uj[3] * K_Ij[0])**2 +
        delta[1] * delta[2] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[1] - K_Ij[2]) - (K_Uj[1] + K_Uj[2]) + K_Uj[1] * K_Ij[2] - K_Uj[2] * K_Ij[1])**2 +
        delta[1] * delta[3] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[1] - K_Ij[3]) - (K_Uj[1] + K_Uj[3]) + K_Uj[1] * K_Ij[3] - K_Uj[3] * K_Ij[1])**2 +
        delta[2] * delta[3] * U0**2 * I0**2 * ((K_Ij[2] + K_Ij[3]) - (K_Uj[2] + K_Uj[3]) - K_Uj[2] * K_Ij[3] + K_Uj[3] * K_Ij[2])**2
    )
```

```
    Q_phi_squared_over_P0_squared_temp = Q_phi_squared_temp / P_0_squared
    Q_phi_over_P0_temp = np.sqrt(Q_phi_squared_over_P0_squared_temp)


Q_phi_squared_over_P0_squared_values.append(Q_phi_squared_over_P0_square
d_temp)
    Q_phi_over_P0_values.append(Q_phi_over_P0_temp)


plt.figure(figsize=(12, 6))


# Графік 1: Q_Φ² / P_0² vs delta
plt.subplot(1, 2, 1)
plt.plot(delta_values, Q_phi_squared_over_P0_squared_values, marker='o',
label='Q_Φ² / P_0²')
plt.title('Залежність Q_Φ² / P_0² від δ')
plt.xlabel('δ (ваговий коефіцієнт)')
plt.ylabel('Q_Φ² / P_0²')
plt.grid(True)
plt.legend()


# Графік 2: Q_Φ / P_0 vs delta
plt.subplot(1, 2, 2)
plt.plot(delta_values, Q_phi_over_P0_values, marker='o', label='Q_Φ / P_0',
color='orange')
plt.title('Залежність Q_Φ / P_0 від δ')
plt.xlabel('δ (ваговий коефіцієнт)')
plt.ylabel('Q_Φ / P_0')
plt.grid(True)
```

```
plt.legend()

plt.tight_layout()
plt.savefig("updated_output_graphs.png")  # Зберігає графіки у файл
print("Графіки збережено у файл updated_output_graphs.png")
```

ДОДАТОК Б
Результати розрахунку показників узгодженості режимів мікромережі

Таблиця Б.1 – Результати розрахунку режимних параметрів для різних значень вагових коефіцієнтів

№	ΔI1, А	ΔU1, А	U0, В	Io, А	δ1	δ2	U1	I1	U2	I2
1	5	75	1000	100	0,1	0,9	1075	105	991,67	99,44
2	5	75	1000	100	0,2	0,8	1075	105	981,25	98,75
3	5	75	1000	100	0,3	0,7	1075	105	967,86	97,86
4	5	75	1000	100	0,4	0,6	1075	105	950	96,67
5	5	75	1000	100	0,5	0,5	1075	105	925	95
6	5	75	1000	100	0,6	0,4	1075	105	887,5	92,5
7	5	75	1000	100	0,7	0,3	1075	105	825	88,33
8	5	75	1000	100	0,8	0,2	1075	105	700	80
9	5	75	1000	100	0,9	0,1	1075	105	325	55
1	10	75	1000	100	0,1	0,9	1075	110	991,67	98,89
2	10	75	1000	100	0,2	0,8	1075	110	981,25	97,5
3	10	75	1000	100	0,3	0,7	1075	110	967,86	95,71
4	10	75	1000	100	0,4	0,6	1075	110	950	93,33
5	10	75	1000	100	0,5	0,5	1075	110	925	90
6	10	75	1000	100	0,6	0,4	1075	110	887,5	85
7	10	75	1000	100	0,7	0,3	1075	110	825	76,67
8	10	75	1000	100	0,8	0,2	1075	110	700	60
9	10	75	1000	100	0,9	0,1	1075	110	325	10

Таблиця Б.2 – Проміжні результати розрахунку нормованих приростів та коефіцієнтів режимних параметрів

№	ΔI1, А	ΔU1, А	U0, В	Io, А	δ1	ΔI2, А	ΔU2, А	Ku1	Ku2	Ki1	Ki2
1	5	75	1000	100	0,1	0,56	8,33	0,075	0,008	0,05	0,006
2	5	75	1000	100	0,2	1,25	18,75	0,075	0,019	0,05	0,013
3	5	75	1000	100	0,3	2,14	32,14	0,075	0,032	0,05	0,021
4	5	75	1000	100	0,4	3,33	50	0,075	0,050	0,05	0,033
5	5	75	1000	100	0,5	5	75	0,075	0,075	0,05	0,050
6	5	75	1000	100	0,6	7,5	112,5	0,075	0,113	0,05	0,075
7	5	75	1000	100	0,7	11,67	175	0,075	0,175	0,05	0,117
8	5	75	1000	100	0,8	20	300	0,075	0,300	0,05	0,200
9	5	75	1000	100	0,9	45	675	0,075	0,675	0,05	0,450
1	10	75	1000	100	0,1	1,11	8,33	0,075	0,008	0,1	0,011
2	10	75	1000	100	0,2	2,5	18,75	0,075	0,019	0,1	0,025
3	10	75	1000	100	0,3	4,29	32,14	0,075	0,032	0,1	0,043
4	10	75	1000	100	0,4	6,67	50	0,075	0,050	0,1	0,067
5	10	75	1000	100	0,5	10	75	0,075	0,075	0,1	0,100
6	10	75	1000	100	0,6	15	112,5	0,075	0,113	0,1	0,150
7	10	75	1000	100	0,7	23,33	175	0,075	0,175	0,1	0,233
8	10	75	1000	100	0,8	40	300	0,075	0,300	0,1	0,400
9	10	75	1000	100	0,9	90	675	0,075	0,675	0,1	0,900

Таблиця Б.3 – Результати розрахунку інтегрального показника узгодженості режимів мікромережі

№	ΔI1, A	ΔU1, A	U0, B	Io, A	δ1	Qф\Po	$(Qф\Po)^2$
1	5	75	1000	100	0,1	0,008	0,00006944
2	5	75	1000	100	0,2	0,013	0,000156
3	5	75	1000	100	0,3	0,016	0,000268
4	5	75	1000	100	0,4	0,020	0,000417
5	5	75	1000	100	0,5	0,025	0,000625
6	5	75	1000	100	0,6	0,031	0,000938
7	5	75	1000	100	0,7	0,038	0,001458
8	5	75	1000	100	0,8	0,050	0,002500
9	5	75	1000	100	0,9	0,075	0,005625
1	10	75	1000	100	0,1	0,008	0,00006944
2	10	75	1000	100	0,2	0,013	0,000156
3	10	75	1000	100	0,3	0,016	0,000268
4	10	75	1000	100	0,4	0,020	0,000417
5	10	75	1000	100	0,5	0,025	0,000625
6	10	75	1000	100	0,6	0,031	0,000938
7	10	75	1000	100	0,7	0,038	0,001458
8	10	75	1000	100	0,8	0,050	0,002500
9	10	75	1000	100	0,9	0,075	0,005625

ДОДАТОК В
Довідка про впровадження результатів дисертаційної роботи

ДТЕК Київські Регіональні Електромережі
Оператор системи розподілу

ПрАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»
вул. Стеценка, 1-А,
04136, м. Київ, Україна

ЗАТВЕРДЖУЮ
Керівник Департаменту з розвитку мереж та технічним приєднанням

Юшко А.М.
«_____» _____ 2025р.

ДОВІДКА
про використання результатів
дисертаційних досліджень Катерини ГІЛЕВИЧ
за напрямом «Аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії»

В рамках дисертаційних досліджень К.М. Гілевич за напрямком «Аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії» необхідно відзначити наступні теоретичні та практичні наробки.

Теоретичним результатом, що має практичну спрямованість, є проведений аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж при нерівномірності генерації та споживанні електроенергії. Неоптимальність відбору від генератора та споживання навантаженнями електроенергії оцінено з точки зору роботи електроенергетичної системи в цілому. З використанням потужності Фризе $Q_Ф$, як міра квадратичної нев'язки, уніфіковано аналіз процесів енергозабезпечення навантажень електроенергетичної системи, що забезпечує можливість ретроспективного, поточного і перспективного аналізу. Наведено оцінку впливу нерівномірності генерації та споживання електроенергії на рівні втрат у електромережах та трансформаторному обладнанні.

Проведений аналіз дозволив запропонувати алгоритми оцінки рівня оптимальності ведення режимів в електричних мережах, які реалізують оцінку поточного стану мережі та можливі впливи відхилень рівнів напруги та струму на прогнозному періоді, що можуть бути реалізованими оператором системи розподілу як із залученням диспетчера, так і в автоматичному режимі.

Оцінено як техніко-економічні (цінові) фактори, так і технологічні фактори (оцінка стійкості, стабільності роботи локальних електроенергетичних систем при зміні режимів роботи генераторів та / чи навантажень), зокрема: вплив сукупності

Передавайте покази, дізнавайтесь про відключення, замовляйте послуги онлайн
Вайбер Телеграм Сайт
для фізичних клієнтів:
+ 38 (044) 459 07 40 + 38 (099) 495 70 40
+ 38 (067) 495 70 40 + 38 (093) 495 70 40
для юридичних клієнтів:
+ 38 (050) 495 70 40

ДТЕК Київські
Регіональні Електромережі
Оператор системи
розподілу

різних факторів появи додаткових втрат електроенергії, обумовлених функціонуванням генератора та навантаження; співставлення втрат електроенергії для різних інтервалів часу через виділений перетин системи; аналіз втрат електроенергії в системах постійного та змінного струму локальних електроенергетичних систем чи гібридних систем; вплив зміни напруги та/чи струму в перетині систем обмеженої потужності; зміна споживання навантаженням активної потужності за першою та вищими гармоніками як інтегрованими показниками.

Розроблено відповідне нормативно-методичне та програмно-алгоритмічне забезпечення.

Запропоновані рішення спрямовані на модернізацію електромереж з метою підвищення надійності постачання, мінімізації втрат електроенергії та створення більш гнучкої та орієнтованої на майбутнє мережі. З точки зору діяльності Оператора системи розподілу отримані науково-практичні результати надають можливість знизити максимум навантаження в електричних мережах, що дозволить відсунути у часі заходи щодо посилення цих мереж на більш пізні терміни; зменшити втрати електроенергії в електричних мережах за рахунок більш рівномірного їх завантаження у часі та зниження відхилень напруги від оптимального рівня у вузлах мереж, а також можуть бути успішно використані при реалізації окремих проектів Плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року.

З повагою,
Керівник Департаменту
з розвитку мереж та
технічним приєднанням

Андрій ЮШКО

Передавайте покази, дізнавайтесь про відключення, замовляйте послуги онлайн

Вайбер Телеграм Сайт

для фізичних клієнтів:
+ 38 (044) 459 07 40 + 38 (099) 495 70 40
+ 38 (067) 495 70 40 + 38 (093) 495 70 40

для юридичних клієнтів:
+ 38 (050) 495 70 40

ДОДАТОК Д
Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

1. Денисюк, С.П., Бєлоха Г.С., Чернещук І.С, Гілевич К.М. «Моніторинг ефективності роботи в локальних електроенергетичних системах». *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, вип. 69, Листопад 2024, С. 46-55, https://doi.org/10.15407/publishing2024.69.046

2. Гілевич К.М., «Аналіз рівнів неоптимальності режимів електричних мереж низької напруги при нерівномірності генерації та споживання електроенергії». *Енергетика: економіка, технології, екологія*, 2024. – № 2 (76), С. 14-26, https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303068

3. Денисюк С.П., Гілевич К.М. «Оптимізація використання розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах за критерієм мінімуму втрат електроенергії». *Енергетика: економіка, технології, екологія*, – 2023. – № 4 (74), С. 7-21, https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290880

4. Гілевич К.М., «Співставний аналіз реалізації бізнес-моделей просюмерів з відновлюваними джерелами енергії». *Енергетика: економіка, технології, екологія*, – 2023. – № 1 (71), С. 64-81, https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2023.275998

5. Denysiuk, S., Hilevych K., «Assessment of the Efficiency of Microgrid Operation Based on the Decomposition of Energy Processes». Springer, Selected Problems III, Cham 2024, P. 279-302, , https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_13

6. Гілевич К.М. Оцінка стану локальних енергетичних систем: системи змінного, постійного чи постійно-змінного типу / К.М. Гілевич. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'23». 22–24 листопада 2023 р. м. Київ. С. 51-53.