

Міністерство освіти і науки України
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»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ДЕРЕВ'ЯНКО ДЕНИС ГРИГОРОВИЧ

УДК 621.316.1

ДИСЕРТАЦІЯ

**РОЗВИТОК НАУКОВИХ ЗАСАД ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ
РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ В ЛОКАЛЬНИХ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

05.14.01 – енергетичні системи та комплекси

Подається на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук

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

_____ Д.Г. Дерев'янко

Київ – 2024

АНОТАЦІЯ

Дерев'янюк Д.Г. Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси». – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, Україна, 2024.

Останніми роками перехід до декарбонізованих, децентралізованих і цифрових енергетичних систем збільшив ризики щодо кібербезпеки таких систем, а вплив погодних умов на роботу окремих типів генерувальних установок по-новому піднімає питання енергетичної безпеки. Зростання частки генерування електричної енергії від джерел розосередженої генерації (РГ) і нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) у загальному енергетичному балансі має ряд переваг і недоліків. Зокрема, відсутність гнучкості системи стала більш помітною проблемою зі зростанням частки різнотипних НВДЕ й розосереджених енергетичних ресурсів (РЕР), особливо коли одночасно поступово виводили з роботи різноманітні теплові установки. Важливість РЕР як окремого виду «ресурсу» мережі з кожним роком зростає дедалі більше. Джерела РГ та активні споживачі є значним енергетичним ресурсом, підключеним до мережі. Щоб задіяти їх у наданні допоміжних послуг під час роботи мережі, їх потрібно об'єднувати та контролювати, щоб мати можливість здійснювати спільне керування ними як групою генераторів для надання послуг, які відповідають вимогам операторів системи передачі (ОСП) та операторів системи розподілу (ОСР). Розосереджені енергетичні ресурси більше не можна розглядати як окремі пристрої, підключені до мережі, вони мають бути інтегровані та керовані як частина систем передачі й розподілу.

Впровадження РЕР впливає на розподільні електричні мережі (ЕМ) і перетворює їх на активні елементи локальних електроенергетичних систем (ЛЕС). Відтак, зі зростанням частки генерованої електроенергії від джерел РГ збільшується їх вплив на параметри режимів ЕМ ЛЕС. Це, своєю чергою, викликає потребу розробити методологію взаємної інтеграції ЛЕС із РЕР із централізованою енергосистемою, котра створить умови для забезпечення відповідних параметрів якості електропостачання і надійності. Така інтеграція можлива лише за умови оптимальної взаємодії РЕР, котрі являють собою як окремі установки РГ чи системи накопичення енергії (СНЕ), так і локальні енергетичні системи в цілому.

Для ЛЕС із джерелами РГ та СНЕ актуальним є розвиток наукових засад, а саме створення методології та практичного інструментарію (методів, моделей, алгоритмів і програм) оптимальної взаємодії РЕР з урахуванням особливостей їх функціонування і потреб енергосистеми. Критичний аналіз міжнародного досвіду вирішення проблеми визначили напрями наукових досліджень, результати яких викладені у дисертаційній роботі.

Основна мета роботи – розвиток наукових і науково-прикладних основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС з використанням розвитку методології, розроблення моделей та методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ і накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-прикладну проблему розвитку наукових основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС щодо розвитку теоретичних засад, розроблення моделей та методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ і накопичувачів у межах таких систем та із операторами систем розподілу ОЕС України.

Практичне впровадження результатів досліджень сприяє підвищенню ефективності функціонування ЛЕС із РЕР.

У першому розділі проведено аналіз структури та особливостей функціонування ЛЕС із РЕР. Детальний аналіз моделей систем із РЕР дав змогу виокремити окремі елементи ЛЕС, – такі як активні споживачі та віртуальні електростанції.

Проаналізована законодавча база щодо впровадження джерел РГ в Україні дала змогу визначити наявне підґрунтя для забезпечення взаємодії різнотипних РЕР завдяки запровадженню локальних ринків електричної енергії. Систематизовано основні вимоги до учасників локальних ринків електричної енергії.

Проведений аналіз критеріїв оцінювання енергетичної ефективності та енергетичної результативності функціонування ЛЕС із РЕР дав змогу визначити складові для проведення економічного аналізу означених систем.

Аналіз методів і способи оптимізації техніко-економічних характеристик ЛЕС із РЕР дав змогу визначити основні напрями оптимізації. Проведена класифікація системи керування ЛЕС із джерелами РГ та системами накопичення енергії дала змогу визначити основні напрями роботи систем керування ЛЕС й окреслила напрями агрегування різнотипних джерел РГ і СНЕ.

Сформовано ієрархічну модель функціонування ЛЕС із різнотипними РЕР.

Другий розділ присвячено моделям оптимальної взаємодії активного споживача та ЛЕС через розвиток підходів до визначення технічних й економічних показників функціонування активних споживачів в умовах керування попитом на енергетичні ресурси.

На основі аналізу структури і режимів активних споживачів сформульовано задачу оптимізації режимів їх функціонування, що дає змогу врахувати як економічні, так і енергетичні характеристики їх роботи.

Запропонована модель оцінювання ефективності функціонування активного споживача поєднує економічні й енергетичні показники. З

урахуванням аналізу отриманої множини значень запропонованого показника ефективності функціонування активного споживача зроблено висновок, що максимального його значення можна досягти через збільшення коефіцієнта автономності роботи активного споживача, а отже, частки споживаної електроенергії від джерел РГ і системи накопичення, а також через максимізацію прибутку від продажу надлишків генерованої джерелами РГ електроенергії в мережу.

Розширено множину показників ефективності функціонування активного споживача на основі показника, котрий враховує реакцію останнього на програми керування попитом.

Запропонований спосіб візуалізації показників функціонування активного споживача дає змогу за допомогою діаграм Шумана проводити багатофакторне оцінювання ефективності його роботи. Побудовані профілі функціонування активного споживача відображають ефективність його роботи щодо середніх і максимальних значень функцій сформованої оптимізаційної задачі. Запропонований спосіб візуалізації та розширена множина показників дають змогу враховувати структуру та усталені режими роботи активних споживачів на основі їх відхилення від цільових значень заданих функцій.

У *третьому розділі* проаналізовано практичні аспекти оптимальної роботи ЛЕС в умовах агрегування різнотипних РЕР. Сформовано оптимізаційну задачу на рівні взаємодії різнотипних РЕР між собою у межах означених систем.

Проведено зіставний аналіз методів визначення величини питомих витрат на генерацію електроенергії в системах із джерелами РГ і накопичувачами. Удосконалена методологія визначення показника *LCOE* (Levelized Cost of Energy) дає змогу врахувати усі типи джерел енергії у ЛЕС та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі збираються інвестувати у розвиток РЕР.

Сформовано безрозмірну функцію, яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на кожному з яких є постійний відбір потужності, так і інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах.

Запропонований показник ефективності запровадження програм керування попитом на електричну енергію дає змогу визначити фактичні можливості споживачів щодо зміни своїх графіків навантаження, що вкрай важливо для системного оператора.

Проведено аналіз та сформовано основні функції, які повинна виконувати система моніторингу в ЛЕС із РЕР.

У *четвертому розділі* сформульовано основні вимоги та процедури інтеграції РЕР у ЛЕС на основі ринкових моделей взаємодії.

Проведено аналіз функціональних зв'язків елементів ЛЕС на різних рівнях взаємодії у межах моделі «Smart Grid architecture model» (SGAM). Визначено, що для різних типів РЕР взаємодія на різних рівнях буде різнитися. Останнє є важливим, оскільки дало змогу уточнити завдання агрегування РЕР у ЛЕС.

Сформовано ринкову модель агрегування РЕР у ЛЕС, що ґрунтується на апараті теорії ігор та правилах роботи енергетичного ринку України і враховує усі можливі режими функціонування РЕР у ЛЕС.

Запропонована теоретико-ігрова модель агрегування РЕР у ЛЕС дає змогу сформулювати два стратегічних напрями керування РЕР у ЛЕС під час їх агрегування. Перший напрям дає змогу агрегатору неявно стимулювати РЕР до максимізації генерування електричної енергії від джерел РГ та СНЕ, а другий створює більш жорсткі умови, котрі стимулюватимуть РЕР максимально дотримуватися умов контракту.

У *п'ятому розділі* набули розвитку теоретико-ігрові моделі оптимальної взаємодії ЛЕС з ОЕС України на рівні операторів систем розподілу.

Формалізовано постановку задачі оптимізації для моделей локальних систем із РЕР та моделей централізованих електроенергетичних систем у межах теорії ігор.

Запропоновано процедуру оптимізації моделі синтезованої системи у межах формалізованої гри на основі використання механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом, котра дає змогу знайти раціональне рішення поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій гравців.

За результатами дослідження запропоновано архітектуру системи Smart-моніторингу ЛЕС із РЕР, котра враховує усі типи джерел РГ і СНЕ та особливості їх функціонування. Така система працює в певних часових інтервалах, забезпечуючи обмін інформаційними потоками, які дозволяють, у свою чергу, керувати енергопотоками, забезпечуючи оптимальне функціонування системи моніторингу на всіх трьох рінях, а відтак і оптимальну роботу ЛЕС.

У шостому розділі запропоновано модель оптимальної взаємодії РЕР трьох типів: «Некеровані генерувальні установки РГ», «Керовані генерувальні установки РГ» та «Системи накопичення енергії» з агрегатором/оператором ЛЕС.

Визначено оптимальні стратегії агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС на основі визначення рівноваги за Нешем для кожного типу РЕР під час взаємодії з агрегатором.

Для забезпечення можливості дотримання визначених оптимальних стратегій агрегування різнотипних РЕР сформовано вимоги до процедур моніторингу та керування у ЛЕС.

У сьомому розділі розроблено науково-методичне забезпечення підвищення ефективності взаємодії РЕР у ЛЕС.

Розроблена методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами дає змогу на основі оцінювання технічних та

економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригувальні дії щодо режимів їх роботи та визначати потенціал до підвищення ефективності його функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Також ця методика дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС в умовах російської агресії.

Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС дає змогу впроваджувати локальні енергетичні ринки для підвищення автономності роботи ЛЕС із РЕР, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

Удосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії РЕР із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем.

Ключові слова: розосереджені енергетичні ресурси, локальна електроенергетична система, локальний ринок електричної енергії, електроенергетична система, виробництво електричної енергії, ринкова модель, мережеві обмеження, система моніторингу, агрегатор, оператор системи розподілу, активний споживач, теорія ігор, механізм.

ABSTRACT

Derevianko D.G. Development of scientific principles of optimal interaction of distributed energy resources in local electric power systems. – Qualifying scientific work on the rights of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences in the specialty 05.14.01 “Energy Systems and Complexes”. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, Ukraine, 2024.

In recent years, the transition to decarbonized, decentralized, and digital energy systems has increased the cybersecurity risks of such systems, and the impact of weather conditions on the operation of certain types of generating units raises the issue of energy security in a new way. The increase in the share of electricity generation from sources of distributed generation (DG) and renewable energy sources (RES) in the overall energy balance has a number of advantages and disadvantages. In particular, the lack of flexibility of the system has become a more noticeable problem with the increase in the share of different types of RES and distributed energy resources (DER), especially when various thermal units were gradually decommissioned at the same time. The importance of DER as a separate type of network “resource” is growing more and more every year. DG sources and prosumers are a significant energy resource connected to the grid. In order to involve them in the provision of ancillary services during network operation, they need to be combined and controlled in order to be able to jointly manage them as a group of generators to provide services that meet the requirements of transmission system operators (TSOs) and distribution system operators (DSOs). DER can no longer be seen as separate devices connected to the grid, they should be integrated and managed as part of transmission and distribution systems.

The implementation of DER affects distribution network (DN) and turns them into active elements of local electric power systems (LES). Therefore, with the increase in the share of generated electricity from DG sources, their influence on the parameters of DN of LES modes increases. This, in turn, necessitates the

development of a methodology for mutual integration of LES with DER with a centralized power system, which will create conditions for ensuring the appropriate parameters of power supply quality and reliability. Such integration is possible only under the condition of optimal interaction of DER, which are both individual DG installations or energy storage systems (ESS), and LES as a whole.

For LES with DG and ESS, it is important to develop scientific principles, namely the creation of methodology and practical tools (methods, models, algorithms and programs) for the optimal interaction of DER, taking into account the peculiarities of their functioning and the needs of the power system. A critical analysis of international experience in solving this problem determined the directions of scientific research, the results of which are presented in the dissertation.

The main purpose of the work is the development of scientific and scientific-applied foundations of optimal interaction of DER in LES with the use of methodology development, development of models and methods that ensure the aggregation and interaction of DG elements and storage devices within such systems and these systems with operators of distribution systems of UES of Ukraine.

The dissertation solves the topical scientific and applied problem of the development of scientific bases for the optimal interaction of DER in LES regarding the development of theoretical foundations, the development of models and methods that ensure the aggregation and interaction of DG elements and storage devices within such systems and with distribution system operators of the united energy system (UES) of Ukraine.

Practical implementation of the research results contributes to improving the efficiency of the functioning of LES with DER.

In the *first section*, an analysis of the structure and features of the functioning of LES with DER is carried out. A detailed analysis of DER system models made it possible to identify individual elements of DER , such as active consumers and virtual power plants.

The analyzed legislative framework for the introduction of DG sources in Ukraine made it possible to determine the existing basis for ensuring the interaction of different types of DER s through the introduction of local electricity markets. The basic requirements for participants in local electricity markets are systematized.

The carried out analysis of the criteria for assessing the energy efficiency and energy performance of the functioning of the LES with the DER made it possible to determine the components for the economic analysis of these systems.

The analysis of methods and ways to optimize the technical and economic characteristics of LES with DER made it possible to determine the main directions of optimization. The carried out classification of the LES control system with DG sources and energy storage systems made it possible to determine the main directions of operation of LES control systems and outlined the directions of aggregation of different types of DG and ESS.

A hierarchical model of functioning of LES with different types of DER s has been formed.

The second section is devoted to the models of optimal interaction between the active consumer and the LES through the development of approaches to determining the technical and economic indicators of the functioning of active consumers in the context of managing the demand for energy resources.

On the basis of the analysis of the structure and modes of active consumers, the task of optimizing the modes of their functioning has been formulated, which makes it possible to take into account both the economic and energy characteristics of their performance.

The proposed model for assessing the efficiency of functioning of an active consumer combines economic and energy indicators. Taking into account the analysis of the obtained set of values of the proposed indicator of efficiency of functioning of the active consumer, it is concluded that its maximum value can be achieved through an increase in the coefficient of autonomy of the active consumer, and, consequently, the share of electricity consumed from the sources of DG and the

storage system, as well as through maximizing the profit from the sale of surplus electricity generated by the sources of the DG to the grid.

The set of performance indicators of the active consumer has been expanded on the basis of an indicator that takes into account the latter's response to demand management programs.

The proposed method of visualization of indicators of functioning of an active consumer makes it possible to carry out a multifactorial assessment of the effectiveness of its work with the help of Schumann diagrams. The built profiles of functioning of the active consumer reflect the efficiency of his work in relation to the average and maximum values of the functions of the formed optimization task. The proposed method of visualization and the extended set of indicators make it possible to take into account the structure and established modes of operation of active consumers on the basis of their deviation from the target values of the specified functions.

The *third section* analyzes the practical aspects of optimal operation of LES in the conditions of aggregation of different types of DER s. An optimization problem at the level of interaction of different types of DER s with each other within the specified systems has been formed.

A comparative analysis of methods for determining the value of unit costs for generating electricity in systems with DG sources and storage devices has been carried out. The improved methodology for determining the *LCOE* (Levelized Cost of Energy) indicator makes it possible to take into account all types of energy sources in LES and give appropriate price signals to potential investors who are going to invest in the development of DER.

A dimensionless function has been formed, which allows to obtain estimates of the level of unevenness of electricity consumption by loads depending on both the duration of the intervals, at each of which there is a constant power take-off, and the intensity of discharge of storage devices at these intervals.

The proposed indicator of the effectiveness of the implementation of electricity demand management programs makes it possible to determine the actual capabilities of consumers to change their load schedules, which is extremely important for the system operator.

An analysis has been carried out and the main functions that should be performed by the monitoring system in LES with DER have been formed.

The *fourth section formulates the* basic requirements and procedures for the integration of DER into LES on the basis of market models of interaction.

An analysis of the functional relationships of LES elements at different levels of interaction within the framework of the Smart Grid architecture model (SGAM) is carried out. It is determined that for different types of DER the interaction at different levels will be different. The latter is important because it made it possible to clarify the task of aggregating DER in LES.

A market model of aggregation of DER in LES has been formed, which is based on the apparatus of game theory and rules of operation of the energy market of Ukraine and takes into account all possible modes of functioning of DER in LES.

The proposed game-theoretic model of DER aggregation in LES makes it possible to form two strategic directions of DER management in LES during their aggregation. The first direction allows the aggregator to implicitly stimulate the DER to maximize the generation of electricity from DG and ESS, and the second creates more stringent conditions that will stimulate the DER to comply with the terms of the contract as much as possible.

In the *fifth section*, game-theoretic models of optimal interaction of LES with the UES of Ukraine at the level of distribution system operators have been developed.

The formulation of the optimization problem for models of local systems with DER and models of centralized electric power systems within the framework of game theory is formalized.

A procedure for optimizing the model of the synthesized system within the framework of a formalized game based on the use of dynamic tariffication mechanisms within the framework of demand side management programs has been proposed, which allows to find the rational solution to the game problem by finding the Nash-equilibrium strategies of the players.

Based on the results of the study, the architecture of the system of Smart-monitoring of LES with DER is proposed, which takes into account all types of sources of DG and ESS and the features of their functioning. Such a system operates in certain time intervals, ensuring the exchange of information flows, which allow, in turn, to manage energy flows, ensuring the optimal functioning of the monitoring system at all three levels, and therefore the optimal work of LES.

The *sixth section* proposes a model for optimal interaction of DER of three types: “Uncontrolled DG generating units”, “Controlled DG generating units” and “Energy storage systems” with the LES aggregator/operator.

The optimal strategies for aggregating different types of DER s in LES are determined on the basis of determining the Nash equilibrium for each type of DER when interacting with the aggregator.

In order to ensure the possibility of compliance with the identified optimal strategies for aggregation of different types of DER s, requirements for monitoring and management procedures in LES have been formed.

In the *seventh section*, scientific and methodological support for improving the efficiency of DER interaction in LES has been developed.

The developed methodology for improving the energy efficiency of LES with active consumers makes it possible, on the basis of assessment of technical and economic parameters of the operating modes of active consumers, to form corrective actions regarding the modes of their operation and to determine the potential for improving the efficiency of its functioning, and therefore for the functioning of LES. Also, this methodology makes it possible to assess the potential of autonomous

operation of active consumers, which will have an extremely positive impact on the operating modes of LES in the face of russian aggression.

The developed regulatory and methodological support for the aggregation of different types of DER s in LES makes it possible to introduce local energy markets to increase the autonomy of LES with DER s, which is especially important in the functioning of the UES of Ukraine in the context of russian aggression.

Improved game-theoretic models of interaction between DER and centralized electric power systems make it possible to increase the efficiency of their interaction due to the possibility of displaying versatile interaction (at the technical and economic/market levels), which will have a positive impact on the modes of operation of these systems.

Keywords: distributed energy resources, microgrid, local electricity market, electric power system, electricity production, market model, network constraints, monitoring system, aggregator, distribution system operator, prosumer, game theory, mechanism.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Список публікацій здобувача, що містять основні наукові результати дисертації:

1. Denysiuk, S., Derevianko, D., Bielokha, H. (2023). Synthesis of Models of the Complex Electric Power Systems. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol. 220. Springer, Cham. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_6.
2. Derevianko, D., Zaichenko, S. Game-Theoretic Models of Dynamic Pricing in Microgrids with Distributed Generation Sources. In: O. Kyrylenko et al. (eds.), Power Systems Research and Operation, Studies in Systems, Decision and Control 512. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_10.
3. Denysiuk, S., Zaichenko, S., Opryshko, V., & Derevianko, D. (2021). Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. EUREKA: Physics and Engineering, (2), 19–31. doi: <https://doi.org/10.21303/2461-4262.2021.001689>.
4. Блінов, І., Трач, І., Парус, Є., Дерев'янку, Д. і Хоменко, В. (2022). Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії. Технічна електродинаміка. 2022, 2 (Бер. 2022), 060. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>.
5. Денисюк, С., Дерев'янку, Д. і Белоха, Г. (2022). Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. Технічна електродинаміка. 2022, 4 (Лип. 2022), 048. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>.
6. Денисюк, С., Белоха, Г. і Дерев'янку, Д. (2023). Оптимізація витрат первинного палива на локальних ринках електроенергії в системах з дизель-

генераторами. Технічна електродинаміка. № 1 (Січ. 2023), 056. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.056>.

7. Дерев'янку, Д. і Швірські, К. (2024). Побудова моделей оптимальної взаємодії джерел розосередженої генерації та систем акумулювання енергії у межах Microgrid систем. Технічна електродинаміка. 1 (Січ. 2024), 053. doi: <https://doi.org/10.15407/techned2024.01.053>.

8. Дерев'янку, Д.Г., Горенко, Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 3, 2016. С. 61–69. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2016.85898>.

9. Дерев'янку, Д.Г. Ярмолюк О.С., Беспалий О.А. Особливості режимів функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення. Електромеханічні і енергозберігаючі системи. 2018. № 2. С. 61–67. doi: [10.30929/2072-2052.2018.2.42.61-67](https://doi.org/10.30929/2072-2052.2018.2.42.61-67).

10. Дерев'янку, Д.Г., Панасенко, В.С., Масло, О.С., Загорський, О.М. Оцінювання надійності у локальних системах з установками відновлюваної енергетики. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 3, 2019. С. 37–45. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2019.196379>.

11. Денисюк, С.П., Дерев'янку, Д.Г., Горенко, Д.С. Особливості оцінювання режимів функціонування локальних систем з джерелами розосередженої генерації та накопичувачами. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 1, 2020. С. 7–20. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2020.217558>.

12. Зайченко, С.В., Куліш, Р.Д., Дерев'янку, Д.Г., Жукова, Н.І. Обґрунтування діагностичних параметрів автономних джерел електричної енергії на базі двигуна внутрішнього згорання при розробці системи технічного діагностування. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 3, 2020. С. 29–34. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2020.228607>.

13. Дерев'янку, Д.Г., Данілін, О.В., Гілевич, К.М. Особливості блискавкозахисту наземних сонячних електростанцій в Україні. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 4, 2020. С. 59–63. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2020.233596>.

14. Дерев'янку, Д.Г., Колодяжна, А.О., Ницун, Ю.Г. Особливості визначення економічних показників доцільності впровадження заходів з підвищення енергетичної ефективності. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 2, 2021. С. 87–94. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247412>.

15. Дерев'янку, Д.Г., Беспала, Н.Г., Богойко, І.І., Колодяжна, А.О. Перспективи застосування відновлювальних джерел енергії для теплопостачання громадських і житлових будівель в Україні. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 2, 2022. С. 41–47. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2022.261369>.

16. Денисюк, С.П., Дерев'янку, Д.Г., Белоха, Г.С., Зайченко, С.В. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії // Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 3, 2022. С. 7–12. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270225>.

17. Дерев'янку, Д.Г., Воробель, В.В. Підвищення ефективності функціонування Microgrid систем з накопичувачами. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 4, 2023. С. 22–28. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290885>.

18. Дерев'янку, Д.Г., Перегуда, О.В.. Особливості побудови систем Smart-моніторингу Microgrid систем. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 1, 2024. С. 57–64. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.298816>.

19. Белоха, Г.С., Стржелецьки, Р.Х., Дерев'янку, Д.Г., Радиш, І.П. Аналіз та оптимізація процесів заряду електромобілей в транзактивних енергетичних

системах. Енергетика: економіка, технологія, екологія. № 2, 2024. С. 59–66.
doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303076>.

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

20. Denysiuk, S., and Derevianko, D., “A novel method of complex reliability assessment in microgrids with distributed generation”, 2017, International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 2017, pp. 212–215, doi: 10.1109/MEES.2017.8248892.

21. Denysiuk, S., Derevianko, D., and Horenko, D., “Reliability analyses in local power systems with DG sources based on the exchange processes assessment”, 2020, IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 232–235, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250103.

22. Denysiuk, S., and Derevianko, D., “Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation”, 2020, IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 211–214, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160212.

23. Derevianko, D., and Hilevych, K., “Reliability assessment in local power systems with renewables”, 2020, IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 243–246, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160277.

24. Zaichenko, S., Shevchuk, S., Kulish, R., Denysiuk, S., Derevianko D., and Opryshko, V., “Identification of the least reliable elements of autonomous power plant based on internal combustion and diesel engines by the method of the lowest residual entropy”, 2021, IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 549–552. doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570078.

25. Denysiuk, S., and Derevianko, D., “The Cost Based DSM Methods in Microgrids with DG Sources”, 2021, IEEE 2nd KhPI Week on Advanced

Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 544–548. doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570096.

26. Denysiuk, S., Bielokha, H., Derevianko D., and Vadym B., “Design and modeling PV converter with hysteresis control”, 2022, IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 165–168. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969345.

27. Denysiuk, S., Derevianko, D., Bielokha H., and Zaichenko S., “Cost-effective Reliability Improvement Methods in Power Systems with Renewables”, 2022, IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 372–377. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969244.

28. Denysiuk, S., Derevianko D., and Bielokha, H. “Dynamic Pricing in Transactive Energy System with Solar, Wind-generators and Diesel Generator”, 2023, IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2023, pp. 1–4. doi: 10.1109/KhPIWeek61412.2023.10313000.

29. Derevianko, D., Arlamov, O., Bielokha H., and Liakhova K., “Solar PV Systems Installed on Solar Blinds and Shutters to cover the DHW needs in the Mediterranean Countries”, 2023, IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2023, pp. 1–4. doi: 10.1109/KhPIWeek61412.2023.10311578.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	25
ВСТУП.....	30
РОЗДІЛ 1 МЕТОДОЛОГІЧНІ ЗАСАДИ ПОБУДОВИ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ІЗ ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	41
1.1 Структура та особливості функціонування локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами.....	41
1.2 Взаємодія локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на локальних ринках електричної енергії.....	76
1.3 Критерії оцінювання енергетичної ефективності та енергетичної результативності функціонування локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами	94
1.4 Методи оптимізації техніко-економічних характеристик локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами.....	105
1.5 Ієрархічна модель функціонування локальних електроенергетичних систем із різнотипними розосередженими енергетичними ресурсами.....	118
Висновки до розділу 1.....	124
РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА ТА ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ...	125
2.1 Активний споживач та оптимальні моделі його функціонування як розосередженого енергетичного ресурсу у межах локальних електроенергетичних систем.....	125

2.2 Оцінювання ефективності функціонування активного споживача на основі його енергетичних та економічних характеристик.....	132
2.3 Оцінювання ефективності функціонування активного споживача під час його реагування на програми керування попитом.....	136
2.4 Моделі візуалізації ефективності функціонування активного споживача	142
Висновки до розділу 2.....	156
РОЗДІЛ 3 ОПТИМАЛЬНІ МОДЕЛІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ІЗ РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ РЕСУРСАМИ	158
3.1 Практичні аспекти оптимальної роботи локальних електроенергетичних систем в умовах забезпечення взаємодії означених систем на різних ієрархічних рівнях.....	158
3.2 Визначення величини питомих витрат на генерацію електроенергії в системах із розосередженими енергетичними ресурсами	166
3.3 Оцінка нерівномірності відбору електроенергії в системах накопичування електроенергії.....	173
3.4 Моделі динамічної тарифікації як механізм керування системами із розосередженими енергетичними ресурсами.....	186
3.5 Функції моніторингу та керування у локальних електроенергетичних системах із розосередженими енергетичними ресурсами.....	204
Висновки до розділу 3.....	213
РОЗДІЛ 4 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ВИМОГ ТА ПРОЦЕДУР ІНТЕГРАЦІЇ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ	215
4.1 Агрегування як метод ефективною взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах	215

4.2 Ринкова модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах.....	218
4.3 Теоретико-ігрова модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах.....	225
Висновки до розділу 4.....	230
РОЗДІЛ 5 МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ОЕС УКРАЇНИ НА РІВНІ ОСР....	231
5.1 Теоретико-ігрова модель взаємодії електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на рівні операторів систем розподілу.....	231
5.2 Оптимізація теоретико-ігрової моделі взаємодії електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на рівні операторів систем розподілу	235
5.3 Вимоги до систем моніторингу для локальних електроенергетичних систем з розосередженими енергетичними ресурсами.....	237
5.4 Елементи та структура системи моніторингу для забезпечення агрегування розосереджених енергетичних ресурсів.....	246
Висновки до розділу 5.....	249
РОЗДІЛ 6 МЕХАНІЗМ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ НА РІЗНИХ ІЄРАРХІЧНИХ РІВНЯХ.....	250
6.1 Механізм оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах.....	250
6.2 Визначення оптимальних стратегій агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах.....	262

6.3 Вимоги до процедур моніторингу та керування у локальних електроенергетичних системах із розосередженими енергетичними ресурсами.....	271
Висновки до розділу 6.....	278
РОЗДІЛ 7 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВЗАЄМОДІЇ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ....	279
7.1 Методологія підвищення енергетичної ефективності локальних електроенергетичних систем з активними споживачами.....	279
7.2 Особливості нормативно-методичного забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах	285
7.3 Підвищення ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на локальних енергетичних ринках.....	290
Висновки до розділу 7.....	302
ВИСНОВКИ.....	303
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	309
Додаток А РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА З ДАХОВОЮ СЕС 5кВт	332
Додаток Б РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКА <i>LCOE</i> ДЛЯ СФЕУ РІЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ	352
Додаток В РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ СФЕУ РІЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ У ПРОГРАМНОМУ СЕРЕДОВИЩІ PVSYST.....	361
Додаток Д ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ МЕХАНІЗМУ АГРЕГУВАННЯ РІЗНОТИПНИХ ДЖЕРЕЛ РГ ТА СНЕ У ЛЕС.....	396
Додаток Е ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ МЕХАНІЗМУ АГРЕГУВАННЯ РІЗНОТИПНИХ РЕР У МЕЖАХ КОАЛІЦІЙНОЇ ГРИ У ЛЕС.....	399
Додаток Ж АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ.....	406

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АС – активний споживач
- АСОЕ – автоматизована система обліку енергії
- АКБ – акумуляторна батарея
- АТ – автотрансформатор;
- БСК – батарея статичних конденсаторів
- ВДЕ – відновлювані джерела енергії
- ВЕС – вітрова електростанція
- ГАЕС – гідроакумулювальні електростанції
- ГЕН – графіки електричних навантажень
- ГТУ – газотурбінні установки
- ДК – диспетчерське керування
- ЕДТ – електродвигун-генератор
- ЕМ – електричні мережі
- ЕМС – електромагнітна сумісність
- ЕПС – електропостачальна система
- ЕНС – енергетично незмінні стани
- ІКТ – інформаційно-комунікаційні технології
- КЦП – критичне пікове ціноутворення
- ЛЕП – лінія електропередачі
- ЛЕР – локальні енергетичні ринки
- ЛЕС – локальні електроенергетичні системи
- ЛК – локальні контролери
- МГЕС – мікро- та міні гідроелектростанції
- МЕА – Міжнародна енергетична агенція
- МК – мікроконтролери
- МП – місце підключення
- МТ – мікротурбіни
- НВДЕ – нетрадиційні та відновлювані джерела енергії

ОЕС – об'єднана енергетична система
ОСП – оператор системи передачі
ОСР – оператор системи розподілу
ПГ – парникові гази
ПЕЕ – перетворювач електричної енергії
ПСЕ – пристрої силової електроніки
РГ – розосереджена генерація
РЕР – розосереджені енергетичні ресурси
ПГУ – парогазові установки
РП – розподільний пункт
СЕ – силова електроніка
СЕР – система електропостачання
СЕС – сонячні електростанції
СМКМ – система моніторингу та керування мікромережами
СФЕС – сонячні фотоелектричні системи
СНЕ – системи накопичення енергії
СК – система керування
СШ – секція шин
Т – трансформатор
ТЕ – трансактивна енергія
ТЕП – техніко-економічні показники
ЦФ – цільові функції
ЦРЧ – ціноутворення (у режимі) реального часу
ЦТП – централізоване теплопостачання

APM – aggregated prosumers' manager
ARR – accounting rate of return
BCR – benefit-to-cost ratio
BESS – battery energy storage systems

BRP – balance responsible party

CA – commercial aggregator

CAES – compressed-air energy storage

CAPEX – capital expenditures

CCDF – complementary cumulative distribution function

CHP – combined heat and power

COE – cost of energy

CVPP – commercial virtual power plants

DEMS – distributed energy management system

DER – distributed energy resources

DLT – distributed ledger technology

DC – direct current

DERMS – distributed energy resources management system

DG – distributed generation

DLT – distributed ledger technology

DMS – distribution management system

DPP – discounted payback period

DR – demand response

DSM – demand-side management

DSO – distribution system operator

ED – economic dispatch

EV – electric vehicles

EDRP – emergency demand response program

EMS – energy management system

ESS – energy storage systems

EV – electric vehicles

GHG – green house gases

GS – grid services

HV – high voltage

IRR – internal rate of return

ISO – Independent System Operator

LCOE – levelized cost of energy

LCOS – levelized cost of storage

LES – local energy systems

LOLE – loss of load expectation

MARR – marginal rate of return

MCFC – molten carbonate fuel cell

NPV – net present value

OPEX – operational expenditures

PHES – pumped hydroelectric energy storage

PI – profitability index

PMU – power measurement unit

PP – payback period

PQ – power quality

PSH – pumped-storage hydroelectricity

RES – renewable energy sources

RTO – retail transmission operator

RTP – real-time pricing

SG – Smart Grid

SGAM – Smart Grid architecture model

SIR – savings-to-investment ratio

SVC – static var compensator

TMS – transmission management system

TVPP – technical virtual power plant

USEF – universal smart energy framework

VPP – virtual power plant

ВСТУП

Актуальність теми. Зростання частки генерування електричної енергії від джерел РГ і НВДЕ у загальному енергетичному балансі має ряд переваг та недоліків. Перевагами зростання низьковуглецевих генерувальних потужностей поблизу споживача є: низький рівень забруднення навколишнього середовища; зниження втрат від передачі електричної енергії в ОЕС України; диверсифікація генерувальних потужностей; джерела РГ можуть працювати майже без обслуговування з мінімальними експлуатаційними витратами; відсутність необхідності транспортування первинного палива до джерела енергії. Утім, значним недоліком більшості відновлюваних джерел енергії є нестабільність їх енергетичного потенціалу, що може призвести до відхилень частоти систем, відхилень напруги, реверсування потоків потужності, впливу на інші технічні параметри електромереж, і, як наслідок, до додаткових відключень, що впливають на надійність електроенергетичних систем.

Останніми роками перехід до декарбонізованих, децентралізованих і цифрових енергетичних систем збільшив ризики щодо кібербезпеки таких систем, а вплив погодних умов на роботу окремих типів генерувальних установок по-новому піднімає питання енергетичної безпеки. Зокрема, відсутність гнучкості системи стала більш помітною проблемою зі зростанням частки різнотипних ВДЕ та РЕР одночасно з поступовим виведенням з роботи різноманітних теплових установок. Довгострокове енергетичне планування має підтримуватися належними оцінками адекватності, щоб висвітлити очікувану нестачу гнучкості та знайти ринкові інструменти для її вирішення. Важливість РЕР як окремого виду «ресурсу» мережі з кожним роком зростає дедалі більше. Джерела РГ та активні споживачі є значним енергетичним ресурсом, підключеним до мережі. Щоб задіяти їх у наданні допоміжних послуг під час роботи мережі, їх потрібно об'єднувати та контролювати, щоб

мати можливість здійснювати спільне керування ними як групою генераторів для надання послуг, які відповідають вимогам ОСП та ОСР. Розосереджені енергетичні ресурси більше не можна розглядати як окремі пристрої, підключені до мережі; вони мають бути інтегровані та керовані як частина систем передачі й розподілу.

Впровадження РЕР впливає на розподільні ЕМ і перетворює їх на активні елементи ЛЕС. Відтак, зі зростанням частки генерованої електроенергії від джерел РГ збільшується їх вплив на параметри режимів ЕМ ЛЕС. Це зумовлює необхідність розробити методологію взаємної інтеграції ЛЕС із РЕР із централізованою енергосистемою, котра створить умови для забезпечення відповідних параметрів якості електропостачання та надійності. Така інтеграція можлива лише за умови оптимальної взаємодії РЕР, котрі являють собою як окремі установки РГ чи СНЕ, так і ЛЕС у цілому.

У роботах Кириленка О.В., Жаркіна А.Ф., Буткевича О.Ф., Денисюка С.П., Жуйкова В.Я., Вербицького Є.В., Сопеля М.Ф., Праховника А.В., Кирика В.В., Лежнюка П.Д., Будька В.І., Кулика В.В., Каплуна В.В., Ackermann T., Andersson G., Strzelecki R., Ahmed W., Ajjarapu V., Baggini A., Bossi C., Chambers A., Cutsem V., Dolezal J., Donpi P., Katiraei F., Jiayi H., Hingorani N., Kumpulainen I., Kundur P., Chowdhury S., Wang S. та інших розроблено основи аналізу та теорії керування енергетичними системами, у тому числі з НВДЕ та системами накопичення електроенергії, що ґрунтуються на аналізі процесів і режимів роботи цих систем. Утім, ці теоретичні положення не враховують комплексно усіх складових означених систем.

Для ЛЕС із джерелами РГ та СНЕ актуальним є розвиток наукових засад, а саме створення методології і практичного інструментарію (методів, моделей, алгоритмів і програм) оптимальної взаємодії РЕР з урахуванням особливостей їх функціонування та потреб енергосистеми. Викладені вище обставини і критичний аналіз міжнародного досвіду вирішення проблеми визначили

напрями наукових досліджень, результати яких викладено в дисертаційній роботі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Виконані у роботі дослідження відповідають напряму «Енергетика та енергоефективність» Закону України № 2623-III від 13.01.2024 р. «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки», комплексній програмі Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (КПІ ім. Ігоря Сікорського) «Енергетика сталого розвитку». Дисертаційне дослідження виконувалося згідно з планом наукових робіт кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського у межах науково-дослідних робіт: № 0117U004285 «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» від 24.02.2017 р.; № 0117U003825 «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» від 06.10.2017 р.; № 5 «Дослідження та порівняння базових рівнів споживання енергоресурсів протягом двох опалювальних сезонів двоповерхової будівлі готельного комплексу “ЛІГЕНА”, розташованого за адресою: м. Бориспіль, вул. В. Момота, 53» від 30.06.2020 р.; № 8E201.01.01.05.001-PO-KPI-01 «Розробка та обґрунтування плану розвитку та шляхів підвищення ефективності громадського електротранспорту м. Чернігів» від 22.08.2017 р.; № Д/0201.01/2400.01/10 «Порівняльний аналіз сучасних адміністративно-нормативних перетворень на лібералізованих ринках електричної енергії та газу України; аналіз сучасних технологічних трендів та прогностичних моделей в умовах функціонування лібералізованих ринках електричної енергії та газу України» від 12.02.2021 р.; № Д/0201.01/2400.01/19 «Обґрунтування доцільності заміни кабельних ліній 10 кВ у м. Чернігові» від 25.05.2021 р.; № НОН/221/2022 «Boosting the Blue Economy in the Black Sea Region by

Initiating a Business Collaboration Framework in the field of Fisheries and Aquaculture, Coastal and Maritime Tourism and Maritime Transport» від 13.07.2022 р.; № РН/34-2023 «Smart-моніторинг ефективності функціонування локальних систем енергозабезпечення з альтернативними джерелами енергії» від 29.05.2023 р.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є розвиток наукових і науково-прикладних основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС з використанням розвитку методології, розроблення моделей та методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ і накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України.

Для досягнення мети у роботі розв'язувались такі наукові задачі:

1. Аналіз особливостей структури і режимів роботи ЛЕС із РЕР, функціональні та операційні зв'язки на усіх рівнях означених систем.
2. Оптимізація режимів функціонування РЕР та їх взаємодії у ЛЕС завдяки впровадженню моделей просторової візуалізації та інших моделей оцінювання ефективності їх функціонування.
3. Оптимізація режимів функціонування ЛЕС із РЕР на основі моделей оцінювання ефективності їх функціонування та реагування на програми керування попитом.
4. Розроблення методу коригування ціни під час динамічної тарифікації, котрий би враховував наявну пропозицію з генерування у кожний окремий момент часу в межах ЛЕС із РЕР.
5. Розроблення моделей оптимальної взаємодії ЛЕС із РЕР із централізованими електроенергетичними системами через операторів систем розподілу, які дадуть змогу знайти оптимальні профілі стратегій взаємодії елементів системи у вигляді формалізованої гри.
6. Розроблення моделі, яка спонукає до оптимальної взаємодії РЕР з агрегатором ЛЕС з урахуванням особливостей функціонування та ефективності взаємодії складових елементів означених систем.

7. Розвиток науково-методичних основ підвищення ефективності взаємодії РЕР у ЛЕС.

Об'єкт дослідження: процеси перетворення РЕР у межах ЛЕС, автономних та приєднаних до ОЕС України.

Предмет дослідження: режимні параметри агрегації та взаємодії елементів РГ та накопичувачів всередині ЛЕС та означених систем з операторами систем розподілу ОЕС України.

Методи дослідження: під час написання дисертаційного дослідження було використано методи системного аналізу, математичного моделювання, моделювання інформаційних процесів, методи дискретної та лінійної оптимізації, імітаційне моделювання, методи комп'ютерного моделювання та кореляційний аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів:

Вперше:

– розроблено метод оцінювання ефективності функціонування активного споживача в ЛЕС з джерелами РГ та СНЕ, на основі поєднання технічних та економічних показників його функціонування, котрий дає змогу оцінювати ефективність його роботи та визначати напрям її підвищення;

– розроблено метод коригування ціни при динамічній тарифікації, котрий би враховував наявну пропозицію по генеруванню в кожний окремий момент часу у рамках локальних електроенергетичних систем з джерелами РГ та СНЕ, на основі наявної пропозиції та при групуванні окремих часових зон за їх еластичністю, що дозволяє визначити максимальний ефективний рівень впливу на зміну ціни на електроенергію при динамічній тарифікації.

– запропоновано метод взаємної інтеграції моделей локальних систем з джерелами РГ та моделей централізованих електроенергетичних систем у рамках теорії ігор який ґрунтується на використанні механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом, на основі аналізу особливостей функціонування різнотипних джерел РГ та СНЕ у рамках ЛЕС,

а також інтересів власників РГ/СНЕ, агрегаторів ЛЕС та операторів систем розподілу, який дає змогу знайти раціональне рішення серед інших рішень поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій, які відображають інтереси усіх гравців.

– запропоновано модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів з урахуванням їх типів та функціональних відмінностей на основі теоретико-ігрових моделей взаємодії, який спонукає елементи локальних електроенергетичних систем до оптимальної взаємодії при їх агрегуванні та керуванні їх усталеними режимами.

Вдосконалено:

– методологію визначення показника питомої собівартості генерування електричної енергії *LCOE* для локальних електроенергетичних систем, на основі аналізу складових ЛЕС з джерелами РГ та СНЕ та методик оцінювання приведенного показника вартості електричної енергії, генерованої різними типами генерувальних установок та накопичувачами електричної енергії, що дає змогу врахувати усі типи джерел РГ та СНЕ та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, націлені інвестувати у розвиток РГ з огляду на структуру кожної окремо взятої локальної електроенергетичної системи;

– методологію визначення ефективності функціонування систем накопичення електроенергії на основі використання показника реактивної потужності за Фризе, що ґрунтується на оцінюванні нерівномірності відбору електроенергії в системах з накопичувачами електроенергії, яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається постійний відбір потужності, так і від інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах.

Набули подальшого розвитку:

– науково-прикладні основи оцінювання ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем з джерелами РГ та СНЕ, на основі комплексного аналізу групи технічних показників, набору економічних характеристик та моделей динамічної тарифікації, що дають змогу більш комплексно оцінювати ефективність функціонування локальних електроенергетичних систем та ефективність взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в означених системах;

– теоретико-ігрові моделі взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів на основі дослідження проблем синтезу локальних електроенергетичних систем з РЕР із централізованими електроенергетичними системами, що дають змогу знайти оптимальний профіль стратегій взаємодії елементів системи у вигляді формалізованої гри завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ ринковому рівнях) зазначених систем;

– модель оцінювання ефективності функціонування активного споживача на основі візуалізації його технічних та економічних характеристик, побудови профілів його роботи, що ґрунтується на сформованій у роботі системі критеріїв та показників, які дають змогу оцінювання ефективності функціонування активних споживачів з джерелами РГ та СНЕ у своїй структурі та за застосування моделей динамічної тарифікації.

Практичне значення одержаних результатів роботи полягає у вирішенні актуальної науково-прикладної проблеми розвитку наукових основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС щодо розвитку теоретичних засад, розробки моделей і методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ та накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України. Практичне впровадження результатів досліджень сприяє підвищенню ефективності ЛЕС із РЕР, а саме:

– Розроблено методику підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами, яка ґрунтується на розробленому методі оцінювання ефективності функціонування активного споживача в ЛЕС із джерелами РГ та СНЕ, дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригувальні дії щодо режимів їх роботи й визначати потенціал до підвищення ефективності його функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Також ця методика дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС в умовах російської агресії.

– Запропонована модель коригування ціни при динамічній тарифікації дає змогу визначити величину зміни ціни на електричну енергію при динамічній тарифікації для споживачів в реальних умовах враховуючи наявну пропозицію по генеруванню у режимі реального часу.

– Розроблено нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР в ЛЕС, котре включає в себе теоретико-ігрову модель локального енергетичного ринку та механізм агрегування розосереджених енергетичних ресурсів з урахуванням їх типів та функціональних відмінностей, дає змогу впроваджувати локальні енергетичні ринки для підвищення автономності роботи ЛЕС із РЕР, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

– Вдосконалена методологія визначення показника питомої собівартості генерування електричної енергії LCOE для локальних електроенергетичних систем дає змогу врахувати усі типи джерел РГ та СНЕ та дати відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі збираються інвестувати у розвиток РГ з огляду на структуру кожної окремо взятої локальної електроенергетичної системи;

– Вдосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів із централізованими електроенергетичними системами

дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем;

– З урахуванням отриманих результатів, запропоноване нормативно-методичне забезпечення може бути впроваджено у рамках реалізації Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 - 2026 роках та плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року при побудові Microgrid систем для підвищення надійності ЕМ та якості електропостачання, за умови, що всі джерела РГ та власники СНЕ зможуть продавати згенеровану електричної енергії лише через оператора/агрегатора Microgrid.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, які є в дисертації, отримано здобувачем самостійно. У наукових працях, опублікованих у співавторстві, безпосередньо дисертанту належать: [1, 2, 15, 26] – Аналіз тенденцій розвитку джерел РГ; [1] – методи DSM у ЛЕС із РЕР, формулювання та розв’язання задачі оптимізації режимів роботи і стратегій взаємодії РЕР у ЛЕС з ОЕС України; [2] – моделі взаємодії різнотипних РЕР згідно з архітектурою SGAM, теоретико-ігрова модель агрегування різнотипних РЕР; [3] – алгоритм використання показника Q_F для оцінювання ефективності функціонування систем із джерелами РГ та активними споживачами; [4] – модель оптимізації режимів у СЕП із розосередженими відновлюваними джерелами енергії; [5] – методологія взаємодії ЛЕС з ОЕС України; теоретико-ігрові моделі оптимальної взаємодії ЛЕС з ОЕС України; [6] – модель локального енергетичного ринку з різнотипними джерелами РГ; [7] – модель оптимальної взаємодії джерел РГ і систем акумулювання енергії у межах Microgrid-систем; [8] – структурна модель віртуальної електростанції; [9] – особливості режимів функціонування інтегрованих систем

енергозабезпечення із джерелами РГ; [10, 11] – структура ЛЕС з різнотипними джерелами РГ і накопичувачами; [11] – способи комплексного оцінювання енергетичних процесів у ЛЕС із РГ та накопичувачами на основі методів просторової візуалізації; [12, 24] – модель автономного джерела електричної енергії; [13] – спосіб блискавкозахисту сонячних електростанцій з огляду на режими їх функціонування у різних кліматичних умовах; [14] – класифікація ефектів від впровадження енергоефективних заходів; зіставний аналіз економічних показників рентабельності; [16] – цінові моделі агрегування для Microgrid-систем із розосередженими джерелами енергії, що враховують типи джерел РГ; [17] – модель цінового арбітражу для систем накопичення електричної енергії; [18] – структура системи Smart-моніторингу для Microgrid-систем з різнотипними джерелами РГ; [19] – модель транзактивної системи, спрямована на зарядку електромобілей; [20, 23] – модель Microgrid із джерелами РГ; [21] – методи оцінювання режимів функціонування Microgrid із джерелами РГ; [22] – алгоритм оптимізації енергетичних систем із джерелами РГ; [25] – цінові моделі керування попитом для Microgrid із джерелами РГ; [27] – удосконалений показник визначення питомої собівартості електричної енергії від РГ; [28] – модель транзактивної системи з різнотипними РЕР; [29] – модель та особливості побудови локальної системи електрозабезпечення на основі фотоелектричних модулів.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертації доповідалися на 14 міжнародних науково-технічних конференціях: «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС» (Свалява, 2010; Київ, 2022); «International Conference on Modern Electrical and Energy Systems, MEES 2017» (Кременчук, 2017); «IEEE KhPI Week on Advanced Technology» (Харків, 2020, 2021, 2022); «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS» (Київ, 2020, 2021, 2022, 2023); Міжнародна науково-технічна конференція «ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: ВІДНОВЛЕННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ – 2023» (Київ, 2023); міжнародній науково-технічній

конференції «Енергетика. Екологія. Людина» (Київ, 2017–2019) та на науковому семінарі «Системи енергетичного менеджменту» (Київ, 2022, 2023).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи відображено у 29 наукових працях, у тому числі 2 монографії (розділи у колективних монографіях); 17 статей у провідних наукових періодичних виданнях, включених до Переліку наукових фахових видань України, з них: 16 статей у наукових періодичних виданнях, включених до Переліку наукових фахових видань України (в т.ч. 4 включених до категорії “А”, усі відносяться до Q3 відповідно до класифікації SCImago Journal and Country Rank або Journal Citation Reports), 1 стаття у наукових періодичних виданнях інших держав з напрямку, з якого підготовлено дисертацію (включена до міжнародних наукометричних баз SCOPUS, Q2 відповідно до класифікації SCImago Journal and Country Rank або Journal Citation Reports); 10 тез та доповідей на наукових конференціях.

Структура та об’єм дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, семи розділів, висновків, списку використаних джерел зі 188 найменувань і шести додатків. Загальний обсяг роботи становить 411 сторінок, у тому числі 331 сторінка основного тексту, 102 рисунки, 30 таблиць.

РОЗДІЛ 1 МЕТОДОЛОГІЧНІ ЗАСАДИ ПОБУДОВИ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ІЗ ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1 Структура та особливості функціонування локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами

1.1.1 Перспективи розвитку енергетичних систем в умовах зростання частки джерел розосередженої генерації

Глобальні кліматичні виклики ХХІ століття вплинули на політику багатьох країн щодо реорганізації секторів економіки з високим рівнем викидів парникових газів (ПГ) згідно з Паризькою кліматичною угодою 2015 року та політикою енергетичного переходу [1, 32]. Серед таких секторів економіки найвагомішими є: енергетика (близько 40 %), транспорт (близько 22 %) і промисловість (близько 18 %) як показано на рис. 1.1 [30–34]. Реорганізація енергетичної галузі привела до появи й розвитку нових низьковуглецевих джерел енергії, відомих як НВДЕ [31], технологій РГ та СНЕ [5], котрі, з одного боку, роблять джерела РГ більш керованими, а з другого, можуть виступати як генерувальні установки, зокрема у складі активних споживачів/просюмерів [6].

Гнучкість енергосистеми визначає здатність енергосистеми підтримувати неперервну роботу в умовах швидких і великих коливань між обсягами генерування та споживання електроенергії, незалежно від причин таких коливань. Гнучкість завжди була важливою вимогою до енергетичних систем через необхідність планування в разі несподіваних ситуацій, таких як відключення електростанцій та аварії у лініях електропередач (ЛЕП). Гнучкість системи стає дедалі більш важливою, оскільки частка генерації різнотипних джерел РГ у загальному енергетичному балансі зростає (рис. 1.2) і її потрібно розглядати в усіх часових областях – від роботи системи у режимі реального часу до довгострокового системного планування.

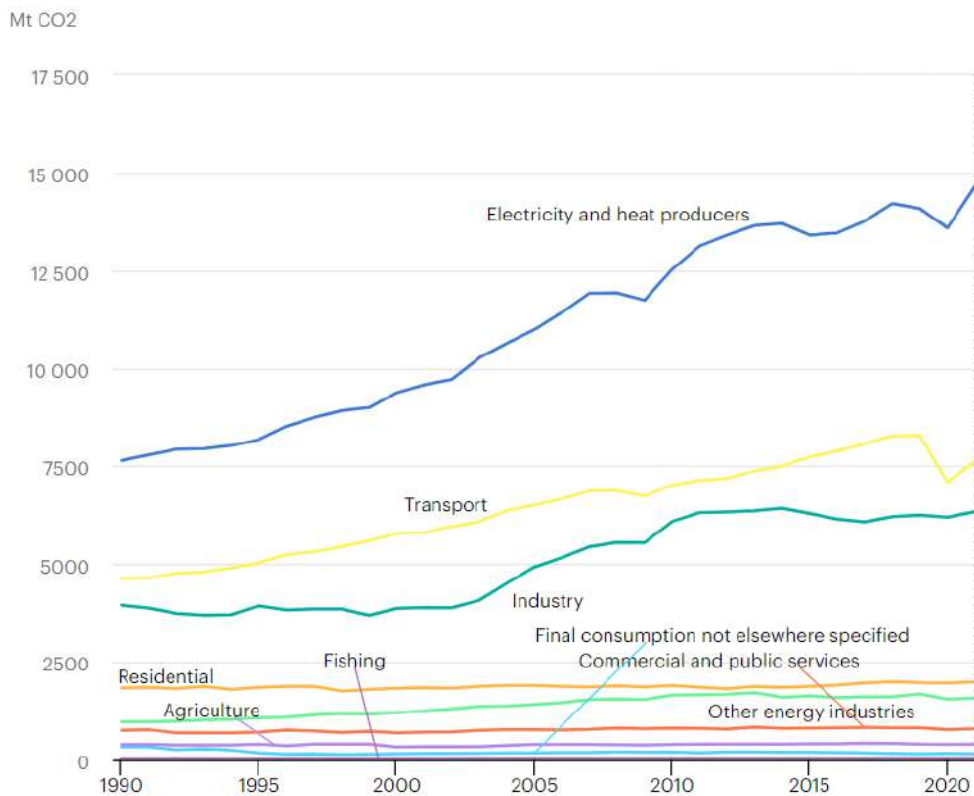


Рис. 1.1 – Викиди вуглецю за галузями економіки, Світ

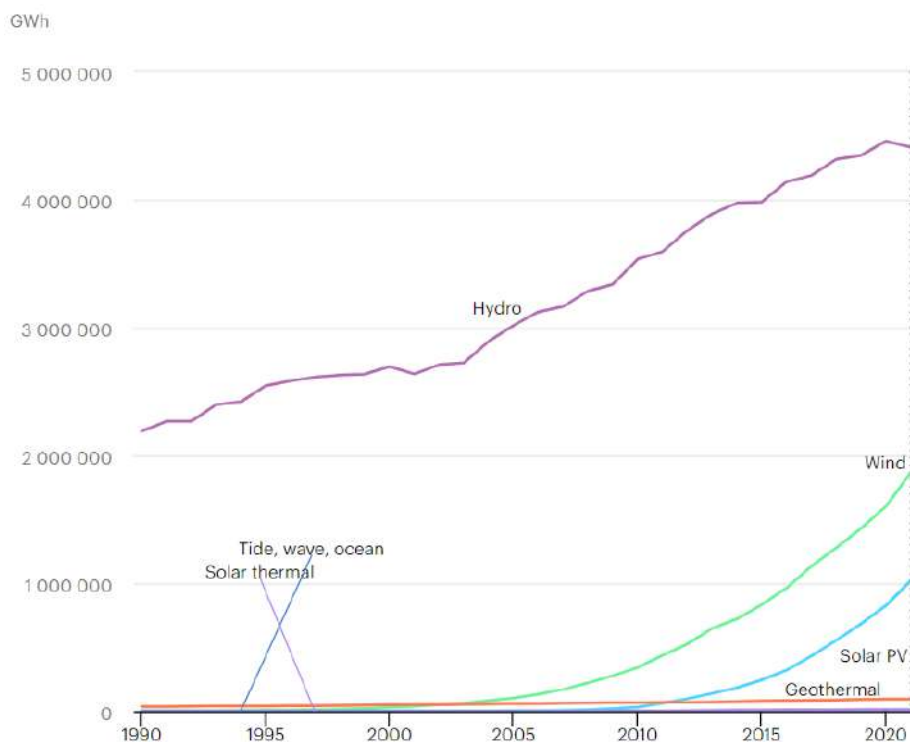


Рис. 1.2 – Обсяги генерування електричної енергії від НВДЕ, Світ

Згідно з даними Міжнародної енергетичної агенції (МЕА) в Україні [30–34] (рис. 1.3, рис. 1.4) помітне незначне збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в кінцевому споживанні енергії у 2015–2020 рр., що здебільшого пов’язано зі збільшенням потужності сонячних та вітрових електростанцій (СЕС і ВЕС) у період до початку повномасштабного вторгнення.

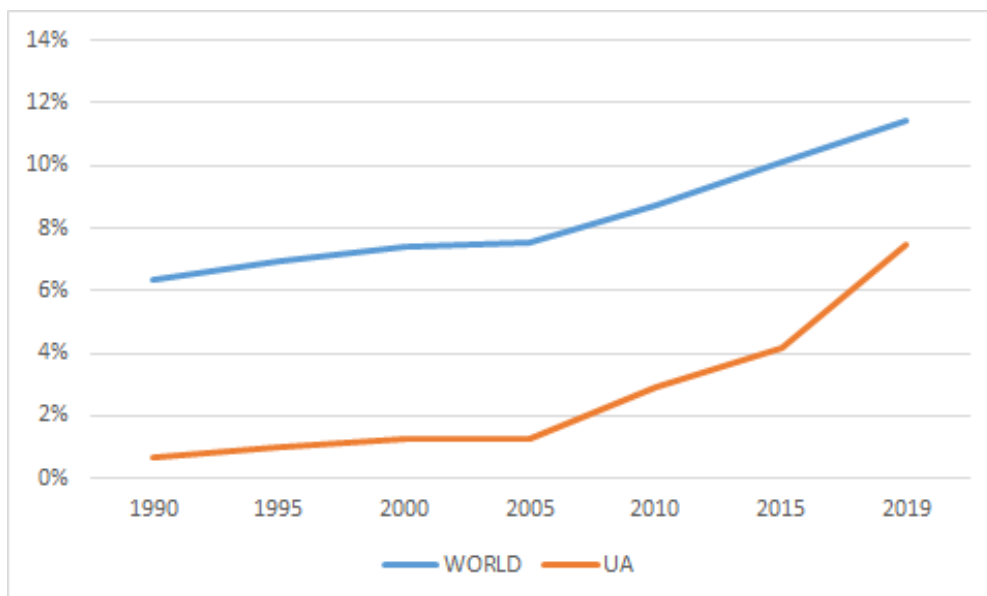


Рис. 1.3 – Частка ВДЕ (сучасні ВДЕ) у кінцевому споживанні енергії, Україна та Світ, 1990–2019 [2]

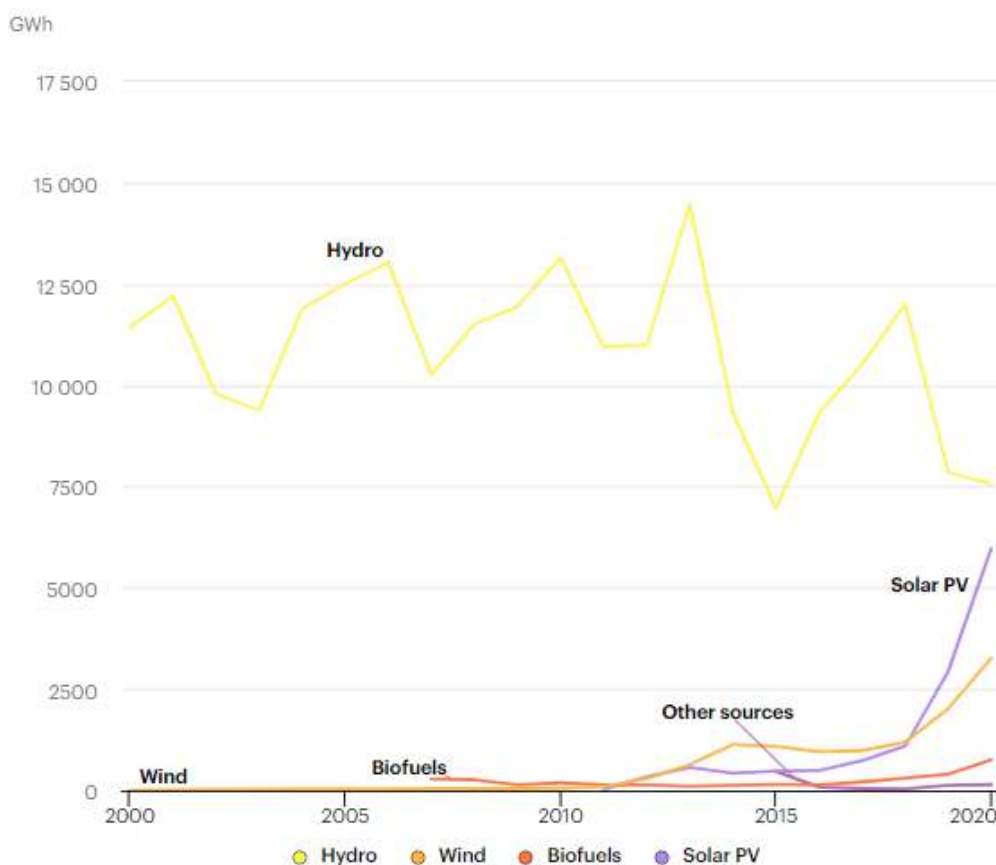
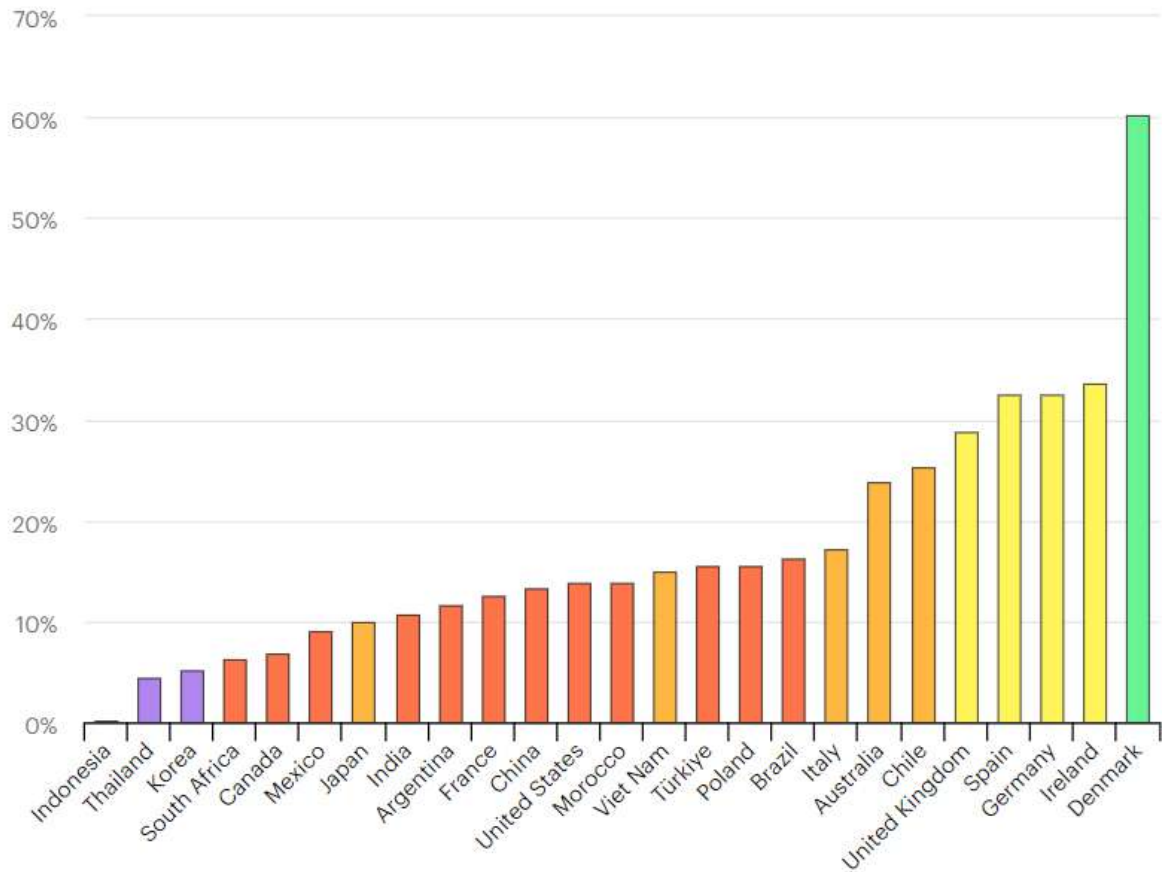


Рис. 1.4 – Генерування електроенергії за типом джерела, Україна, 2000–2020

Загалом інтеграцію різнотипних НВДЕ можна структурно поділити на шість різних етапів (фаз) (рис. 1.5), які можна використовувати для визначення пріоритетності різних заходів для підвищення гнучкості роботи енергосистеми, визначення відповідних проблем і впровадження відповідних заходів для підтримання системної інтеграції різнотипних джерел РГ.

% VRE of annual electricity generation



- Phase 1 - No relevant impact on system
- Phase 2 - Minor to moderate impact on system operation
- Phase 3 - VRE determines the operation pattern of the system
- Phase 4 - VRE meets almost all demand in some periods
- Phase 5 - Growing amounts of VRE surplus (day or more)

Рис. 1.5 – Частка генерування електричної енергії від НВДЕ від загального генерування за окремими країнами, 2022 [32]

Фаза 1 охоплює дуже ранні етапи, на яких інтеграція різнотипних джерел РГ не має безпосереднього впливу на роботу енергосистеми. Виникають певні проблеми із забезпеченням гнучкої роботи енергосистеми у **Фазі 2**, але система здатна впоратися з ними завдяки незначним змінам у

режимах роботи. **Фази 3–6** вказують на зростаючий вплив різнотипних джерел РГ на режими роботи енергосистеми.

«Традиційні» електростанції натеper є основним джерелом гнучкості (маневрених потужностей) в сучасних енергосистемах. Гнучка або маневрена робота електростанції може набувати різних форм – від швидкої зміни потужності установки та більш швидкого запуску й зупинки до зниження потужності установки без ініціювання її зупинки.

Різнотипні джерела РГ можна сприймати як ключовий фактор нових вимог до забезпечення гнучкості енергосистем, однак для забезпечення використання повного спектра їхніх технічних можливостей потрібні відповідні технічні вимоги, а в деяких випадках й економічні стимули.

По-перше, потрібно мати відповідні стандарти підключення, які спеціально вимагають від різнотипних джерела РГ надання послуг із гнучкості. Через їх суто технічний характер стандарти підключення рідко отримують належну увагу на рівні законодавства, але внесення змін до них може допомогти збільшити видимість і керованість ресурсів різнотипних джерела РГ для системних операторів.

По-друге, ресурси різнотипних джерел РГ зазвичай оплачуються відповідно до об'єму енергії, яку вони генерують. Утім, у деяких випадках вони також можуть надавати допоміжні послуги із гнучкості, які потребують скорочення обсягів генерування енергії. У табл. 1.1 наведено основні рушійні сили та бар'єри на шляху впровадження РГ та ВДЕ.

Найчастіше розширеними ресурсами різнотипних джерела РГ можна керувати гнучко або через зниження рівня генерування під час роботи на повну потужність, або працюючи зі зниженою потужністю, маючи можливість як збільшувати, так і зменшувати вихідну потужність [3].

Таблиця 1.1 – Узагальнення основних рушійних сил та бар'єрів на шляху впровадження ВДЕ

Група	Фактори	Бар'єри	Цифрові можливості
ЕКОНОМІЧНІ	Бізнес-моделі: Інвестиції у відновлювану енергію заохочуються за допомогою вигідних моделей (наприклад, податки, регулювання, гранти, квоти, субсидії, торгівля)	Інновації: Можливі нові відкриття є перешкодою для інвестицій у наявні технології відновлюваної енергії: новий компонент або більш оптимальний спосіб використання наявного можуть зробити попередні інвестиції марними та розглядаються як марнотратні	Цифрові інструменти: Можуть бути використані для просування інвестицій у відновлювану енергію через платформи (наприклад, «Сонячна енергія як послуга»)
	«Зелені» тарифи: Електропостачальні компанії змушені платити за ВДЕ за тарифами, вищими за ринкові	Конкурентоспроможність: Невідновлювані джерела енергії часто мають фінансові переваги, які уповільнюють інвестиції	–
СОЦІАЛЬНІ	Справедливість: Дотримання процедурної та розподільної справедливості (справедливе планування та розподіл витрат/вигод) підвищує соціальне прийняття проектів відновлюваної енергії	Ландшафт: Візуальний вплив ВДЕ громадяни часто не сприймають	Проект BiblioTech: або Connectem надають простір для користування інтернетом та комп'ютерами, а також навчають, як їх використовувати, що зменшує соціальні розриви
	Нові можливості для працевлаштування: ВДЕ-індустрія створює нові можливості для працевлаштування та пов'язаного з цим збільшення податків/доходів на місцевому рівні	Залученість: Відсутність доступу до даних для споживачів для керування їхнім споживанням та джерелом їхньої енергії	De Energiecentrale: (Енергетичний центр) у Генті – це єдиний центр для отримання консультацій і рекомендацій щодо енергоефективності. Це створило 660 нових робочих місць
	Якість життя: Вища якість життя зазвичай веде до більшої потреби в енергії та її гнучкості	Обізнаність: Кінцеві споживачі не завжди знають про потенціал відновлюваної енергії та наявну фінансову допомогу	Helen: Це енергетична компанія з державною часткою, яка надає інформацію про виробництво і споживання в розповідній формі на платформі району Сувілахті

Продовження табл. 1.1

СОЦІАЛЬНІ	Енергетична демократія: Зростає потреба у контролюванні власного енергопостачання та використання енергії	Традиційна енергетика: Ринок викопного палива часто становить значну частину доходу країни. Відмова від нього зменшить відповідні податки, які збирає уряд	OurPower: Це енергетичний кооператив, який дозволяє громадянам продавати свою енергію та купувати її у своїх сусідів в єдиному вікні
ПОЛІТИЧНІ	Довгострокова політика: Довгострокові стратегії допомагають розвивати сталу енергетичну систему та заохочують дослідження	Промисловість: Багато галузей промисловості покладаються на викопне паливо і мають значний вплив на процес формування політики	Nantes Energy Data Lab: Отримуються дані з будівель, які відображають попит і кластери міста, а також дані ЦТП для підтримання інструменту підтримки прийняття рішень (для операторів, для оптимізації тощо)
	Квоти: Зобов'язання виробників електроенергії обґрунтовувати, що визначена частина енергії надходить із ВДЕ	Лідерство: Відсутність мотивації з боку політиків заохочувати зміни у поведінці та розвиток систем ВДЕ	
ТЕХНІЧНІ	Географія: Наявність ресурсів (вітрова, сонячна, гідро- та геотермальна енергія) дозволяє розвивати виробництво відновлюваної енергії	Географія: Відсутність ресурсів (вітрова, сонячна, гідро- та геотермальна енергія) заважає розвитку виробництва відновлюваної енергії	Платформи: Платформи, до прикладу як Windcentrale, можуть допомогти вам інвестувати у виробництво відновлюваної енергії, навіть якщо вони не розміщені близько до вашого будинку
	Гібридні системи: Системи відновлюваної енергії часто залежать від погодних умов. Поєднання двох джерел може компенсувати непостійність і заохочувати розвиток нових відновлюваних джерел енергії	Система генерації: Наявна інфраструктура без генерації (наприклад, дамби без гідроелектрогенерації) зменшує частку доступних джерел відновлюваної енергії	
	Цифровізація: Забезпечує кращий контроль і керування, що покращує ефективність енергетичних систем	Навички: Відсутність технічних навичок і кваліфікованої робочої сили уповільнює розширення систем відновлюваної енергії	Можливості: Завдяки цифровій освіті бар'єри можуть зникнути. Спільні платформи, такі як City As a platform, дозволяють містам обмінюватися інформацією та знаннями

Продовження табл. 1.1

ЕКОЛОГІЧНІ	<p>Розумні проекти: Розумні технології дозволяють краще використовувати електроенергію, підвищуючи загальну ефективність систем ВДЕ та стимулюючи розвиток</p>	<p>Обмеження: Відновлювані джерела енергії не завжди підключені до мережі, і виробництво не може бути використане ефективно</p>	<p>Переваги: Обмеження можна зменшити завдяки розумним мережам або оптимізації зберігання</p>
	<p>Декарбонізація: Виробництво енергії за допомогою відновлюваної енергії має менший вуглецевий слід і менший вплив на зміну клімату</p>	<p>Побічний вплив: Впровадження нових об'єктів відновлюваної енергії (наприклад, гідроелектростанцій) викликає екологічні проблеми, як-от руйнування екосистем (затоплення)</p>	<p>Особливості: Слід враховувати електронні відходи та життєвий цикл матеріалів ВДЕ та цифрових інструментів</p>
	<p>Переробка: Значне вдосконалення процесу переробки збільшило екологічні переваги ВДЕ порівняно зі спалювальними установками</p>	<p>Матеріали: Технології чистої енергії, особливо вітрові та сонячні, збільшують попит на мінерали та навантаження на видобувні шахти</p>	<p>Техніки розумного керування відходами: Також можуть бути використані для інформування громадян та зменшення впливу відходів.</p>

Розосереджені енергетичні ресурси належать до широкої категорії ресурсів, включаючи такі: РГ, розосереджені системи накопичення, системи реагування на попит (demand response) та електричні транспортні засоби. Розосереджені енергетичні ресурси мають низку переваг для окремих споживачів, а також мають потенціал для агрегування й використання для надання послуг гнучкості системи на локальному і глобальному рівнях енергосистеми. Утім, для використання цих можливостей можуть знадобитися різні зміни у стандартах підключення, нормативних актах і правилах роботи ринків електричної енергії.

Донедавна велика частина участі РЕР у програмах керування попитом була зумовлена роботою з піковим навантаженням. Утім, з огляду на майбутнє РЕР дедалі більше допомагатиме задовольняти потреби додаткової гнучкості системи.

Розосереджені енергетичні ресурси – це приєднані до електричних мереж електроустановки або прилади, що надають технічну можливість здійснювати виробництво та/або накопичення електричної енергії з метою її відпуску в мережу та/або надання послуг з керування попитом [35].

Види РЕР [16]:

1. Розосереджена генерація.

Будь-яка генерувальна установка обмеженої потужності або кілька генерувальних установок в одному місці, що належать та/або керуються: 1) ОСР або 2) комерційною організацією.

2. Генерувальні установки споживачів (Behind the Meter Generation).

Генерувальна установка або кілька установок в одному місці (незалежно від форми власності) будь-якої потужності, зазначеної у паспорті установки, на стороні споживача (від пристрою комерційного обліку електричної енергії), який покриває все або частину навантаження споживача. Усе електрообладнання від генерувальної установки до точки обліку вважають таким, що міститься «за лічильником» (Behind the Meter).

3. Системи накопичення енергії.

Включають пристрій накопичення енергії або кілька пристроїв в одному місці (незалежно від форми власності), або на стороні ОСР, або на стороні споживача (з точки зору приладу обліку). Це можуть бути будь-які типи технологій, зокрема зарядні станції для електромобілів (Electric Vehicles – EV).

4. Агреговані джерела РГ.

Віртуальний ресурс, утворений об'єднанням кількох джерел РГ, зокрема генерувальних установок споживачів або СНЕ, що мають різні точки приєднання до розподільної мережі.

5. Локальні електроенергетичні системи споживачів (також активні споживачі/просюмери).

Агрегування кількох типів джерел РГ на стороні споживача (з точки зору приладу обліку), що мають спільну точку приєднання, яка має можливість

від'єднуватися від загальної мережі й працювати автономно. Встановлена потужність і технічна складність таких систем можуть варіюватися від однієї «розумної» будівлі до більшої системи, такої як університетське студмістечко або промисловий/комерційний парк.

6. Когенерація.

Генерування електричної енергії з пари, тепла або інших форм енергії, що виробляється як побічний продукт іншого процесу.

7. Системи резервного живлення.

Генерувальні установки незалежно від встановленої потужності, які розміщені локально поблизу споживача, забезпечують потреби споживачів або системи розподілу у випадку перерв в електропостачанні.

8. Demand Side Management – реагування на попит (Demand Response – DR) та енергоефективність.

Слід розглядати як ресурси такі, які агрегуються на рівні споживача.

Розглянемо більш детально окремі типи DER.

Системи накопичення енергії охоплюють усі технології, які можуть накопичувати електричну енергію, а потім повертати її до мережі.

Основними технічними засобами акумулювання електричної енергії є такі:

Гідроакумулювальні електростанції (ГАЕС, Pumped-storage hydroelectricity – PSH, або pumped hydroelectric energy storage – PHES).

Системи акумулювання такого типу можуть використовуватися у комплексі з вітротурбінними установками [11, 36]. Цей тип систем накопичення (ГАЕС) зберігає енергію механічно. Електроенергія споживається для нагнітання води з нижнього резервуара у верхній резервуар і, якщо треба, генерується під час протікання води через турбіни у нижній резервуар, подібно до традиційних гідроелектростанцій.

Насосні системи ГАЕС є загальновідомими технологіями накопичення електричної енергії, їх широко застосовують в Європі. Натепер дуже мало

насосних гідроакумуляційних установок, які підключені до розподільної мережі в Європі. У майбутньому їх кількість значно зростати не буде, тому що капітальні витрати на їх обслуговування вищі порівняно з іншими електростанціями, які працюють на природному газі, також потрібні дуже специфічні географічні вимоги.

Середнє значення потужності ГАЕС становить близько 1000 МВт (100 МВт – 3000 МВт). Гідроакумуляційні електростанції можна вважати найпопулярнішими серед усіх типів накопичувачів електричної енергії, зокрема і в системах із джерелами РГ. Це зумовлено тим, що можливість регулювання вихідних параметрів ГАЕС дає змогу застосовувати ці технології для збалансування графіка навантаження, регулювання частоти та забезпечення резервів потужності [36].

Системи накопичення енергії зі стисненим повітрям (Compressed-air energy storage – CAES).

У CAES енергія зберігається механічно, завдяки запуску електродвигунів для стиснення повітря в закритих об'ємах (при цьому виділяється значна кількість теплової енергії). Є три типи CAES залежно від того, як вони використовують теплову енергію: адіабатичні, діабатичні та ізотермічні, або квазі-ізотермічні.

Середнє значення потужності для CAES перебуває в діапазоні 50 МВт – 300 МВт [11, 36–37]. CAES накопичує теплову енергію під час стиснення й повертає її, нагріваючи повітря, коли воно надходить на впускний отвір турбіни. Інший підхід передбачає стиснення й розширення повітря, через це температура підтримується фактично сталою. Основними перешкодами для поширення цієї технології є високі капітальні витрати і специфічні вимоги до місця розташування. Також дуже часто для компресорів потрібне первинне джерело палива, таке як природний газ. Технології CAES є більш поширеними у США.

Маховики.

Маховик – масивне колесо, яке, обертаючись, зберігає електроенергію у вигляді кінетичної енергії. Маховик приводить у дію електродвигун-генератор (ЕДГ), що виконує перетворення електричної енергії у кінетичну, і навпаки. Щоб мінімізувати втрачену під час обертання й тертя енергію, маховики часто поміщають всередину вакуумного контейнера.

Ротор є основним компонентом маховика. Роторні характеристики, такі як інерція та максимальна швидкість обертання, визначають енергетичну ємність і щільність приладів. Електродвигун-генератор і пов'язана з ним силова електроніка (СЕ) визначають максимальну потужність маховика, що дозволяє відокремити енергетичні та електричні потужності. Енергоресурси маховиків незалежні, і це дає змогу оптимізувати різні параметри через застосування накопичувача енергії.

Накопичувачі на основі маховиків сприяють збільшенню частки вітрової та сонячної енергетики в енергетичних системах, підвищуючи стійкість таких систем. Коливання потужності внаслідок використання сонячних і вітрових джерел компенсуються за рахунок зберігання енергії у сонячний або вітряний періоди, а за потреби вони постачаються назад. Накопичувачі на основі маховиків можна застосовувати для згладжування коливань, викликаних змінами вітрових потоків. Інше їх застосування – регулювання частоти мережі. У СЕС вони можуть бути інтегровані у системи накопичення на основі акумуляторних батарей для покращення вихідного сигналу і продовження строку служби акумуляторних батарей.

Основні характеристики маховиків: високий життєвий цикл, довгий паспортний термін служби (понад 20 років), швидка реакція на коливання потужності у системі, висока ефективність, можливість швидко заряджатися та віддавати енергію, висока щільність потоку енергії та мінімальний вплив на навколишнє середовище.

Основними перевагами технології використання маховиків є швидкий час реагування і значна інерційність для стабілізації мережі, тривалий термін

експлуатації та дуже низькі вимоги до експлуатації й обслуговування. Головним бар'єром до широкого впровадження цієї технології є високі інвестиційні витрати.

Електрохімічні акумуляторні батареї (Battery Energy Storage Systems (BESS)).

Цей тип накопичувачів належить до електрохімічних технологій зберігання енергії, які перетворюють електроенергію на хімічний потенціал для зберігання, а потім назад до електроенергії. Батареї можна розбити на три основні категорії:

- звичайні акумулятори, складені з осередків, які містять два електроди (наприклад, свинцеву кислоту, іон літію);
- високотемпературні акумулятори, що зберігають електроенергію у розплавленій солі (наприклад, NAS);
- батареї, які використовують електролітні рідини в ємностях (наприклад, Zn/Br Redox, Fe/Cr Redox).

Основні характеристики електрохімічних акумуляторних батарей: велика потужність, електроліт можна легко замінити, висока швидкодія під час переходу від режиму заряду до режиму розряду (приблизно 1 мс), низький ККД. У накопичувальній системі немає самостійного розряду, оскільки електроліти не можуть реагувати, коли вони зберігаються окремо. Основні характеристики BESS-систем наведено у табл. 1.2 [11, 38–43].

Отже, електрохімічні акумуляторні батареї мають широкий спектр застосування та декілька переваг, серед яких дуже швидкий час реагування і висока ефективність, але при цьому вони потребують досить високих капітальних витрат.

Звичайно, перш ніж впроваджувати використання такого типу накопичувачів, слід розробити інструменти аналізу для вивчення технічної й економічної доцільності інтеграції їх в електричні мережі.

Паливні комірки

Паливні комірки [11, 41] належать до накопичувачів, принцип дії яких полягає у зберіганні/накопиченні хімічної енергії, а саме використання електричної енергії для створення палива, яке можна спалювати на звичайних електростанціях. Основним паливом є синтетичний метан (і деякою мірою водень). Процедура складається із двох етапів:

1. Електроенергію використовують для електролізу, щоб розділити воду на водень і кисень.
2. Водень реагує з діоксидом вуглецю для створення метану.

Метан є основною складовою природного газу, тому його можна вводити в наявну інфраструктуру газотранспортних і розподільних систем (хабів і сховищ природного газу). Високу місткість газосховищ згодом, в середньостроковій і довгостроковій перспективі, можна використовувати для зберігання.

Проаналізувавши викладене вище та дані з [11, 37–43], можна виокремити відповідні типи пристроїв накопичення електричної енергії:

- гідроакумуляційні електростанції (ГАЕС та МГАЕС);
- системи накопичення енергії зі стисненим повітрям (CAES);
- маховики;
- електрохімічні акумуляторні батареї;
- паливні комірки.

Технології накопичення електроенергії також можна класифікувати за формою накопичення: накопичення електричної енергії з використанням конденсаторів і суперконденсаторів; механічне накопичення енергії – накопичення кінетичної енергії; зберігання потенційної енергії; накопичення хімічної енергії – зберігання електрохімічної енергії (звичайні батареї); зберігання хімічної енергії (паливні елементи, розплавлені карбонатні паливні елементи – MCFC та батареї Metal-Air); зберігання термохімічної енергії.

Таблиця 1.2 – Характеристика накопичувачів електроенергії

Тип накопичувача	Характеристика				
	Потужність, МВт	Тривалість розряду	ККД, %	Строк служби, років	Строк служби, циклів
PHES	100–5000	10–100	70–87	40–100	12 000–30 000+
CAES	1–400	2–100	40–80	20–100	30 000+
Lead-acid	0,001–50	год.	70–92	5–15(~10)	500–1200
Ni-Cd	0–46	сек. - год.	60–70	5–20	1000–2500
Ni-Mh	0,01 до ~ МВт	Сек. - го д.	60–66	3–15	200–1500
Li-Ion	0,1–50	0,1–5	85–90	5–20	1000–10 000
NaS	0,05–34	5–8	75–90	15	2000–5000
Zebra	0,001–1	хв. – 8 год.	~90	8–14	2500–3000
VRB	0,005–1,5	сек. - 8 год	65–85	10–20	13 000+
ZnBr	0,025–1	сек. – 4 год.	75–80	5–20	~2 000
Metal-air Batt	0,02–10	3–4	40–60	-	100–300
Маховики	0,002–20	сек. – 15 хв.	80–99	15–20	1 000 000
SMES	0,01–10	сек.	85–99	20+	10 000+
Суперконденсатори	0,001–10	сек.	97+	20+	100 000+
Паливні комірки	0,000001–50	сек. - 24+	20–70	5–15	100–10 000
TES	0,1–300	1–24 год.+	30–60	10–40	2000–14 000

Основні технології зберігання теплової енергії:

- зберігання низькотемпературної енергії;
- високотемпературне зберігання енергії (теплові системи, як-от акумулятори пари або гарячої води, графіт, бетон, приховані системи тепла).

Таблиця 1.3 – Порівняння технічних характеристик систем накопичення електричної енергії

Системи	Потужність та час розряду		Тривалість зберігання		Капітальна вартість	
	Номінальна потужність	Час розряду	Самостійна розрядка в день	Відповідна тривалість зберігання	\$/кВт	\$/кВт·год
ГАЕС	100–5000 МВт	1–24 г+	Дуже мала	Години – місяці	600–2000	5–100
CAES	5–300 МВт	1–24 г+	Мала	Години – місяці	400–800	2–50
Свинцево-кислотні акумулятори	0–20 МВт	Секунди – години	0,1–0,3 %	Хвилини – дні	300–600	200–400
NiCd	0–40 МВт	Секунди – години	0,2–0,6 %	Хвилини – дні	500–1500	800–1500
NaS	50 кВт – 8 МВт	Секунди – години	~20 %	Секунди – години	1000–3000	300–500
Літій-іонні акумулятори	0–100 кВт	Хвилини – години	0,1–0,3 %	Хвилини – дні	1200	600–2500
Паливні елементи	0–50 МВт	Секунди – 24 год.+	Майже нуль	Години – місяці	10 000+	
Аморфні метали	0–10 кВт	Секунди – 24 год.+	Дуже мала	Години – місяці	100–250	10–60
SMES	100 кВт – 10 МВт	Мілісекунди – 8 с	10–15 %	Хвилини – години	200–300	1000–10 000
Маховики	0–250 кВт	Мілісекунди	100 %	Секунди – хвилини	250–350	1000–5000

Можливості арбітражу спонукали до розгортання у світі СНЕ протягом останніх 40 років, зокрема ГАЕС [11].

Технології накопичення електроенергії можуть надавати різноманітні допоміжні послуги з підвищення гнучкості енергосистеми, починаючи від ультракороткострокових і закінчуючи довгостроковими, допомагаючи енергосистемі пристосуватись до зростаючої частки різнотипних ВДЕ у загальному балансі. Останнім часом витрати на технології електрохімічних накопичувачів стрімко знизилися, і хоча вони не придатні для сезонного зберігання електроенергії, вони можуть забезпечувати більшу гнучкість у короткострокових часових масштабах майбутніх енергосистем. Ще одна багатообіцяюча розробка в майбутньому – поява великомасштабних накопичувачів на основі акумуляторів повторного використання.

Однією із ключових переваг СНЕ (й особливо електрохімічних накопичувачів енергії) є їх технічні можливості пропонувати численні переваги для енергосистеми. Утім, у багатьох контекстах регуляторні, ринкові й нормативні межі не дозволяють технічно спроможним розосередженим ресурсам надавати кілька послуг одночасно. Можливість одночасної участі у різних допоміжних послугах може допомогти реалізувати повний спектр можливостей електрохімічних накопичувачів, але при цьому пріоритетом залишається надійність енергосистеми.

Агреговані розосереджені енергетичні ресурси та активні споживачі є значним енергетичним ресурсом, підключеним до мережі. Щоб задіяти їх у наданні допоміжних послуг під час роботи мережі, їх треба об'єднувати й контролювати, щоб мати можливість здійснювати спільне керування ними як групою генераторів для надання послуг, які відповідають вимогам ОСП та ОСР. Розосереджені енергетичні ресурси більше не можна розглядати як окремі пристрої, підключені до мережі; вони мають бути інтегровані та керовані як частина систем передачі й розподілу [44].

Інтеграція РЕР у мережу починається із взаємозв'язку між різнотипними джерелами РГ і СНЕ або їх агрегування у точці приєднання, організованої як ЛЕС або агрегації ОСР чи сторонніми агрегаторами, якими можна керувати для надання послуг клієнтам і мережі. Технічна та соціальна динаміка розвитку енергосистем із РЕР наведена на рис. 1.6. Локальні електроенергетичні системи створюють переважно для забезпечення стійкої й надійної роботи критичних інфраструктурних об'єктів. Вони можуть надавати послуги мережі, але переважно вони обслуговують споживачів у своїх межах, – тоді вони являють собою повністю локальні системи. Утім, агреговані джерела РГ не живлять окремі навантаження, а надають послуги системам розподілу й передачі та беруть участь у роботі ринків електроенергії. Оператори системи розподілу/регулювальні органи мають брати участь у визначенні операцій приєднання/інтеграції джерел РГ у ЛЕС чи їх агрегуванні.

	Перспективи	Причини та наслідки технологічних втручань		
		До втручання	Технічні	Технологічні вдосконалення в технологіях відновлюваної енергетики (ВДЕ) - зниження витрат
Соціальні	Зростання конкурентоспроможності вартості ВДЕ, таких як сонячна фотоелектрична та сонячна тепла енергія - збільшення впровадження		Вплив "сусідських ефектів" при збільшенні кількості розташованих поруч установок розподіленої генерації	Відкриття комунікації між користувачами та комунальними службами за допомогою смарт-технологій на рівні розподілу
Втручання	Конфігурація технологій	Розподілена генерація	Мікромережа	Розумна мікромережа
Після втручання	Соціальні	Споживачі виробляють власну енергію - зростання числа просьюмерів	Поява соціальних та комерційних моделей організації навколо мікромереж громадського масштабу	Залучення споживачів до місцевої енергетики - нові ролі та обов'язки між споживачами та комунальними підприємствами
	Технічні	Непостійність ВДЕ та вплив двонаправленого потоку енергії із збільшенням впровадження розподіленої генерації	Реалізація нових соціальних і комерційних організацій завдяки технічним вдосконаленням, таким як розумні лічильники	Покращення роботи мульти-мікромереж завдяки новим інформаційно-комунікаційним технологіям та моделям організації

Рис. 1.6 –Технічна та соціальна динаміка розвитку енергосистем із РЕР

Сучасні технології, якими оснащують електричні мережі, забезпечують гнучкість/маневреність енергосистеми, дозволяючи ширшому спектру «гнучких» геологічних ресурсів використовувати різні географічні регіони у разі балансування режимів роботи енергосистем. У наш час значні ресурси маневреності використовують все ще недостатньо через «вузькі» місця систем передачі та місць приєднання джерел РГ до загальної мережі. У підтриманні взаємозв'язку мереж важливу роль відіграє нормативна база, і це забезпечує гнучкість енергосистеми.

Одним із важливих завдань є забезпечення адекватності роботи енергосистеми завдяки плануванню в енергетичному секторі, що допомагає спрямовувати інвестиції в енергосистему, а також сприяє доступності енергоресурсів для балансування і підвищення рівня надійності.

Адекватність структури енергосистеми оцінюють, переглядаючи резерв генерувальних потужностей (загальна встановлена потужність мінус пікове навантаження). Завдяки появі різнотипних ВДЕ та інших гнучких джерел доводиться переглядати цю межу резерву. Наприклад, у багатьох країнах встановлену потужність СЕС не враховують (оскільки вона не забезпечує покриття навантаження у вечірній пік), вважають, що ВЕС має низький відсоток у резервних потужностях (близько 10 % встановленої потужності), і треба внести технічні корективи для зменшення навантаження й забезпечення достатньої пропускної здатності мереж з різнотипними ВДЕ.

Врахування питань, пов'язаних з різнотипними джерелами РГ, у довгостроковому енергетичному плануванні дозволяє прийняти відповідні інвестиційні рішення щодо гнучких РЕР у сфері генерування електроенергії та реорганізації мережевої інфраструктури.

Планування розвитку ЕМ дедалі частіше долучає оцінювання вимог до гнучкості та інтеграцію між сегментами ринку електроенергії (наприклад, розглядаючи разом інвестиції у генерацію та систему передачі електроенергії) й економічними секторами (наприклад, планування структури розподільної

мережі та системи передачі для формування інфраструктури заряджальних станцій). Такі інтегровані підходи можуть допомогти знайти розумні рішення, але потрібна регуляторна підтримка, щоб заохочувати такі підходи в розподільних мережах.

Об'єднання секторів може значно знизити попит на первинну енергію за рахунок підвищення ефективності та заміни виду первинного палива, а також забезпечити гнучкість з боку попиту енергосистеми й підтримувати достатність доходів енергетичного сектора завдяки «допоміжним послугам».

Щоб забезпечити належну координацію всіх компонентів в енергетичній системі, слід внести відповідний набір правил і специфікацій, цих правил в енергетичному секторі мають дотримуватися всі зацікавлені сторони. Мережеві стандарти охоплюють багато аспектів, включаючи стандарти з підключення, з роботи енергосистем, із планування та ринкові стандарти.

Мережеві стандарти особливо актуальні для ВЕС і СЕС, оскільки вони технічно сильно відрізняються від традиційних джерел генерування. На початкових етапах впровадження різнотипних джерел РГ їх вплив на енергосистему мінімальний, а їх вплив на стійкість роботи мережі можна легко контролювати.

Оскільки частка різнотипних ВДЕ, що витісняє класичні джерела генерації, зростає, то зростає й потреба внеску у надання допоміжних послуг мережі від різнотипних ВДЕ, таких як регулювання частоти і керування активною потужністю, керування реактивною потужністю і напругою, а також забезпечення резервів потужності. Як наслідок, до установок з різнотипних ВДЕ, підключених до мережі, висуваються більш суворі й точні технічні вимоги.

У деяких випадках додаткові перетоки електричної енергії, що виникають унаслідок збільшення частки різнотипних ВДЕ та збільшення навантажень, може вимагати посилення інфраструктури розподільної мережі.

Такі інвестиції можна замінити або відкласти через стратегічне планування впровадження РЕР.

Утім, впровадження агрегованих РЕР для надання допоміжних послуг із гнучкості найчастіше класифікується як операційні витрати (ОРЕХ) – зазвичай їх не враховують під час визначення надбавки до доходу енергогенерувальних компаній. Це може призвести до того, що енергогенерувальні компанії віддадуть пріоритет інвестиціям у традиційні мережі, навіть у сценаріях, коли закупівля допоміжних послуг від різнотипних ВДЕ може допомогти відкласти інвестиції у мережі або уникнути їх.

У цьому випадку можуть бути запроваджені спеціальні регуляторні заходи для переорієнтації стимулів для енергогенерувальних компаній. Одним із підходів до вирішення цієї проблеми є усунення відмінностей між CAPEX і ОРЕХ під час дослідження роботи енергогенерувальних компаній.

Одним із нових інструментів для операторів мережі є запровадження «гнучких з'єднань», які надають фінансові стимули за здатність скорочувати генерування або попит, щоб запобігти мережевим обмеженням. Гнучкі з'єднання можна використовувати як для великомасштабних різнотипних ВДЕ, так і для керування навантаженнями споживачів.

Зі зростанням частки НВДЕ в генерувальних потужностях ОЕС України постає завдання залучення джерел РГ, зокрема на основі інверторного обладнання, для поліпшення сервісів надійності ЕМ, зокрема таких, як прискорене частотне регулювання, гнучка і швидка зміна потужності й підтримка регулювання напруги в електромережі [4]. Щоб вирішити ці завдання, заплановано реалізувати «План заходів щодо реалізації Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року» [45], який передбачає реалізацію пілотних проектів з побудови ЛЕС. Оскільки зі зростанням частки генерованої електроенергії від джерел РГ збільшується їх вплив на параметри режимів ЕМ ЛЕС, це зумовлює необхідність розробити методологію агрегування різнотипних джерел РГ та СНЕ у межах ЛЕС із

джерелами РГ та НВДЕ для забезпечення оптимальної їх взаємодії з централізованою енергосистемою [5, 7, 32, 34], котра створить умови для забезпечення відповідних параметрів якості електропостачання й надійності.

Стаючи все більш конкурентоспроможними, ВДЕ, особливо СЕС та ВЕС, швидко трансформують енергетичні системи в усьому світі. Утім, зміни структури ринку електроенергії та політичних меж будуть потрібні для забезпечення масштабних інвестицій як у нові потужності відновлюваної енергетики, так і у гнучкість енергосистеми для інтеграції значної частки різнотипних джерел РГ і НВДЕ надійним та економічно ефективним способом. Зі збільшенням частки різнотипних джерел РГ та НВДЕ політика, що забезпечує ефективну їх інтеграцію в енергосистему та підвищує її гнучкість, стає вирішальною. Вирішення цих питань включає підвищення гнучкості роботи електростанції на основі механізмів керування попитом (demand-side management – DSM), СНЕ і вдосконалення мережевої інфраструктури.

Зростання частки генерування електричної енергії від РЕР у загальному енергетичному балансі [30] (див. рис. 1.3) має ряд переваг і недоліків. Перевагами зростання низьковуглецевих генерувальних потужностей поблизу споживача є [8, 10, 20–23, 25]: низький рівень забруднення навколишнього середовища, зниження втрат від передачі електричної енергії в ОЕС України, диверсифікація генерувальних потужностей; джерела РГ можуть працювати без обслуговування; немає необхідності транспортувати первинне паливо до джерела енергії. Утім, значним недоліком більшості ВДЕ є нестабільність їх енергетичного потенціалу, що може спричинити відхилення частоти систем, відхилення напруги, реверсування потоків потужності, вплив на інші технічні параметри електромереж, і, як наслідок, до додаткових відключень, що впливають на надійність електроенергетичних систем [10, 20–23 25].

Впровадження технологій РЕР впливає на розподільні ЕМ і перетворює їх на активні елементи ЛЕС. А відтак, зі зростанням частки генерованої

електроенергії від джерел РГ (див. рис. 1.2) збільшується їх вплив на параметри режимів ЕМ ЛЕС. Це викликає необхідність розробити методологію взаємної інтеграції ЛЕС із джерелами РГ і НВДЕ з централізованою енергосистемою [1, 2, 5, 7], котра створить умови для забезпечення відповідних параметрів якості електропостачання і надійності.

Об'єднання зазначених типів джерел РГ і СНЕ розподільними ЕМ поблизу споживачів утворили цілий клас ЛЕС, широко відомих як Microgrid [2, 16–18, 20, 25, 70].

Згідно з вищезазначеним, основним завданням енергетики на сьогоднішній день є пошук оптимальних методів спільної роботи систем з ВДЕ та централізованої енергосистеми із збереженням якості електроенергії, надійності та вирішення пов'язаних із цим фінансових питань.

1.1.2 Аналіз моделей систем із розосередженими енергетичними ресурсами

Локальні електроенергетичні системи розвинулися із систем електроживлення на основі дизель-генераторів, встановлених для забезпечення електроенергією віддалених від централізованої енергетичної системи об'єктів і резервного живлення для критично важливих інфраструктурних об'єктів, таких як лікарні, телекомунікаційні центри і військові командні центри. Елементи керування таких систем були простими – найчастіше елемент увімкнення/вимкнення і перемикач. Оскільки розосереджена генерація на основі НВДЕ набула широкого поширення, завдяки нижчим витратам [13] і вдосконаленим пристроям силової електроніки [24] сучасні ЛЕС будують таким чином, щоб включати численні технології генерації на основі НВДЕ разом із дизель-генераторами й накопичувачами енергії. Таким чином, ЛЕС стали об'єктами з потребою в

системі керування енергією для оптимізації режимів їх роботи, балансування та диспетчеризації.

Найнижчою за ієрархією активною ланкою ЛЕС є активний споживач. Наведемо основні характеристики та особливості роботи активних споживачів у розподільних ЕМ.

Використання джерел РГ та систем керування (СК) навантаженням під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію (продаж) виробленої або зекономленої електроенергії, тому під час коригування режимів роботи системи електропостачання з активними споживачами ця задача є першочерговою.

В окремих випадках першочерговим може бути надання активними споживачами допоміжних послуг для системи електропостачання, тобто використання потенціалу активних споживачів для регулювання режимів роботи мережі, для зменшення перетоків електроенергії, для вирівнювання графіка споживання і для надання інших системних послуг, що передбачає отримання певної вигоди як для енергетичної компанії, так і для самого споживача.

Основні характеристики і механізми реалізації концепції активного споживача подано на рис. 1.7 та рис. 1.8 відповідно. Структуру активного споживача зображено на рис. 1.9.



Рис. 1.7 – Характеристики активного споживача



Рис. 1.8 – Механізми реалізації концепції активного споживача

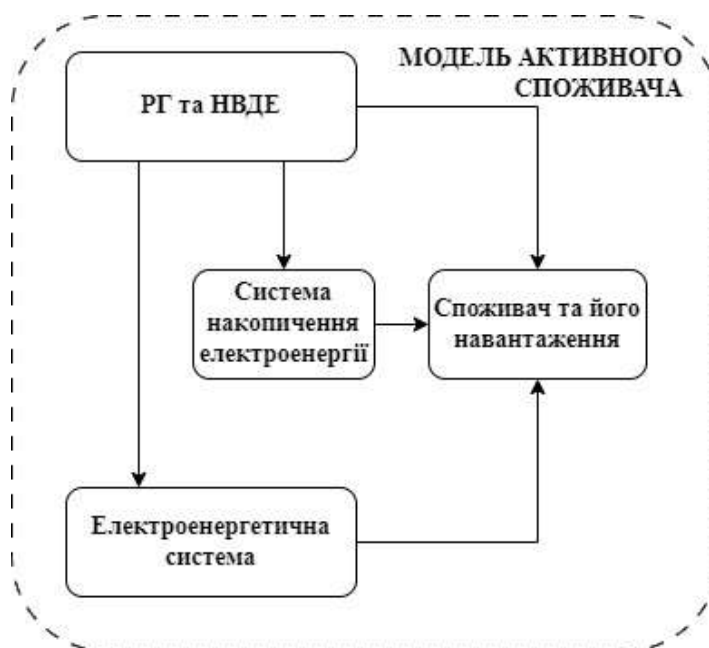


Рис. 1.9 – Структурна схема моделі активного споживача

Наступним за ієрархією активним елементом ЛЕС є віртуальна електростанція (Virtual Power Plant – VPP).

Віртуальні електростанції – це відносно новий тип електричних станцій, оснований на розосереджених технологіях і стратегії керування Smart Grid-систем. Використання VPP дозволяє використовувати переваги РГ і частково вирішити проблему забезпечення надійності в електричних мережах ОЕС України. Перш ніж впроваджувати технології VPP та території України, слід порівняти варіанти майбутнього розвитку енергосистеми (табл. 1.4) [8].

Таблиця 1.4 – Порівняльний аналіз варіантів розвитку ОЕС України

Підхід до вирішення проблеми	Позитивний	Негативний
<i>Традиційне рішення</i>		
1. Інвестиції на реконструкцію з метою розширення	Використання відпрацьованих технічних та організаційних рішень. Можливість суттєво збільшити кількість підключених споживачів	Збільшення інвестиційного навантаження на тарифи. Відсутність відповідальності споживача (у т. ч. фінансової) за надлишкове замовлення потужності
<i>Інноваційне рішення</i>		
2. Використання потенціалу наявних потужностей мережі, керування споживанням та розподіленою генерацією на основі VPP	Додаткова можливість підключення споживачів до закритих центрів живлення. Оптимізація регулювання навантаження мережі. Потенціал зниження інвестиційного навантаження на тарифи	Нормативне обмеження використання технології VPP. Відсутність відпрацьованих технологічних та організаційних рішень

Отже, впровадження VPP викличе такі позитивні зміни з боку різних учасників ринку електроенергії:

1. На рівні розподілених та магістральних мереж:
 - більш прозора діяльність об'єктів РГ і контроль за їх активністю на ринку;
 - зниження пікових навантажень мережі за рахунок регулювання навантаження споживачів;
 - зниження ризиків збоїв мережі;
 - зниження рівня інвестицій в мережу;
 - покращення контролю роботи негнучкої та непостійної РГ та НВДЕ.
2. На рівні збутових компаній:
 - покращення контролю комерційного ринку;
 - новий рівень роботи зі споживачем, можливість пропонувати нові програми керування споживанням;
 - доступ до більш дешевих ресурсів;
 - покращення надійності енергопостачання;
 - покращений білінг.
3. На рівні власників джерел РГ і споживачів:
 - отримання оплати за гнучкість потужності, за участь у програмах керування споживанням;
 - можливість брати участь на ринку як виробника, продаж електроенергії;
 - збільшення вартості активів;
 - більш продумане споживання електроенергії;
 - економія коштів за рахунок зниження споживання електроенергії (у випадку надання гнучкої потужності).
4. На рівні регулятора або системного оператора:
 - збалансування та оптимізація ринку;

- відкриття ринку для більш дрібних учасників;
- отримання додаткової гнучкої потужності;
- інтеграція об'єктів РГ та НВДЕ у систему, зберігаючи при цьому її стабільність;
- зниження викидів CO₂.

Віртуальна електростанція (рис. 1.10) – це структура, що об'єднує елементи трьох видів [8, 46–48]: джерела РГ (вітроустановки, фотоелектричні станції, міні- та мікроТЕЦ та ін.); споживачі-регулятори навантаження (побутові та промислові); системи накопичення енергії.

Формально моделі функціонування VPP можна поділити таким чином [8]:

1. Модель агрегатора: на ринку створюється незалежна енергосервісна організація (агрегатор), що являє собою оператор VPP. Агрегатор активно підключає споживачів до власної VPP, при цьому учасникам виплачують винагороду за участь у програмах «Керування споживанням», яка залежить від умов системного оператора конкретного ринку.

2. Традиційна модель (модель енергозбутової компанії): компанія, що працює на енергоринку, створює мережу, яка контролює різні об'єкти РГ та гнучку потужність своїх споживачів.

3. Клієнтоорієнтована модель: споживачі встановлюють на своїй базі технологію VPP для забезпечення власних потреб, для керування власним споживанням. Наприклад, мережі великих супермаркетів у США використовують подібні системи для контролю за споживанням електроенергії різними об'єктами (холодильні установки, кондиціонери, освітлення под.) у магазинах по всій країні. Коли система виявляє, що якийсь об'єкт споживає електроенергії більше норми, менеджеру надходить сигнал про такий пристрій.



Рис. 1.10 – Структурна схема VPP

Насправді у світі немає якоїсь однієї «правильної» моделі функціонування VPP, оскільки все залежить від енергоринку та його розвитку, а також від того, хто виступає ініціатором введення VPP у систему та які завдання потрібно вирішити. Оператором VPP може виступати мережева компанія, системний оператор, збутова компанія або група збутових компаній, споживачі чи група споживачів.

Істотною перевагою VPP є те, що вона має інформацію про доступну генерацію та/або попит у наближеному до реального режимі часу на підключеній до VPP території. Крім того, вона є гнучкою з боку тієї чи іншої генерації або доступної потужності споживача, оскільки система автоматично визначає найбільш ефективне джерело електроенергії у кожний проміжок часу.

Зазвичай VPP приєднують до мережі середньої або низької напруги. Елементи VPP можуть розташовуватися на значних відстанях один від одного. Пов'язують їх ланки мікромереж, відомі на заході під терміном Microgrid. Характерною особливістю Microgrid є можливість працювати в автономному

режимі.

Керування VPP здійснюють дистанційно через систему Energy Management System (EMS), яка приймає інформацію про поточний стан кожної енергоустановки та передає на них керуючі сигнали. В EMS використовують глобальну супутникову систему навігації (GPS), за допомогою якої здійснюється синхронізація вимірювань комплексних значень струму та/або напруги на всіх енергоустановках VPP. Пристрої для таких вимірювань називають Phasor Measurement Units (PMU). Віртуальна електростанція може мати комерційне призначення (продаж електроенергії на оптовий ринок), технічне призначення (системні послуги – приміром, регулювання частоти та активної потужності, підтримання якості електричної енергії тощо) або ж поєднувати обидві ці функції.

До функціональних можливостей віртуальних електростанцій можна віднести [8]:

- 1) керування розосередженою генерацією (оптимізація режимів мережі);
- 2) керування споживанням електроенергії (зіставлення графіків навантаження споживачів і джерел електроенергії);
- 3) керування ринком резерву потужності (можливість використання резервної потужності).

Об'єднати ієрархічно усі переваги активних споживачів та VPP може ЛЕС, відома як Microgrid.

З точки зору розвитку споживачів відбулася еволюція Microgrid з формуванням активних споживачів (AC, prosumer та prosumage) [6, 7]. Споживач може бути пасивним, з керуванням навантаженням, солідарним чи активним, що дає можливість розглядати його як інтелектуального споживача з функціями партнерства (рівноправності) з енергопостачальною компанією. Виникають вимоги до сучасних AC: передбачуваність, поведінка з урахуванням попиту, зростання ролі в системі як рівноправного елемента, формування співтовариства активних споживачів (prosumer community).

З точки зору розвитку систем генерації в Microgrid розвивається підхід створення VPP – груп об'єктів РГ, споживачів з регульованим (керованим) навантаженням, систем акумуляування і передавання енергії з єдиним автоматизованим керуванням, яка імітує традиційний генерувальний об'єкт електроенергетики для взаємодії з централізованою електроенергетичною системою [11]. Головна властивість сучасних VPP – інтегрування відомих технічних рішень і технологій керування попитом (demand-side management – DSM) та джерел розосередженої генерації (ДРГ) за допомогою програмно-апаратного комплексу, включаючи, власне, механізми та засоби керування попитом і генерацією, електроенергетичні інтелектуальні мережі, гнучке ціноутворення, адаптивне керування поточкорозподілом у мережі, засобами релейного захисту та автоматики, керування якістю електроенергії [12].

Стратегічними цілями створення VPP є такі [5, 9]: підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії на рівні локальних (територіальних) систем енергозабезпечення з великою часткою генерації зі стохастичними режимами виробництва електроенергії; зниження цін на електроенергію у період пікових навантажень; агрегування вільної потужності ДРГ, зокрема тих, що належать різним власникам і використовуються в когенераційному або піково-резервному режимі у складі локальних систем енергозабезпечення, а також на роздрібних та оптовому ринках електроенергії.

Віртуальна електростанція агрегує потужність багатьох різноманітних типів ДРГ [13]. Вона створює єдиний робочий профіль із набору параметрів, що характеризують кожну одиницю ДРГ, і може включати вплив мережі на сукупний вихід ДРГ. Фактично VPP – це гнучке подання портфеля ДРГ, яке може бути використане для укладання контрактів на оптовому ринку і надання послуг системному оператору. Віртуальні електростанції можуть функціонувати, реалізуючи дві основні цілі:

- 1) оптимізація потужності та потоку потужності агрегованих блоків ДРГ у системі розподілу;

2) максимізація вартості портфеля ДРГ за участю в енергетичних ринках.

Фокус конкретних стратегій оптимізації визначає конфігурацію системи, параметри та схеми керування. Як наслідок, VPP класифікують на два основних типи: технічні VPP (TVPP) й комерційні VPP (CVPP). ДРГ може одночасно бути частиною як CVPP, так і TVPP. Якщо TVPP фокусується на підключенні децентралізованих енергетичних установок на рівні розподільної мережі, то CVPP розглядають як еквівалент ринкової поведінки електростанцій, основними цільовими ринками яких є локальні ринки електроенергії та оптові центри електроенергії.

Microgrid можна визначити як групу взаємопов'язаних навантажень і джерел РГ у межах чітко визначених електричних меж (зв'язків), яка діє як єдиний керований об'єкт і може працювати паралельно чи бути ізольованою від загальної енергосистеми [28].

Microgrid були запропоновані як мережева архітектура розподільних мереж у межах концепції Smart Grid, здатних повною мірою використовувати вигоди від інтеграції великої кількості джерел РГ малої потужності (загальною потужністю до 1 МВт) у системах розподілу електроенергії на низькій напрузі для забезпечення потрібного рівня якості електропостачання споживачів [25]. Основні визначення Microgrid наведено у табл. 1.5.

Локальну електроенергетичну систему, яка зазвичай підключена до загальної енергосистеми, можна підключати та від'єднувати від неї, щоб вона могла працювати в ізольованому режимі та обслуговувати локальні навантаження в обох режимах. Ізольовані та віддалені ЛЕС не обмінюються енергією з будь-якою навколишньою системою передачі або розподілу електроенергії. Обидва типи ЛЕС вимагають системи керування, яка керує роботою розосередженої системи, включаючи генерацію, зберігання та навантаження. Для ЛЕС, підключених до мережі, система керування також керує обміном електроенергією та допоміжними послугами з основною

мережею й переходами між режимами підключення до мережі та ізольованим режимом [25].

Таблиця 1.5 – Загальноприйняті визначення Microgrid

Організація	Визначення
CIGRE	Системи Microgrid включають розподільні мережі низької напруги із джерелами РГ, акумулювальними пристроями і керованим навантаженням, що працюють підключеними до основної мережі живлення або в острівному режимі, керовано, скоординованим чином
U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group	Системою Microgrid є група взаємопов'язаних навантажень і РЕР у межах чітко визначених електричних меж, яка діє як єдиний контрольований об'єкт щодо мережі. Систему Microgrid можна підключати і відключати від мережі, щоб вона могла працювати як паралельно до мережі, так і в острівному режимі
Siemens	Системою Microgrid є регіонально обмежена енергетична система РЕР, споживачів та інколи система накопичення. Вона оптимізує один чи декілька з параметрів (якість електроенергії та надійність, сталість розвитку та економічні вигоди) і може неперервно працювати в автономному чи паралельному режимах завдяки зміні стану з'єднання з мережею
Congressional Research Service (CRS)	Системою Microgrid є будь-яка мала або місцева електроенергетична система, яка не залежить від загальної ЕМ. Наприклад, це може бути когенераційна система на основі двигуна внутрішнього згоряння природного газу або дизель-генераторів, використання ВДЕ або паливних елементів

Приклад інтеграції джерел РГ та СНЕ у Microgrid-систему та/або VPP показано на рис. 1.11.

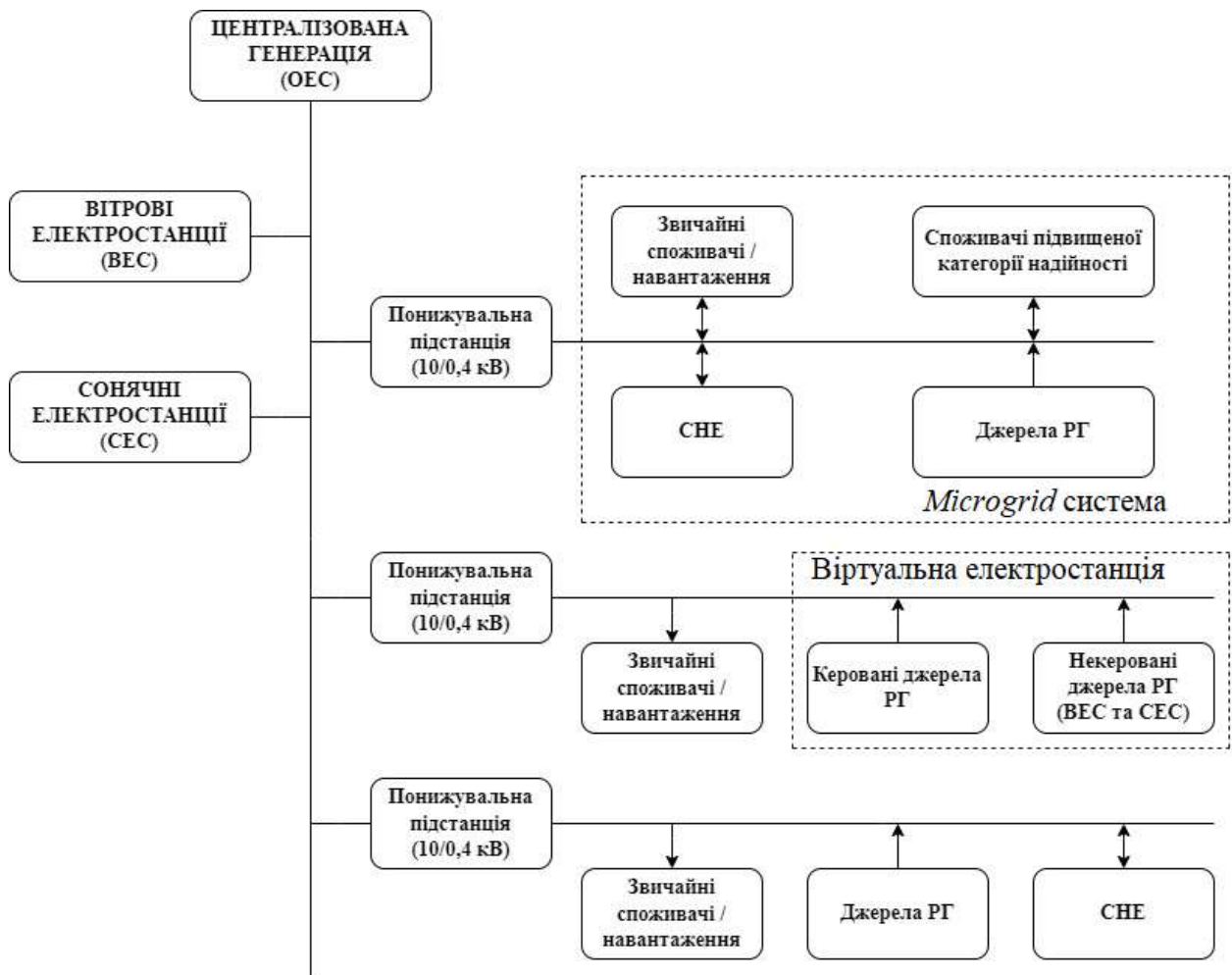


Рис. 1.11 – Інтеграція джерел РГ та СНЕ – Microgrid-система – Virtual Power Plant

Локальна електроенергетична система є вдалою технологією для інтеграції локальних джерел РГ та СНЕ. Локальні електроенергетичні системи агрегують джерела РГ у межах, визначених ЕМ, якими керує контролер ЛЕС. Історично склалося так, що ЛЕС виробляли електроенергію за допомогою когенераційних установок виробництва тепла та електроенергії (combined heat and power – СНР) та поршневих двигунів [33]. Утім, у наш час ЛЕС дедалі більше використовують ресурси у межах концепції сталого розвитку, такі як сонячні фотоелектричні системи (СФЕС) та СНЕ. Локальні електроенергетичні системи можуть працювати на основі НВДЕ, у газотурбінних установках або на нових видах джерел енергії, таких як паливні

елементи чи навіть невеликі модульні ядерні реактори, коли вони стануть комерційно доступними.

Локальні електроенергетичні системи є відносно невеликими керованими енергетичними системами, що складаються з одного або кількох генерувальних блоків, підключених до найближчих споживачів, і які можуть працювати разом із загальною енергосистемою або незалежно від неї.

Локальні електроенергетичні системи можуть жити об'єкти критичної інфраструктури після того, як погодні умови або події, пов'язані з безпекою, переривають постачання електроенергії із загальної мережі. Вони можуть бути основним джерелом електроенергії для таких об'єктів, як лікарні, університети, громади. Локальні електроенергетичні системи для одного користувача чи кампусу, наприклад ті, що обслуговують промислові об'єкти чи військові бази, працюють десятиліттями, утім, багато міст тепер зацікавлені у системах, які можуть краще інтегрувати генерувальні ресурси й навантаження, обслуговувати кількох користувачів та/або відповідати цілям реагування на навколишнє середовище чи надзвичайні ситуації.

У разі підключення до локальної розподільної ЕМ або системи передачі ЛЕС також можуть взаємодіяти із загальною енергосистемою через спільну систему шин приєднання, щоб експортувати надлишок електроенергії чи імпортувати дефіцитні обсяги для покриття небалансів, котрі можуть виникати в їх розподільних мережах.

Оскільки енергія (електрична й теплова) генерується поблизу місця, де вона використовується, ЛЕС самі є формою розосередженої генерації.

1.2 Взаємодія локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на локальних ринках електричної енергії

1.2.1 Законодавча база щодо впровадження джерел розосередженої генерації в Україні

На сьогодні згідно з директивами ЄС у галузі відновлюваної енергетики (рис. 1.12) в Україні діють певні механізми підтримки (на рівні законів, постанов Кабінету міністрів України та НКРЕКП, наказів і розпоряджень) виробників електричної енергії з відновлюваних (альтернативних) джерел.

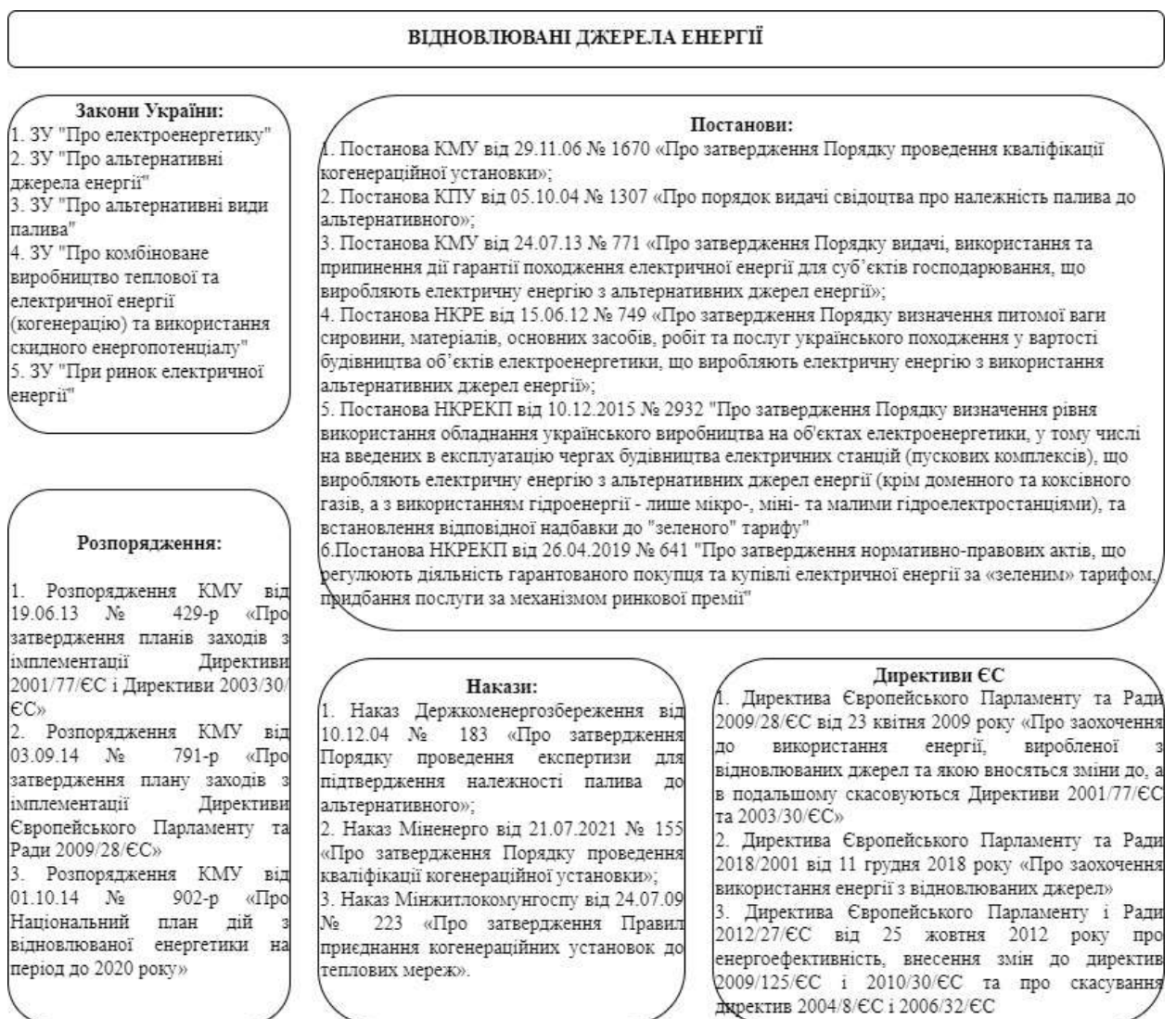


Рис. 1.12 – Нормативна база щодо відновлюваних джерел енергії

Для розроблення і впровадження механізмів оптимальної взаємодії РЕР в Україні розглянемо чинну нормативну базу щодо джерел РГ та НВДЕ. Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» існує поняття гарантованого покупця як суб'єкта господарювання, який зобов'язаний купувати електричну енергію у виробників, яким встановлено «зелений» тариф, об'єкти електроенергетики або черги будівництва (пускові комплекси) яких включено до балансуєчої групи гарантованого покупця, та купувати послугу із забезпечення підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел за механізмом ринкової премії (послуга за механізмом ринкової премії) у виробників, які уклали з ним договір про надання послуги із забезпечення підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел за механізмом ринкової премії (договір про надання послуги за механізмом ринкової премії).

Гарантований покупець зобов'язаний купити всю чисту (у значенні «не валову») енергію, відпущену виробниками за «зеленим» тарифом (а з використанням гідроенергії – вироблену лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), активними споживачами та сплачувати «ринкову премію» виробникам електричної енергії з альтернативних джерел енергії, які за результатами аукціону набули право на підтримку, різницю між розміром «зеленого» тарифу або аукціонною ціною з урахуванням надбавки до нього (неї) та розрахунковою ціною.

У відповідних законах і постановах чітко визначено суб'єктів, які можуть продавати енергію від альтернативних джерел енергії у межах зазначеного механізму підтримки:

– активний споживач – споживач, зокрема й енергетичний кооператив, що здійснює виробництво електричної енергії з альтернативних джерел енергії та її продаж гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом, встановлена потужність генерувальних установок якого не перевищує 150 кВт;

– виробник за «зеленим» тарифом – суб'єкт господарювання, що

здійснює виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії та якому встановлено «зелений» тариф;

– генерувальна одиниця – окремий об’єкт електроенергетики або черга його будівництва (пусковий комплекс), призначений для виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії – вироблену лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), для якого визначено точку комерційного обліку і встановлено «зелений» тариф або щодо якого за результатами аукціону з розподілу квоти підтримки набуто право на підтримку;

– кандидат у продавці за «зеленим» тарифом – суб’єкт господарювання, зокрема споживач, який має намір виробляти електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) і здійснювати продаж електричної енергії за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю.

Для кожного місяця чистий обсяг відпущеної електроенергії виробниками з ВДЕ (а для ГЕС – лише для мікро-, міні- і малих ГЕС) визначають як різницю між місячним вимірним обсягом виробництва електричної енергії та споживанням електричної енергії на власні потреби відповідних електроустановок. Купівля і продаж такої електричної енергії за «зеленим» тарифом, зокрема з надбавками до нього, здійснюється на основі двостороннього договору між виробником, якому встановлено «зелений» тариф, та гарантованим покупцем. Такий договір ґрунтується на типовому договорі купівлі-продажу електроенергії за «зеленим» тарифом на строк дії «зеленого» тарифу, який встановлюється для виробника. Типову форму договору купівлі-продажу електроенергії за «зеленим» тарифом затверджує регулятор. Гарантований покупець має сплатити за електричну енергію, куплену у виробників, яким встановлено «зелений» тариф, за фактичний обсяг електричної енергії, відпущеної з електростанції, що працює за «зеленим»

тарифу, на основі даних обліку, отриманих від адміністратора комерційного обліку, відповідно до порядку та умов, визначених у договорі, з вирахуванням обсягів на власне споживання.

Отже, проаналізувавши суб'єкти, які в Україні можуть продавати електричну енергію від ВДЕ за механізмом підтримки «зеленого тарифу», окрім окремих генерувальних одиниць (електричних станцій) відновлюваної енергетики, окремим суб'єктом виступає «активний споживач».

Активний споживач, або PROSUMER (PROducer – виробник і conSUMER – споживач) – споживач електричної енергії, який має бажання та можливість тим чи іншим способом коригувати своє енергоспоживання із системи енергопостачання, а за наявності можливостей також надавати окремі додаткові послуги для інших учасників ринку електроенергії [49].

Поняття активного споживача вперше виникло й розвинулося у межах концепції інноваційного перетворення енергетичної галузі Smart Grid. Smart Grid за кордоном розглядають як концепцію повністю інтегрованих, саморегульовувальних і самовідновлювальних електроенергетичних систем, що мають мережеву топологію і включають усі генерувальні джерела, магістральні й розподільні мережі та всі види споживачів електричної енергії, керовані єдиною мережею інформаційно-керувальних пристроїв і систем у режимі реального часу.

Однією із ключових функціональних характеристик Smart Grid-систем є мотивація активної поведінки кінцевого споживача, під якою розуміємо забезпечення можливості самостійної зміни споживачами обсягу і функціональних властивостей (рівня надійності, якості й под.) отримуваної електроенергії на підставі балансу своїх потреб і можливостей енергосистеми з використанням інформації про цінові характеристики, обсяги поставок електроенергії, надійності.

Концепція Smart Grid націлена на реалізацію активної стратегії споживача, інакше кажучи, стимулює споживачів до участі в регулюванні

навантаження. В інтелектуальній енергосистемі кінцевого споживача електроенергії розглядають як партнера суб'єктів електроенергетики щодо забезпечення надійної роботи енергосистеми й він набуває статусу «активного». Під активним споживачем розуміють учасника ринку електроенергії, який має можливість, виходячи із власних потреб, оптимізувати графік завантаження своїх потужностей як із метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електроенергії та потужності.

«Активний споживач» має право вибирати:

- режим свого електроспоживання відповідно до необхідності виконання виробничих планів з випуску продукції або забезпечення енергією домогосподарства, оптимізуючи витрати на покупку електроенергії із зовнішніх ринків;

- ступінь своєї участі у наданні додаткових послуг, які полягають у наданні керованих активних і реактивних навантажень (потужностей) для керування з боку системного оператора;

- умови завантаження власної потужності (за її наявності) для формування заявки на участь у купівлі/продажу електроенергії на оптовому і роздрібному ринках.

Як свідчить досвід провідних зарубіжних країн, основними механізмами активного споживача є керування попитом і методи економічного стимулювання, насамперед тарифи на електричну енергію. Програма керування попитом вимагає певної уваги як із боку енергосистеми, так і з боку безпосереднього споживача. Керування активним споживачем (обсягами його споживання і генерації, перерозподілом навантаження) проводять за допомогою гнучко налаштовуваних (залежно від типу споживача, економічної кон'юнктури, технологічних умов) меню тарифів як на споживану, так і на передану в мережу електроенергію. Таке керування належить до мотиваційного, ґрунтованого на впливі на економічні інтереси.

Участь споживачів може набувати різних форм, включаючи вибір особливого тарифного плану в режимі реального часу за допомогою надання прав постачальникам безпосередньо контролювати певні параметри навантаження.

Аналіз досвіду «активних» споживачів за кордоном показує, що більшість кінцевих споживачів електроенергії нині перебувають в пасивних відносинах із системою електропостачання (рис. 1.13 [49]). Ускладненість системи, моделі функціонування ринків електроенергії відштовхують споживачів від того, щоб зайняти більш активну позицію. Утім, запровадження стимулювальних механізмів підтримки джерел РГ та НВДЕ щороку збільшує кількість активних споживачів.



Рис. 1.13 – Еволюція споживачів електричної енергії

Зниження ціни, яку сплачують споживачі за електроенергію, незмінно є першою причиною введення конкурентних ринків електроенергії [14]. Витрати на виробництво електроенергії залежать виключно від типу технологій і палива, використовуваного для виробництва електроенергії. На

короткостроковому ринку електроенергії на ціну електроенергії впливає структура витрат. Граничні витрати – це переважно витрати на паливо. Що стосується ВДЕ, поточні витрати на придбання енергії відносно нижчі, оскільки жодні витрати на паливо та експлуатаційні витрати не пов’язані з капітальними витратами на придбання вітрогенератора чи фотомодуля. На конкурентних короткотермінових ринках ціни встановлюються короткостроковими граничними витратами. У тарифі на генерацію електроенергії також враховують інвестиційну складову, зокрема амортизаційні та накладні витрати.

Поведінка споживачів пов’язана з моделями споживання, адже більшість споживачів використовують великі електричні навантаження одночасно. Очікувана динамічна цінова програма впливає на поведінку попиту споживачів [14]. Зміна моделей споживання на макрорівні може вплинути на стратегічні рішення, такі як будівництво електростанцій, а також на підвищення ефективності експлуатаційних витрат.

Динамічне ціноутворення включає [1]:

- ціноутворення за часом використання – це тариф, за якого ціна за кВт·год. залежить від часу споживання електроенергії. Це може бути проста денна та нічна ціна або, наприклад, години пік і поза піком, розділяючи день на кілька періодів. Зазвичай періоди та ціни відомі заздалегідь, але існують пропозиції, де визначення інтервалів день/ніч може змінюватися відповідно до наявної ціни на добу вперед. Ціни також можуть бути визначені як середні ціни за різні періоди часу, але безпосередньо індексовані до наявної ціни на день наперед;

- критичне пікове ціноутворення (КПЦ – CPP) – це ставка доповнень, за якої ціни на електроенергію істотно зростають протягом кількох днів за рік, коли оптові ціни найвищі, але коли ціни нижчі за середні протягом решти року;

- за допомогою ціноутворення у режимі реального часу (ЦРЧ – RTP)

оптові ціни на електроенергію безпосередньо передаються кінцевим споживачам, а рахунки розраховують на основі принаймні погодинного обліку споживання або із ще більшою деталізацією (наприклад, 15 хв.).

Є два важливих методи динамічного ціноутворення – у переважній більшості випадків на наступну добу та у режимі реального часу. Основною метою є підтримати роздрібного продавця прийняти найкраще рішення щодо динамічного ціноутворення на добу, що максимізує його прибуток. Для здійснення двостороннього зв'язку між Smart-лічильниками кожний абонент оснащений блоком контролера споживання енергії як частиною власного інтелектуального лічильника. Фактично динамічне ціноутворення на електроенергію – це техніка керування попитом, яка забезпечує більшу рівномірність графіків навантаження. На динамічне ціноутворення впливають заходи щодо зменшення пікового навантаження, еластичності попиту, сегментації ринку, цінової політики, спроможності технологій та готовності клієнтів платити [3].

Схема ціноутворення в реальному часі (real-time pricing – RTP) є ідеальним методом для регулювання балансу потужності між попитом і пропозицією в інтелектуальних електромережах, має істотний вплив на поведінку споживачів, роботу системи та загальне керування системою [71]. Ціни в реальному часі є формою динамічного ціноутворення з максимальною невизначеністю або ризиком для споживачів, коли ціни змінюються через однакові інтервали в одну годину або кілька хвилин. Зміна ціни через невеликі проміжки часу збільшує ефективність схеми ціноутворення під час відображення фактичних витрат на постачання, однак такі схеми вимагають передових інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) та керування цими частими змінами.

У розвитку динамічного ціноутворення треба враховувати технічні можливості Smart-лічильників і Smart-пристроїв керування. Ефективне динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, які дозволяють надійно відслідковувати споживання у конкретні часові інтервали, що відповідають інтервалам,

визначеним ринковими відносинами.

Проведений аналіз показав, що технічна реалізація Microgrid досить повно розроблена для всіх рівнів, зокрема із погодинним прогнозуванням та на добу наперед. Утім, важливо оцінити співвідношення «попит – ціна на мікрорівнях», визначити вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з урахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію, залежать від режимів роботи генератора та від навантаження.

Для участі у роботі більшості ринків електричної енергії як незалежні системні оператори (Independent System Operator – ISO) або роздрібні оператори системи передачі (retail transmission operator – RTO) генерувальні установки мають відповідати мінімальному порогу встановленої потужності [72]. Для більшості світових ринків електричної енергії це рівень встановленої потужності від 500 кВт до 1 МВт, хоча нещодавній наказ [72] вимагає, щоб усі ISO/RTO у США встановили це обмеження на рівні 100 кВт [73]. Також важливим є питання, чи PEP приєднано на стороні споживача, чи на стороні розподільної ЕМ; такі PEP, як правило, досягли будь-якого з цих порогів встановленої потужності, що дозволяє їм безпосередньо брати участь у роботі енергетичних ринків. Більшість PEP історично не відповідали цьому порогу, а багато PEP досі не відповідають новому рівню встановленої потужності, чинному з [72], включаючи більшість установок побутових споживачів. Ця нездатність PEP брати участь у роботі ринків електроенергії як продавця є суттєвим фактором, який стримував розгортання PEP, а також не дозволяв ISO/RTO реалізувати переваги, які PEP можуть надати загальній енергосистемі (табл. 1.6) [74].

Таблиця 1.6 – Потенційні переваги агрегації РЕР для енергетичної системи

Переваги	Опис
Мережеві послуги	Надання послуг, необхідних для надійної роботи ЕМ. Приклади включають регулювання частоти, обертові та некрутильні резерви, а також чорний старт тощо
Диспетчеризація генерування	Здатність виробляти електроенергію, коли це необхідно (як визначено суб'єктом, таким як оператор мережі)
Усунення перевантаження мережі	Здатність забезпечити електроенергію або зменшити попит у системі, де лінії електропередачі не можуть передавати додаткову електроенергію через температурні обмеження, напругу або стабільність
Відстрочка оновлення обладнання систем передачі та розподілу	Можливість відстрочити заміну обладнання системи передачі або розподілу, використовуючи РЕР, щоб підтримувати потребу в електроенергії цього обладнання нижче його робочого ліміту, або дозволяючи його використовувати таким чином, щоб продовжити термін його експлуатації

Агрегування РЕР дає змогу досягати цих порогових значень встановленої потужності, таким чином даючи їм змогу брати участь у роботі оптових ринків електричної енергії. Процес агрегації може мати два варіанти.

Перший варіант – це агрегування РЕР, які становлять значущу кількість енергетичного навантаження для забезпечення реагування на попит (demand response – DR) [75]. По-друге, це агрегування РЕР для виробництва або зберігання енергії, широко відома як «агрегація РЕР для надання допоміжних послуг (Grid Services – GS)». Агрегування для реагування на попит зазвичай здійснюють енергогенерувальні компанії, а агрегування РЕР зазвичай здійснює третя сторона, яка відповідає за агрегацію РЕР, що належать кільком різним сторонам, для розподілу згенерованої ними електричної енергії у спосіб, який відповідає правилам ISO/RTO або OCP, відповідального за роботу електромережі [76].

Другим варіантом участі РЕР у роботі енергетичних ринків є створення ЛЕР (які часто називають розподіленими/розосередженими енергетичними ринками). Рис. 1.14 показує відмінності між тим, як РЕР можуть брати участь у роботі на оптових ринках і на ЛЕР.

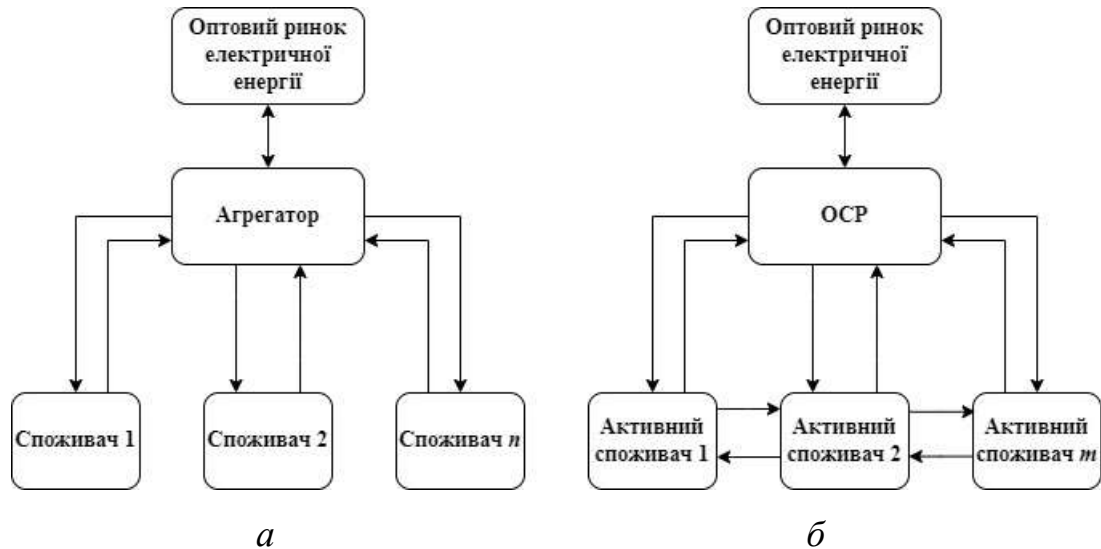


Рис. 1.14 – Модель участі у роботі ринку електричної енергії:
а – через агрегатора; *б* – через формування локального ринку електричної енергії

За загальним уявленням ЛЕР, - це ринки де електроенергія торгується на рівні системи розподілу, а електроенергію з ОЕС розглядають як ще одного учасника ринку. Цей тип локалізованої торгівлі електричною енергією у системі розподілу широко відомий під назвою трансактивної енергії (ТЕ). Концептуально ТЕ складається із власників РЕР, які торгують енергією зі своїми локальними «сусідами», забезпечуючи більш адекватне балансування локального енергопостачання з попитом за допомогою цінових сигналів і з допомогою асоціації, мінімізації втрат під час передачі електроенергії. Понад те, Національний інститут стандартів і технологій (NIST) стверджує, що ТЕ приносить користь споживачам, більш ефективно використовуючи резерви мережі, забезпечуючи підвищену надійність і стійкість під час великих збурень, надаючи споживачам більший вибір щодо того, як отримувати

енергію, а також забезпечуючи підвищене задоволення попиту споживачів за рахунок використання ВДЕ [77].

Локальні енергетичні ринки є завершальною фазою еволюції систем розподілу [78] і можуть бути реалізовані через кілька ринкових структур. Перша – це участь у роботі оптових ринків. Друга – це ринок, де ОСР забезпечує задоволення попиту і пропозиції разом із будь-якими необхідними допоміжними послугами. Оператор системи розподілу [79] – юридична особа, яка відповідає за безпечну, надійну й ефективну експлуатацію, технічне обслуговування і розвиток системи розподілу та забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища і забезпечення енергоефективності. Третім варіантом є (локальний) енергетичний ринок на рівні системи розподілу, де учасники ринку, включаючи індивідуальних власників РЕР, можуть торгувати енергією [78].

Є три моделі ОСР [44]. У моделі «Total ОСР» розподільна компанія фактично виконує ту ж роль, що й ISO/RTO на рівні розподілу. Згідно з цією моделлю, ОСР буде координувати роботу з ISO/RTO, щоб забезпечити координацію обох агентів на будь-якій підстанції, що з'єднує систему розподілу та ОЕС, але ОСР відповідатиме за все енергобалансування у системі розподілу. У цій моделі ОСР також буде відповідати за участь РЕР на оптовому ринку енергії, фактично ведучи себе як агрегатор РЕР. Мінімальна модель ОСР додає додаткову відповідальність за забезпечення будь-яких необхідних удосконалень розподільної мережі для підтримання надійності з більшим розгортанням РЕР. Усі обов'язки щодо інтеграції РЕР будуть покладені на ISO/RTO, що керує основною енергосистемою за цією моделлю [80].

Незалежний ОСР є третьою запропонованою моделлю. За цією моделлю розподільна компанія зберігає відповідальність за розподільну мережу,

стаючи «обслуговуючою» компанією, але функції створення ринку та балансування мережі в системі розподілу належатимуть незалежній третій стороні, подібній до ISO або RTO з ОЕС [78].

Щоб створити ЛЕР, потрібний метод встановлення ціни на електроенергію в різних точках розподільної мережі, яка, зрештою, пов'язана з обраною моделлю ОСР. Є різноманітні підходи до клірингу ринку на розподіленому енергетичному ринку. Багато з них загалом можна класифікувати як розподілені методи клірингу ринку, тобто клірингову функцію розподіляють численні агенти, які приймають рішення. Деякі конкретні розподілені методи включають [81]:

- декомпозицію, коли замість того, щоб намагатися вирішити одну складну оптимізаційну задачу, її розбивають на кілька менших, простіших оптимізаційних задач. Наприклад, централізований оператор (такий як ОСР) може розподілити ресурси між усіма учасниками ринку, а потім ці окремі учасники оптимізують власне споживання на основі свого розподілу;

- мережева оптимізація, коли визначається структура зв'язку між усіма учасниками ринку, а потім відбувається декомпозиція на основі цієї визначеної мережевої структури;

- теоретико-ігрові моделі, які можуть бути використані для визначення того, як учасники ринку можуть поводитися (наприклад, співпрацювати чи не співпрацювати) й отже, зрештою, визначати ціну на електричну енергію на ринку;

- на основі агентів, коли кожний учасник ринку може мати свою поведінку, визначену певною математичною функцією.

Згідно з [82] можна визначити основні вимоги до учасників локальних ринків електричної енергії (рис. 1.15).

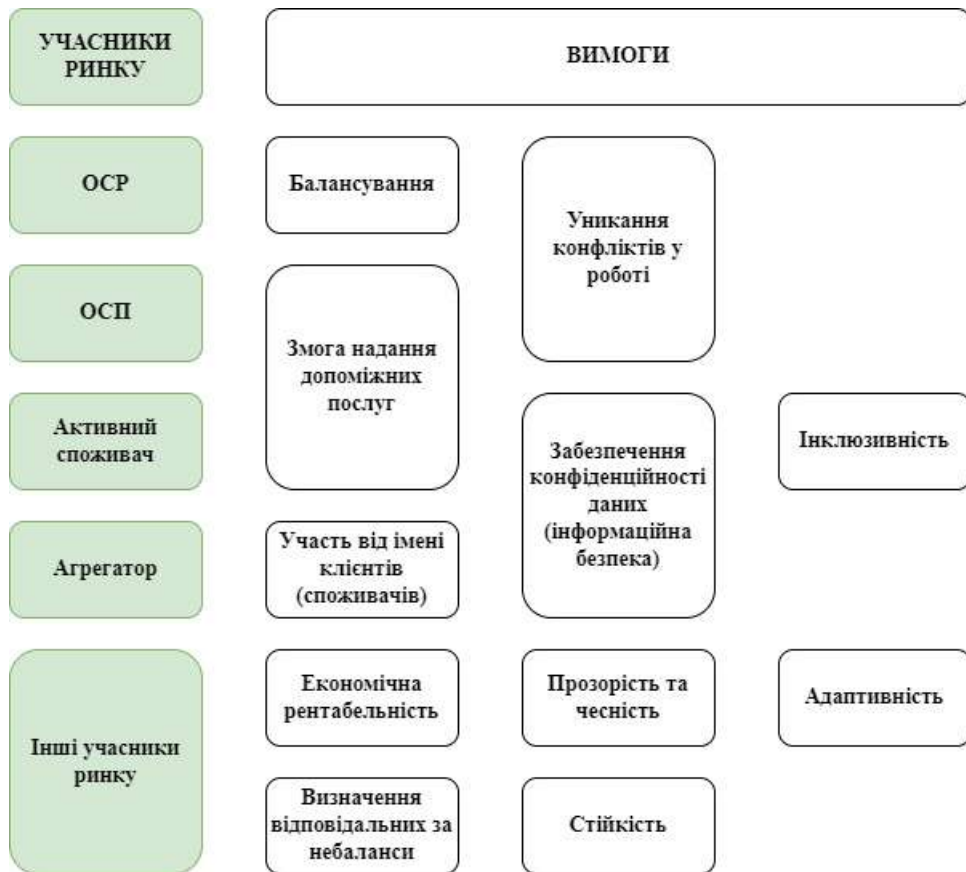


Рис. 1.15 – Вимоги до учасників локальних ринків електричної енергії

З огляду на вимоги зацікавлених сторін, для майбутніх розподільних мереж потрібні як здатність керувати перевантаженнями, так і участь у наданні допоміжних послуг. Оскільки керування навантаженнями і допоміжні послуги перебувають у різних часових вимірах, для великомасштабного (у регіонах/країнах) впровадження ЛЕР це є складним фактором, щоб виконати вимоги усіх зацікавлених сторін. Таким чином, для впровадження ЛЕР, здатного керувати навантаженнями та брати участь у допоміжних послугах, враховуючи вимоги усіх зацікавлених сторін, потрібно розробити і впровадити структуру ЛЕР.

У кількох дослідженнях, наведених в огляді літератури цього дисертаційного дослідження, реалізовано таку структуру. У [83], наприклад, просямери спочатку ведуть переговори і торгують між собою на ринку «Peer-to-Peer» (P2P), щоб максимізувати загальний прибуток, а за цим слідує

допоміжних послуг, який контролює напругу та керує перевантаженнями. Іншим прикладом є ринкова структура, де учасники надсилають ставку агенту, який потім розміщує ставки від імені учасників на місцевому ринку P2P, а також на національних ринках на добу наперед і на внутрішньодобовому ринку (ВДР) [82, 84]. Порівняння моделей наведено в [85–91]. Нарешті, консорціум ключових гравців голландського енергетичного ланцюга (USEF) розробив універсальну розумну енергетичну структуру, яка встановлює комунікаційні та торгові протоколи для більшості зацікавлених сторін, щоб дозволити використання резервів гнучкості для керування перевантаженнями та допоміжними послугами [92].

Також серед теоретико-ігрових моделей є ряд описативних теоретико-ігрових моделей процесів прийняття рішень в умовах функціонування складних багаторівневих систем керування у т.ч. і енергетичними ринками, з урахуванням реальних особливостей організаційної, технологічної та інформаційної взаємодії їх суб'єктів [188]. Математичні моделі процесів вдосконалення механізмів визначення цінних показників ринку електричної енергії [188] та засоби об'єктно-орієнтованого концептуального та інформаційного моделювання процесів взаємодії суб'єктів складних систем [188].

У структурах ЛЕР, описаних у згаданих вище документах, загальна тенденція виглядає так: перший тип ЛЕР має певну форму планування, другий тип ЛЕР використовують для короткострокових коригувань на основі змін ситуації з генерування та споживання, а третій тип ЛЕР – для забезпечення гнучкості, його можна використовувати для локального балансування або допоміжних послуг. Утім, між описаними типами ЛЕР можливі варіації, які різняться за можливостями, структурою й метою, що ускладнює подання репрезентативної картини всіх моделей на одному зображенні. Попри ці труднощі, щоб візуалізувати структуру ЛЕР, узагальнену схему зображено на рис. 1.5. Подані структури ЛЕР або дають змогу споживачам

(домогосподарствам і громадянам) робити ставки безпосередньо в різних ЛЕР, або надсилати інформацію до агрегатора (включаючи Balance Responsible Party (BRP) та постачальника енергії), який бере участь у торгах від імені споживачів. Різноманітні доступні ЛЕР також різняться, але чотири на рис. 1.5 є прикладами, згаданими у наведених типах, які можуть працювати разом. Нарешті, ОСР може перевірити мережеві обмеження для внутрішньодобових ринків і ринків на добу наперед, і як ОСР, так і ОСП можуть вимагати забезпечення гнучкості, коли це потрібно. На рис. 1.16 показано приклади різних ЛЕР, і вибір цих ЛЕР або варіація з різними ЛЕР можуть бути реалізовані відповідно до структури та завдань кожної окремої ЛЕС.

Описані структури ЛЕР можуть включати кілька ЛЕР, і отже, задовольняти вимоги щодо керування перевантаженнями та надання допоміжних послуг. Ці моделі подані як повне рішення з фіксованими можливостями, організацією і ринковою системою або способом, яким модель розрізняє ЛЕР. Утім, для зацікавлених сторін життєво важливою вимогою є адаптивність, оскільки, як зазначено, впровадження різних ЛЕР відбуватиметься поступово, оптимальна структура ЛЕР може змінюватись залежно від регіону чи типу з'єднання, а ЛЕР змінюватимуться й оновлюватимуться для покращення їх роботи. Таким чином, місцеві структури енергетичного ринку мають враховувати можливість адаптації та організувати ринкову систему таким чином, щоб ЛЕР можна було варіювати та індивідуально впроваджувати, експлуатувати й оновлювати.

Ринкову систему також можна розглянути як набір операційних обмежень і правил у межах, яких мають дотримуватися ЛЕР, щоб забезпечити взаємодію між різнотипними ЛЕР. Ці обмеження і правила повинні встановлювати часові аспекти, такі як кінцеві терміни і горизонт подання заявок, а також можливості й цілі ЛЕР. Наприклад, у межах європейських національних ринків електроенергії (рис. 1.17) також існує ринкова система, яка розділяє послуги на добу наперед, внутрішньодобові ринки та ринок

допоміжних послуг на основі цілей, кінцевих термінів і горизонтів торгів. Оператор системи передачі також має чітко визначену ринкову систему в допоміжних послугах, що розділяють резерв утримання частоти, резерв автоматичного відновлення частоти і резерв відновлення частоти вручну.

Цей тип чітко описаної ринкової системи має бути адаптований до рівня розподільної мережі та включений у структуру ЛЕР. Утім, перенести оптові ринки електроенергії у розподільні мережі непросто, оскільки вони розроблені для різних обсягів енергії та кількості учасників, а отже, потрібні додаткові дослідження для впровадження ринкової системи в розподільну мережу. У [68] наведено можливі рішення – описано структуру ЛЕР, яка, з одного боку, робить ставки на оптових ринках на добу наперед і внутрішньодобових ринках, а з боку споживачів має окремий двохетапний P2P ЛЕР. Можливо, можна брати участь в оптових ринках, але мати окремий ринковий механізм у розподільній мережі завдяки розподілу заявок через агрегатор або через іншого оператора ринку.

Нарешті, ринкова система також повинна забезпечувати уникнення операційних конфліктів між ОСП та ОСР. Це означає, наприклад, що гнучкість, пропонована у допоміжних службах, не повинна спричиняти або посилювати перевантаження в ЕМ. Таким чином, уникнення операційних конфліктів між ОСП та ОСР має бути невід’ємною частиною ринкової системи ЛЕР. Один зі способів, як це можна зробити, полягає у застосуванні обмеження для клірингу ринку, яке гарантує, що обсяг проданої енергії не порушуватиме обмежень мережі [93]. Інша можливість полягає у передаванні даних про обмеження потоку електроенергії між ОСП та ОСР, щоб ці обмеження можна було враховувати на ринках електроенергії [87].



Рис. 1.16 – Узагальнена схема структури, що містить кілька ЛЕР з різними можливостями та горизонтами торгів

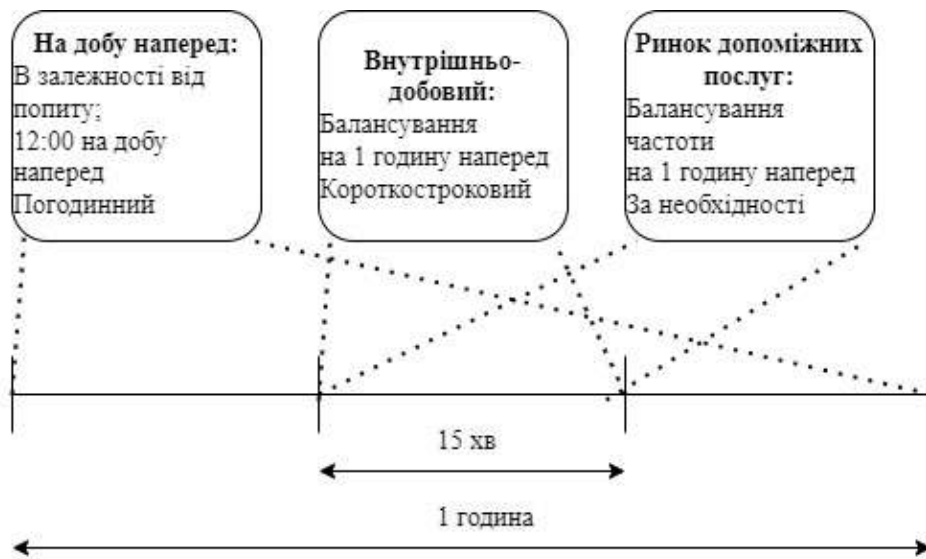


Рис. 1.17 – Приклад ринкової системи у межах кількох національних ринків електроенергії в Європі, де цілі, терміни та горизонти торгів створюють чітке розмежування між ринками

Усе зазначене вище свідчить про те, що ЛЕР є ефективним способом стимулювання розвитку РЕР та їх активної взаємодії в межах окремо взятих ЛЕС та взаємодії ЛЕС між собою.

1.3 Критерії оцінювання енергетичної ефективності та енергетичної результативності функціонування локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами

В умовах постійного зростання цін на основні види енергоресурсів особливої актуальності набувають питання енергозбереження та підвищення енергоефективності. Для вирішення цієї проблеми необхідно впроваджувати комплекс заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності, які матимуть позитивний вплив не лише на режими роботи ЛЕС, але і на зменшення платежів за енергоносіями.

Впровадження енергозберігаючих заходів має дати позитивні ефекти (табл. 1.7).

Таблиця 1.7 – Ефекти від впровадження енергозберігаючих заходів

Ефекти	Складові ефектів
Енергетичні	Поліпшення енергетичних характеристик
Економічні	Зниження частки паливно-енергетичних ресурсів у собівартості продукції, зростання (зокрема питома) продуктивності, товарообігу, виробництва послуг, підвищення капіталізації будівель
Ергономічні	Поліпшення умов праці, комфортності перебування, мікроклімату у навчальних, робочих і житлових приміщеннях
Екологічні	Скорочення одного або декількох впливів на навколишнє середовище (викиди в атмосферу, водні джерела, шум, відходи)
Фінансові	Зниження платежів за енергоресурси, економія і вивільнення бюджетних коштів (на оплату енергоресурсів), зниження сум оплати за ресурси, окупність заходів

В умовах дефіциту фінансування та браку коштів у власників будівлі на її модернізацію слід враховувати ефект від впроваджених заходів, які дадуть змогу обрати більш доцільний варіант не лише з фінансової точки зору, а й з таких аспектів, як енергетичний, економічний, ергономічний та екологічний.

У деяких випадках додаткові ефекти від заходів енергоресурсозбереження цілком можуть дати досить значні економічні та фінансові показники. Їх адекватна і професійна капіталізація, а також розроблення методів розрахунку кумулятивних, синергетичних ефектів є актуальним методологічним завданням прикладної економічної науки, особливо щодо зростання соціально-екологічних пріоритетів розвитку економіки.

Розрахунок ефективності капіталовкладень зазвичай не відповідав вимогам, які ставили інвестори. Використовувалися лише статичні методи розрахунку, які не враховували фактору часу, що є їх недоліком. Некоректно порівнювати проекти лише на основі первинних інвестицій в них, адже може виявитися, що за сумою витрат до повного зносу проект з меншими капітальними вкладеннями виявиться більш дорогим, а отже, менш вигідним.

Таким чином, економічні показники можна умовно поділити на дві групи: статичні та динамічні. Розглянемо деякі види методів оцінювання ефективності інвестиційних проектів.

Показники, що не передбачають використання процедури дисконтування, – це статичні, або прості, методи [14]. Їх зазвичай застосовують для зовнішньої демонстрації успішності того чи іншого проекту. Показники цієї групи у своїй формулі не враховують змін вартості грошей у часі. Цей показник (зміну вартості грошей) краще використовувати на початкових етапах оцінювання та відбирання інвестиційних проектів.

Відомі такі методи: метод розрахунку періоду окупності інвестицій (Payback Period – PP) і метод визначення рентабельності інвестицій (Accounting Rate of Return – ARR) [14].

Термін окупності – це період часу, за який початкові витрати на реалізацію проекту покриваються сумарними результатами (економією) від його здійснення. Економічний зміст цього показника полягає у тому, щоб показати термін, за який інвестор поверне назад вкладені гроші (капітал) [3]:

$$PP = \sum_{t=1}^n CF_t \geq I_0, \quad (1.1)$$

де CF – грошові потоки; I_0 – інвестиції; n – кількість періодів окупності інвестицій у проєкт.

Рентабельність інвестиційного проекту – це показник, що відображає прибутковість об'єкта інвестицій без урахування дисконтування. Цей показник використовують для порівняння різних альтернативних інвестиційних проектів. Чим вищий ARR, тим вища привабливість

розглядуваного проекту для інвестора. Зазвичай цей показник використовують для оцінювання наявних проектів, де можна дослідити і статистично оцінити ефективність створення грошового потоку конкретної інвестиції:

$$ARR = \frac{PN}{\frac{1}{2} \cdot (I+RI)}, \quad (1.2)$$

де PN – середньорічний прибуток (середній грошовий потік без амортизаційних відрахувань (чистий прибуток) об'єкта інвестицій за аналізований період); I – інвестиції (вартість інвестицій (витраченого капіталу) на початок періоду); RI – ліквідаційна вартість (вартість інвестицій на кінець періоду) [14].

Перевага статичних показників полягає у простоті розрахунку, до їх недоліків можна віднести складність прогнозування майбутніх грошових надходжень/доходів від проекту.

Динамічними називаються показники, які визначають на основі значень результатів за проектом протягом всього строку реалізації проекту.

Усі динамічні показники враховують фактор впливу часу, для їх розрахунку використовують техніку дисконтування. Важливим етапом цього методу є визначення ставки дисконту.

Виділяють такі динамічні показники:

- 1) чиста приведена вартість проекту (Net Present Value – NPV);
- 2) індекс рентабельності (прибутковості) інвестицій (Profitability Index – PI);
- 3) Savings-to-Investment Ratio (SIR) або Benefit-to-Cost Ratio (BCR);
- 4) мінімальна приваблива ставка дохідності (Minimum Acceptable Rate of Return – MARR);
- 5) внутрішня норма дохідності (Internal Rate of Return – IRR);
- 6) модель дисконтованого періоду окупності (DPP).

Зведена вартість проекту NPV являє собою суму чистої економії за весь розрахунковий період з урахуванням зміни вартості грошей. Цей показник

враховує не лише витрати протягом життєвого циклу проекту, а й ефект від реалізації заходів на його здійснення [14]:

$$NPV = -Inv + \sum_{i=1}^n \frac{(E_i - C_i)}{(1+r)^i}, \quad (1.3)$$

де n – кількість років у періоді; i – поточний рік; Inv – інвестиції у проект; E_i – економія за період; C_i – поточні витрати за період; r – норма дисконту.

Якщо $NPV > 0$, – грошовий потік проекту за конкретний термін покрив своїми надходженнями інвестиції й поточні витрати.

Якщо $NPV = 0$, – проект покрив інвестиції та поточні витрати й забезпечив мінімальний дохід.

Якщо $NPV < 0$, – проект у розглядуваний період не забезпечив навіть мінімального доходу, закладеного у ставці дисконтування, а можливо, не покрив навіть інвестиції й поточні витрати.

Основна перевага NPV полягає у тому, що всі розрахунки проводять на основі грошових потоків, а не чистих доходів. Окрім того, ефективність головного проекту можна оцінити, підсумувавши NPV його окремих підпроектів. Це вкрай важлива властивість, яка дає змогу використовувати NPV як основний критерій під час аналізу проекту.

Основним недоліком NPV є те, що її розрахунок вимагає детального прогнозу грошових потоків на термін життя проекту. Часто робиться припущення про постійність ставки дисконту.

Для порівняння проектів зі схожими показниками NPV застосовують індекс рентабельності. Індекс прибутковості PI – це процес прийняття рішень, який допомагає оцінити, чи продовжувати проект. Власне, індекс – це розрахунок потенційного прибутку пропонованого проекту. Індекс прибутковості розраховують діленням нинішньої вартості майбутніх грошових потоків, які будуть генеровані проектом, на початкову вартість проекту [14]:

$$PI = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_i}{(1+r)^i}}{I_0} = \frac{NPV}{I_0}, \quad (1.4)$$

де B – чистий дохід i -го року; n – кількість періодів експлуатації проекту; I_0 – інвестиції проекту; r – ставка дисконтування.

Якщо PI більший за 1, то проект має продовжуватися; якщо PI або коефіцієнт нижчий за 1, то від проекту слід відмовитись, а якщо PI дорівнює 1, то проект є беззбитковим [8].

Числові коефіцієнти BCR та SIR вказують на економічні показники інвестиції.

Коефіцієнт BCR використовують в аналізі витрат і вигід для узагальнення загальної залежності між відносними витратами та вигодами від запропонованого проекту. Його обчислюють як вигоди, але без урахування майбутніх неінвестиційних витрат, поділені на інвестиційні витрати. Критерій обчислення коефіцієнта BCR може бути використаний для демонстрації того, наскільки можливе збільшення витрат без перетворення проекту на економічно непривабливий:

$$BCR = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}}, \quad (1.5)$$

де B – витрати; C – вигоди.

Якщо коефіцієнт BCR проекту більший за 1,0, очікується, що проект забезпечить позитивну чисту поточну вартість для фірми та її інвесторів. Якщо BCR проекту менший за 1,0, витрати проекту перевищують вигоди і їх краще не враховувати [5].

Основна перевага критерію полягає у можливості швидкого з'ясування його значень, щоб оцінити вплив рівнів ризиків та непевностей на результати проекту.

Коефіцієнт SIR використовують, щоб визначити, чи виправдовує потенційна економія проекту початкові інвестиції. Його розраховують діленням прогнозованої економії енергетичних витрат на фінансовий термін на загальну встановлену вартість проекту, включаючи вартість обладнання, монтажу та фінансування:

$$SIR = \frac{PV_{AS}}{PV_I}, \quad (1.6)$$

де PV_{AS} – це економія; PV_I – інвестиційні витрати.

Коефіцієнт менше 1,0 вказує на неекономічні інвестиції. Коефіцієнт на рівні 1,0 означає інвестицію, вигоди чи економія якої дорівнює її витратам. Коефіцієнт більше 1,0 вказує на економічний проект [14].

Мінімальна приваблива ставка дохідності MARR – це така мінімальна норма віддачі на вкладений капітал (з урахуванням рівня ризику), яка може стимулювати інвесторів до відповідних фінансових вкладень. Ця ставка вказує нижню межу середньозваженої дохідності альтернативних інвестицій з близьким ступенем ризику; її можна застосовувати як процентну ставку для дисконтування:

$$MARR = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\text{ЧП}}{(1+q)^i} * m}{\sum_{i=1}^m \frac{IB}{(1+q)^i} * n}, \quad (1.7)$$

де IB – інвестиційні витрати; ЧП – середнє за період життєвого циклу інвестицій значення чистого інвестиційного прибутку; q – ставка дисконтування; n – кількість періодів життєвого циклу інвестицій; m – кількість періодів інвестування.

Коли проект буде запропонований, він має спочатку пройти попередній аналіз, щоб визначити, чи має він позитивну чисту приведену вартість з використанням ставки дисконтування. Мінімальна приваблива ставка дохідності MARR є цільовим показником для оцінювання інвестицій у проект. Оцінка рентабельності проекту на даному етапі проводиться шляхом створення схеми (діаграми) грошових потоків для проекту і переміщення всіх транзакцій на цій діаграмі в одну й ту саму точку з використанням MARR як процентної ставки. Якщо результуюче значення у цій точці дорівнює нулю або вище, тоді проект перейде до наступного етапу аналізу, інакше його слід відкинути. MARR зазвичай збільшується з підвищенням ризику. Найчастіше рівень перешкод дорівнює витратам компанії на капітал, який є поєднанням вартості власного капіталу та вартості боргу [14].

Внутрішня норма рентабельності IRR показує таку ставку дисконтування, за якої чистий дисконтований дохід дорівнює нулю [14]:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV(r_1)}{NPV(r_1) - NPV(r_2)} * (r_2 - r_1), \quad (1.8)$$

де r_1 – значення ставки дисконтування, за якого $NPV(r_1) > 0$; r_2 – значення ставки дисконтування, за якого $NPV(r_2) < 0$.

Значення коефіцієнта IRR оцінюють таким чином:

- якщо $IRR > MARR$, – вкладений в інвестиційний проект капітал буде створювати прибутковість вищу, ніж вартість вкладеного капіталу, такий проект інвестиційно привабливий;
- якщо $IRR = MARR$, – проект не принесе ні збитків, ні доходу в майбутньому періоді, такий проект не є привабливим;
- якщо $IRR < MARR$, – проект буде створювати негативний дисконтований грошовий потік у майбутньому.

Дисконтований термін окупності DPP відображає період, через який окупляться початкові інвестиційні витрати. Формула розрахунку DPP коефіцієнта подібна до формули оцінювання періоду окупності інвестицій PP, але з використанням дисконтування [14]:

$$DPP = \sum_{i=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I_0, \quad (1.9)$$

де CF – фінансові потоки, отримувані від реалізації інвестиційного проекту; r – ставка дисконтування; n – кількість періодів інвестування, I_0 – інвестиції.

Перевагою показника DPP є можливість використовувати у формулі властивість грошей змінювати свою вартість з часом за рахунок інфляційних процесів, що підвищує точність оцінки періоду повернення вкладеного капіталу. Недоліком показника є те, що його використання передбачає точне визначення майбутніх грошових надходжень від інвестиції та оцінювання ставки дисконтування. Утім, ставка може змінюватися на всьому життєвому циклі інвестиції через дії економічних, політичних, виробничих чинників.

Між показниками NPV, PI, IRR, MARR є тісний взаємозв'язок:

- якщо $NPV > 0$, то $IRR > MARR$, а $PI > 1$;

– якщо $NPV < 0$, то $IRR < MARR$, а $PI < 1$;

– якщо $NPV = 0$, то $IRR = MARR$, а $PI = 1$.

Зауважимо: для незалежних проектів використання і методу NPV, і IRR приводить до однакового результату про прийняття чи відхилення проектів, але якщо треба оцінити взаємовиключні проекти, особливо проекти з різними масштабами чи розподіленням грошових потоків у часі, треба використовувати метод NPV [14].

Метод розрахунку терміну окупності найбільш виправданий у випадку, коли інвестиції мають високий ступінь ризику – чим менший термін окупності, тим менш ризикованим є проект. Утім, цей метод має суттєвий недолік, який полягає в ігноруванні потоків грошових коштів, які витрачаються чи надходять після завершення періоду окупності.

Для визначення оптимальних параметрів складових ЛЕС використовують ряд економічних критеріїв. Часто функція витрат складається з комбінації таких факторів, як капітальні витрати, витрати на встановлення, технічне обслуговування, ремонти та ін. (табл. 1.8) [176].

Таблиця 1.8 – Економічні показники життєвого циклу

Indices	Remarks	Mathematical Equations
CRF	Capital recovery factor	$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
PW	Factor of payment present worth	$PW = C \times \sum_{k=0}^n \frac{1}{(1+i)^k}$
TLCC	Total life cycle cost	$TLCC(A_{WT}, A_{PV}, N_{BBS}) = \sum_{m=PV, WT, BBS} LCC_m$
LCC	Life cycle cost	$LCC = CC + MC$
LCC _{PV}	Life cycle cost of photovoltaic	$LCC_{PV} = CC_{PV} + MC_{PV}$ $CC_{PV} = A_{PV} \times C_{PV} \times CRF$ $MC_{PV} = C_{Mnt-PV} \times A_{PV}$
LCC _{WT}	Life cycle cost of wind turbine	$LCC_{WT} = CC_{WT} + MC_{WT}$ $CC_{WT} = A_{WT} \times C_{WT} \times CRF$ $MC_{WT} = C_{Mnt-WT} \times A_{WT} \times \sum_{k=0}^{19} \frac{1}{(1+i)^k} \times CRF$
LCC _{BAT}	Life cycle cost of battery	$LCC_{BAT} = CC_{BAT} + MC_{BAT}$ $CC_{BAT} = N_{BAT} \times PW_{BAT} \times CRF$ $MC_{BAT} = N_{BAT} \times C_{Mnt-BAT}$
LCC _{INV}	Life cycle cost of inverter	$LCC_{INV} = CC_{INV} + MC_{INV}$ $CC_{Conv/inv} = N_{Inv} \times PW_{Inv} \times CRF$ $MC_{Conv/Inv} = N_{Inv} \times C_{Inv}$

Використання коефіцієнтів оцінки інвестиційних проектів дозволяє зробити вибір найбільш привабливих об'єктів для вкладення грошових коштів. Ми розглянули як статистичні, так і динамічні методи оцінки на практиці – статистичні підходять для відображення загальної характеристики об'єкта, а динамічні дозволяють більш точно оцінити параметри інвестиції. У сучасній економіці використання цих показників ефективно протягом порівняно невеликого горизонту інвестування. Крім зовнішніх чинників, на оцінку впливають внутрішні – складність точного визначення майбутніх грошових надходжень від проекту. Показники більшою мірою відображають фінансовий опис життя інвестиції і не розкривають причинно-наслідкових зв'язків з одержуваними доходами (складно оцінити венчурні проекти і стартапи). Водночас простота розрахунків коефіцієнтів дозволяє вже на першому етапі аналізу виключити нерентабельні проекти.

Використання економічних показників оцінки інвестиційних проектів дозволяє вибрати найбільш привабливі об'єкти для вкладення грошових коштів. Аналіз показав, що є різні групи економічних показників. Кожна має свої переваги та недоліки, тому залежно від потреб інвестора доцільно обирати окремі групи економічних показників.

Є різноманітні способи розрахувати економічну доцільність та ефективність впровадження систем із РГ. Капітальні витрати на обладнання, витрати на експлуатацію і технічне обслуговування, а також витрати на паливо мають бути об'єднані певним чином, щоб можна було зробити порівняння між різними типами РГ. Одним із найбільш часто використовуваних показників є показник *levelized cost of energy (LCOE)*.

Для впровадження відповідних фінансових стимулів у процесі агрегування різнотипних джерел РГ у ЛЕС доцільно також оцінювати LCOE для визначення прибутку власників РГ під час реалізації електроенергії. Як видно з рис. 1.18, за останні 12 років показник LCOE для деяких типів РГ

зменшився майже у 10 разів, що було викликано значними інвестиціями у розвиток відповідних технологій генерування електричної енергії [95].

Table H.1 Total installed cost, capacity factor and LCOE trends by technology, 2010 and 2022

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2022 USD/kW)			(%)			(2022 USD/kWh)		
	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change
Bioenergy	2 904	2 162	-26%	72	72	1%	0.082	0.061	-25%
Geothermal	2 904	3 478	20%	87	85	-2%	0.053	0.056	6%
Hydropower	1 407	2 881	105%	44	46	4%	0.042	0.061	47%
Solar PV	5 124	876	-83%	14	17	23%	0.445	0.049	-89%
CSP	10 082	4 274	-58%	30	36	19%	0.380	0.118	-69%
Onshore wind	2 179	1 274	-42%	27	37	35%	0.107	0.033	-69%
Offshore wind	5 217	3 461	-34%	38	42	10%	0.197	0.081	-59%

Рис. 1.18 – Капітальні витрати, ККД та LCOE для деяких типів РГ

Більше того, слід звернути увагу на те, що кожна технологія характеризується певним діапазоном LCOE, який залежить від ряду факторів (рис. 1.19). Із цього можна зробити висновок, що точність визначення LCOE буде значним чином впливати на аналіз доцільності впровадження того чи іншого типу РГ у ЛЕС у кожному окремому випадку.

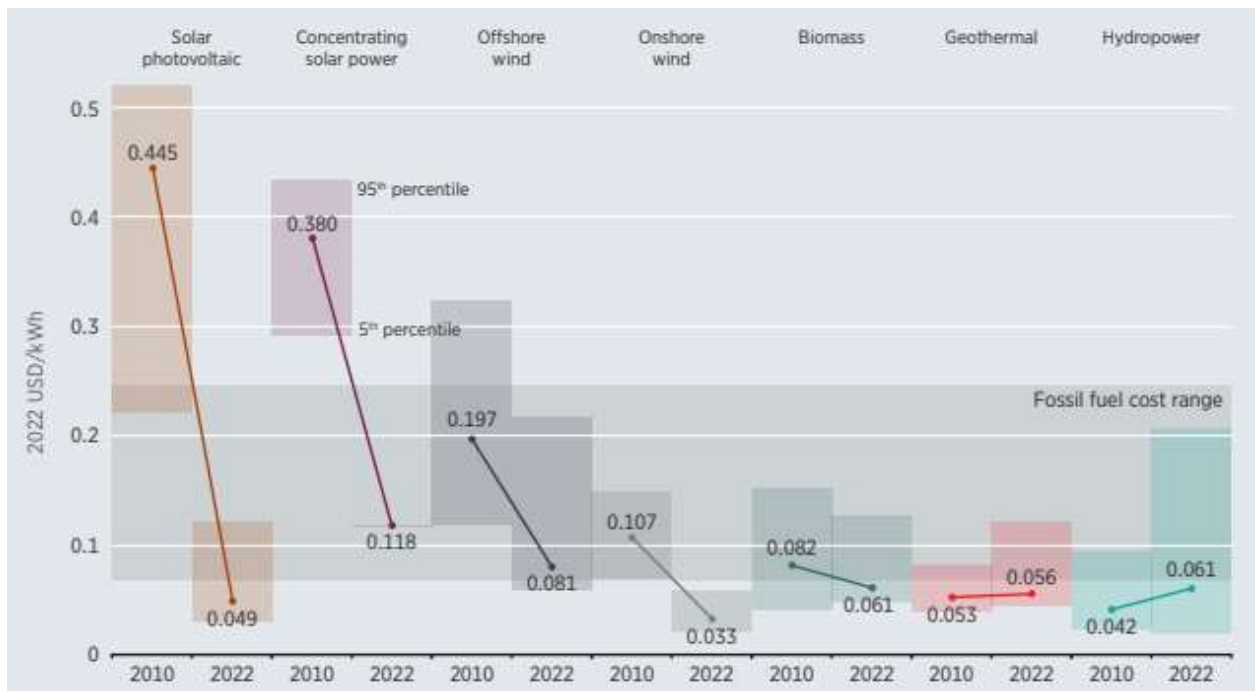


Рис. 1.19 – Глобальний LCOE від уведених в експлуатацію технологій ВДЕ у 2010 і 2022 роках

Показник LCOE є мірою витрат, який дає змогу порівняти різні методи генерування електроенергії. Це економічна оцінка середніх загальних витрат на будівництво та експлуатацію генерувального обладнання протягом усього терміну служби, поділена на загальну вироблену енергію активу протягом цього терміну служби. LCOE також можна розглядати як мінімальну вартість, за якою треба продавати електроенергію, щоб досягти беззбитковості протягом усього терміну експлуатації проекту. Метою LCOE є порівняння різних технологій (наприклад, вітрові електроустановки (ВЕУ), сонячні фотоелектричні установки (СФЕУ), СНЕ, дизель-генератори, паро-газові установки (ПГУ) та ін.) з різною тривалістю життєвого циклу, розміром проекту, різною вартістю капіталу, ризиком, прибутковістю та потужністю.

Загальний вираз для LCOE наведено у [94–95] – це, по суті, вартість життєвого циклу системи, поділена на виробництво енергії системою протягом усього терміну служби:

$$LCOE = \frac{\text{Lifecycle cost} (\$)}{\text{Lifetime energy production} (kWh)} \quad (1.10)$$

1.4 Методи оптимізації техніко-економічних характеристик локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами

Інтеграція джерел РГ є одним із важливих завдань ЛЕС (рис. 1.21), оскільки джерела РГ та СНЕ є конкурентними альтернативами для керування генеруванням у пікові години на ринку електричної енергії України.

Для забезпечення ефективної процедури агрегування РЕР, ІКТ повинні забезпечувати двосторонній зв'язок між зацікавленими суб'єктами, тобто «споживачами ↔ агрегатором і власниками РГ/САЕ ↔ агрегатором».

Для виконання завдання регулювання ціноутворення та виставлення рахунків у реальному часі повинні використовуватися Smart-системи моніторингу, котрі здатні забезпечити двосторонній потік інформації між означеними суб'єктами.

Є дві основні цілі ЛЕС щодо керування енергоресурсами, які мають бути враховані під час побудови відповідної системи моніторингу, – це можлива інтеграція джерел РГ та здатність системи накопичувати енергію (СНЕ) (рис. 1.20).

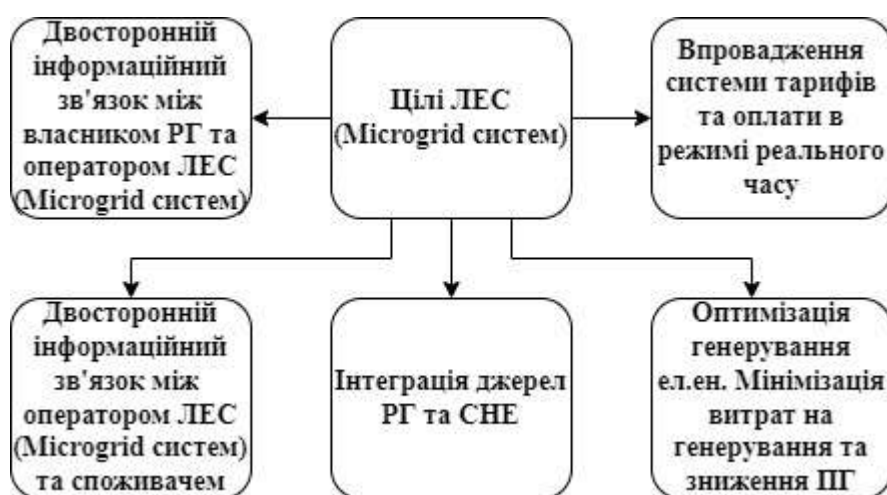


Рис. 1.20 – Основні цілі впровадження ЛЕС

Локальним електроенергетичним системам часто важко забезпечити гнучкість генерованої потужності через відсутність достатньої кількості керованих джерел генерування на основі НВДЕ. Ця перешкода зумовлена переривчастим характером навантажень і різнотипністю джерел РГ [96]. Щоб вирішити цю проблему, треба впровадити СК. Особливості таких СК для ЛЕС, описані в [97–104], дали змогу визначити загальні характеристики таких систем засновуючись на тому, що:

- СК для ЛЕС були класифіковані за чотирма категоріями на основі типу резервної системи живлення, включаючи невідновлювані джерела енергії, СНЕ, програми керування попитом (DSM) і гібридні системи.

- Дослідження моделювання СК для Microgrid були переглянуті з точки зору методів моделювання невизначеності, цільових функцій (ЦФ), обмежень і методів оптимізації.

- Проаналізовано результати моделювання для різнотипних ЛЕС.

Метою СК для ЛЕС є визначення оптимального способу використання джерел РГ для живлення навантажень всередині системи [105]. Така СК може працювати у двох режимах – централізованому (паралельно до загальної мережі) та децентралізованому (автономному).

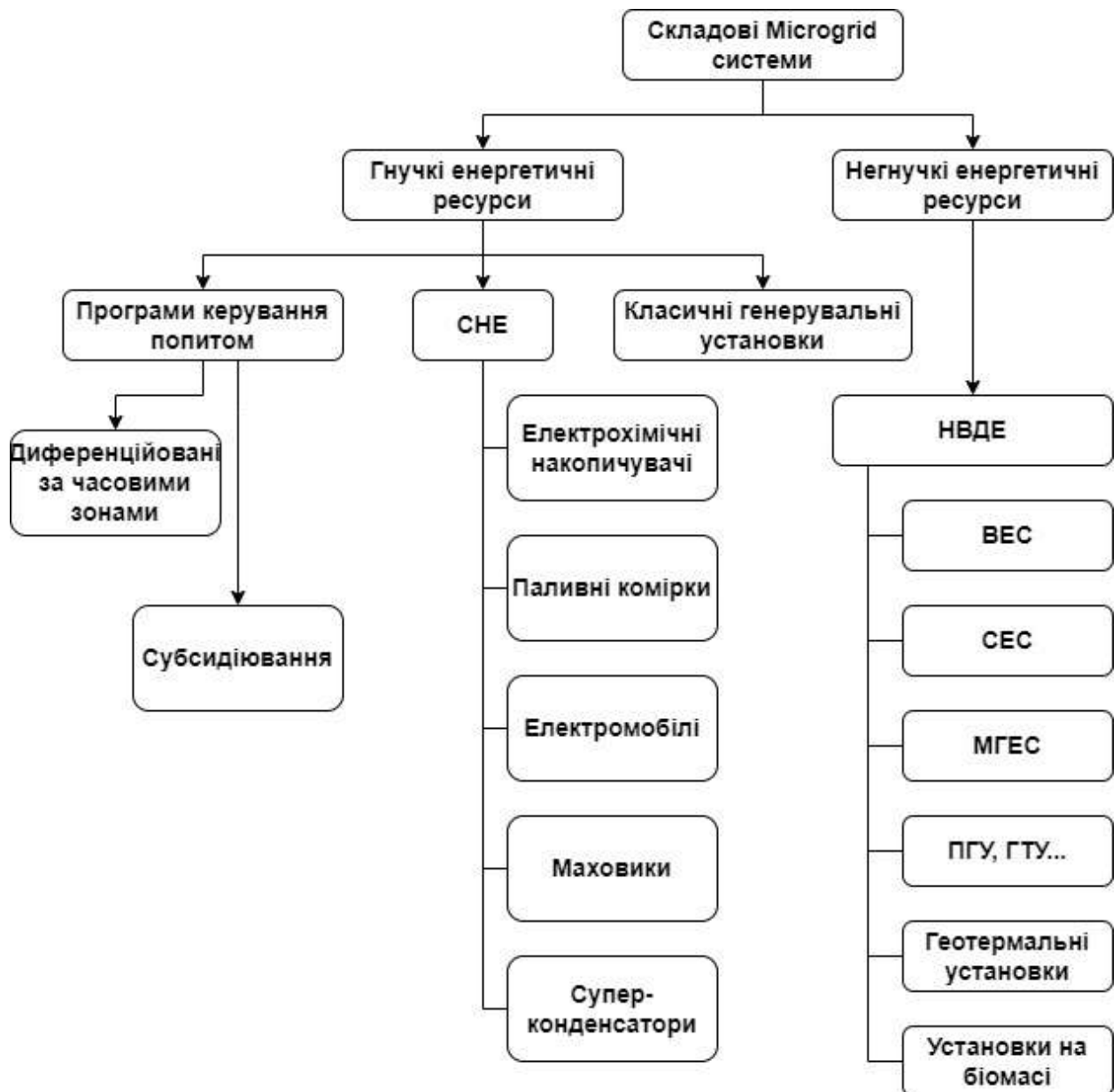


Рис. 1.21 – Складові ЛЕС

У централізованому режимі центральний контролер виконує завдання оптимізації обміну електроенергією мікромережі на основі ринкових цін і безпекових обмежень. У децентралізованому режимі джерела РГ і керовані навантаження мають більший ступінь свободи [106]. Як наслідок, компоненти ЛЕС вважаються інтелектуальними й намагаються максимізувати дохід від роботи ЛЕС, обмінюючись даними один з одним [107]. Первинним обов'язком такої СК як у централізованому, так і в децентралізованому режимі є забезпечення балансу генерування та споживання всередині ЛЕС [108]. Система керування не може узгодити генерацію та навантаження, коли

загальне навантаження перевищує максимальну встановлену потужність РГ [109] і немає інших джерел або механізмів стимулювання. Вирішенням цього недоліку може бути торгівля електроенергією з енергогенеруючими компаніями або іншими джерелами РГ, однак це зазвичай призводить до збільшення забруднення, витрат і необхідності вирішувати більш складну проблему узгодження режимів роботи різнотипних генерувальних установок [110]. Різноманітні допоміжні системи, такі як дизель-генератори, СНЕ та програми керування попитом (DSM) використовують для подолання невідповідності попиту і пропозиції в ЛЕС.

Відповідно до зазначеного СК для ЛЕС можна умовно поділити на чотири категорії:

1. Системи керування на основі невідновлюваних джерел генерування.
2. Системи керування на основі СНЕ.
3. Системи керування на основі програм керування попитом (DSM).
4. Гібридні СК.

Категорія 1: Системи керування на основі невідновлюваних джерел генерування.

У разі несправності або недоступності СНЕ рекомендується використовувати невідновлювані джерела енергії, включаючи дизель-генератори, мікротурбіни (МТ), ПГУ або газотурбінні установки (ГТУ) як резервні джерела живлення в ЛЕС. Дизель-генератори складаються з комбінації дизельного двигуна та електричного генератора. Ефективний вибір дизель-генератора залежить від різних факторів, таких як тип навантаження, вартість палива, вартість транспортування тощо [98].

Категорія 2: Системи керування на основі СНЕ.

Системи керування для ЛЕС стикаються з труднощами в керуванні відновлюваними джерелами енергії, такими як ВЕУ та СЕС. Ця проблема пов'язана зі змінним характером первинного енергоносія, який спричинений різницею між реальним і прогнозованим генеруванням електроенергії [111].

Одним зі способів для вирішення цієї проблеми є використання СНЕ [112]. У більшості випадків СНЕ підтримують баланс електроенергії між генеруванням і споживанням, зберігаючи енергію в непікові години за нижчої ціни й віддаючи її в години пік за більш високої ціни [113].

Категорія 3: Системи керування на основі програм керування попитом DSM.

Ще один спосіб збалансувати генерування і споживання в ЛЕС – використати програми DSM [114]. Усі дії, спрямовані на узгодження попиту на електричну енергію та пропозиції з генерування шляхом зміни часу та/або форми графіків навантажень споживачів, називають програмами керування попитом (DSM) [115]. Після лібералізації ринку електроенергії програми DSM можна умовно поділити на такі дві категорії [116]:

- енергоефективність зменшує споживання на стороні споживача за рахунок підвищення ефективності споживання електричної енергії;

- реагування на попит (DR) змінює графік споживання кінцевими споживачами порівняно з їхнім звичайним графіком споживанням у відповідь на зміни ціни на електроенергію або стимулювальні виплати, спрямовані на зменшення споживання в пікові години або коли надійність системи під загрозою [117].

Невизначеності в роботі джерел РГ і коливання цін на електроенергію неможливо збалансувати лише програмами підвищення енергоефективності. Як наслідок, особлива увага приділяється програмам реагування на попит (DR) у ЛЕС, і тому важливо визначати вплив різних програм DR на СК в різнотипних ЛЕС.

Програми реагування на попит DR поділяють на дві групи: програми на основі цінових моделей та програми DR на основі стимулювання (субсидій, ініціатив та ін.) [118, 119].

Категорія 4: Гібридні СК.

Гібридні СК для ЛЕС являють собою комбінацію згаданих вище категорій.

У [120] розглянуто комбіновану систему з РГ, СНЕ та програмою реагування на попит (DR) у ЛЕС, яка зменшує навантаження за наявності ризиків безпеки. Одночасну реалізацію СНЕ і програм реагування на попит (DR) розглянуто у [109]. Також різні комбінації ЛЕС та СК для них розглянуто у [118, 121–124].

Таким чином, можна зробити висновок, що проблема узгодження режимів роботи різнотипних РЕР та режими роботи споживачів (зокрема графіки навантаження) є комплексною і потребує уніфікованого підходу, котрий дав би змогу врахувати особливості усіх елементів зазначених систем.

Процес агрегування джерел РГ вимагає трьох основних компонентів [125]:

- 1) *комунікаційна програмна платформа;*
- 2) *апаратна комунікаційна платформа;*
- 3) *обладнання джерел РГ.*

Енергопостачальна компанія або третя сторона керує своєю програмою агрегування джерел РГ через платформу Distributed Energy Resources Management System (DERMS). Платформа DERMS, яка має доступ до інформації щодо стану мережі, надсилає ринкові сигнали агрегатору, а також окремим джерелам РГ у системі. Потім агрегатор надсилає команди власникам джерел РГ для реагування на запит DERMS. Агрегатор збирає дані про режими роботи окремих джерел РГ і надсилає ці дані назад до енергопостачальної компанії через DERMS. Крім того, окремий власник РГ, який бере участь у процедурі агрегування, відповідає на запит DERMS на основі пріоритетів окремого споживача від конкретного джерела РГ. Потім системні дані передаються назад до DERMS, й енергопостачальна компанія компенсує покриття небалансів агрегатору та іншим відповідним клієнтам власників джерел РГ на основі профілю роботи системи.

Платформа DERMS відрізняється від систем енергетичного менеджменту ЛЕС тим, що вона пов'язана з керуванням великою кількістю джерел РГ (переважно фотоелектричних систем та СНЕ), розгорнутих по всій розподільній мережі, і не має меж або можливостей для планової роботи відокремлено (автономно) від загальної мережі; це контроль агрегованими джерелами РГ, які функціонують як одна система.

Метою DERMS є агрегування та диспетчеризація кількох джерел РГ, координація їх роботи в розподільній мережі та оптимізація їх режимів. Зі збільшенням частки РГ у балансі генерувальних потужностей енергосистеми, агрегування джерел РГ стає ефективним способом інтеграції різнотипних джерел РГ у процеси, пов'язані з плануванням та експлуатацією систем передачі та розподілу електричної енергії. Платформа DERMS має реалізовувати конкретні задачі, навіть якщо до них належить лише моніторинг роботи РГ та СНЕ і фізичних сигналів, які надсилаються від/до ОСП та ОСР. DERMS має бути реалізована в певному апаратному забезпеченні та міститися у чітко визначеному місці, разом з агрегатором, або як окремий об'єкт між системою передачі та розподілу, доповненням або невід'ємною частиною розосередженої системи керування (DMS). Платформа DERMS може мати кілька компонентів, але при цьому це повністю самостійна система.

Інтеграція та агрегація джерел РГ створює потребу в розподілених системах керування енергетичними ресурсами (DERMS). Агрегування джерел РГ є ефективним підходом до інтеграції РГ у планування та експлуатацію систем передачі та розподілу.

DERMS – це платформа для агрегування та керування РЕР як групою ресурсів у межах визначеної юрисдикції. Платформа DERMS агрегує та диспетчеризує декілька РЕР, координує їх роботу в розподільній мережі та оптимізує їх вихід.

Платформа DERMS є відносно новою концепцією. Її цілі та функції складаються з організації, керування, оптимізації та контролю ресурсів РГ

через агрегування джерел РГ на рівні підстанції, фідерного рівня, за типами генерації, потужностями, коефіцієнтами відгуку або іншими характеристиками.

Платформа DERMS пропонує інтелектуальний спосіб керування реагуванням на попит, децентралізованою генерацією, децентралізованим накопиченням енергії та активацією віртуальних електростанцій. Це ключовий засіб для розгортання розподілених генерувальних установок, систем зберігання та навантажень, який відіграє важливу роль в інтеграції РЕР в енергетичні ринки та забезпеченні гнучкості.

Типові програми DERMS надійні та масштабовані, з можливістю підтримки мільйонів кінцевих точок РГ. Це також дозволяє групувати активи РГ, щоб максимізувати цінність РГ для мережі шляхом продажу на ринках енергії та/або потужності. Це допомагає об'єднати РГ будь-якого розміру та технології у віртуальну електростанцію (VPP).

Порівняємо основні функції контролера ЛЕС із платформою DERMS (табл. 1.9).

Таблиця 1.9 – Основні функції: контролер ЛЕС (IEEE 2030.7™) та платформа DERMS (IEEE p2030.11)

Основні функції							
Контролер ЛЕС				Платформа DERMS			
Розподільна мережа				Електрична мережа – передача/розподіл			
Система керування ЛЕС	3-й рівень	<ul style="list-style-type: none"> • Інтерфейс оператора. • Мережа/ринок 	<ul style="list-style-type: none"> • SCADA системи • Оптимальна диспетчеризація 	DMS, TSO, ISO	3-й рівень	<ul style="list-style-type: none"> • Інтерфейс оператора. • Мережа/ринок 	<ul style="list-style-type: none"> • SCADA системи. • Оптимальна диспетчеризація
	2-й рівень	Передача (підключення /відключення)		Система керування DERMS	2-й рівень	<ul style="list-style-type: none"> • Агрегування. • Моніторинг. • Функціонування 	
	1-й рівень	<ul style="list-style-type: none"> • Керування напругою та частотою. • Керування реактивною потужністю 	Специфічне приладове забезпечення	Система керування РГ	1-й рівень	<ul style="list-style-type: none"> • Керування напругою та частотою. • Керування реактивною потужністю 	Специфічне приладове забезпечення
Елементи та компоненти ЛЕС				Різноманітні джерела РГ та розосереджені енергетичні ресурси			

Розосереджені енергетичні ресурси у формі генерації, включаючи НВДЕ, системи накопичення та реагування на попит, окремо або сукупно можуть надавати послуги ЕМ.

Роль DERMS полягає у наданні цих послуг через агрегацію РЕР. Платформа DERMS може надавати описані послуги двома основними рівнями:

1. До послуг рівня системи розподілу належать:
 - забезпечення електричної потужності та енергії;
 - підтримка рівня напруги та послуги з компенсації реактивної потужності;
 - підтримка мережі для підвищення експлуатаційної надійності;
 - внесок у стійкість енергосистеми.

2. До послуг рівня системи передачі (ОСП, ОСР та балансуєчий орган) належать:

- забезпечення генерування енергії;
- забезпечення електричної потужності;
- регулювання частоти;
- підтримання частоти;
- підтримання рівня напруги та послуги з компенсації реактивної потужності;
- синхронний/несинхронний резерв потужності;
- послуги із приєднання;
- резервні потужності.

Стандарти для підключення джерел РГ до розподільної мережі, мікромережових контролерів і DERMS є важливими для всебічного уявлення про технічні аспекти інтеграції РГ в мережу та експлуатаційні аспекти для забезпечення підтримки передачі та розподілу й участі на ринках. Це такі стандарти:

- IEEE 1547-2003™ – interconnection for DG – enabled growth of solar
- IEEE 1547-2018™ – communications and ride-through to enable aggregation;
- IEEE 2030.7™ – microgrid controllers – aggregation of DG, storage and loads – dispatch functions;
- IEEE P2030.11 – DERMS – aggregation and control – dispatch functions.

Ці стандарти мають перехресні посилання і структуровані для використання комунальними підприємствами, власниками/операторами мікромереж, сторонніми агрегаторами, постачальниками та регуляторами для встановлення та експлуатації джерел РГ.

Ключовим визначальним компонентом системи керування ЛЕС є її контролер, який керує всіма аспектами роботи мікромережі в точці підключення до розподільної мережі як у стаціонарному, так і в перехідному режимах.

Основні функції, які є спільними для всіх контролерів ЛЕС, незалежно від топології, конфігурації чи юрисдикції, визначають ЛЕС як систему, яка керує собою, може працювати автономно або підключена до мережі, а також підключається до основної розподільчої мережі та від'єднується від неї для обміну живлення та постачання допоміжних послуг.

Як показано у табл. 1.9, дві основні функції контролера мікромережі, як того вимагає стандарт IEEE Std.2030.7–2017™, такі:

1. Функція диспетчеризації, яка визначає задане значення потужності РГ і контрольованих навантажень у паралельному й автономному режимах роботи.
2. Функція переходу, яка визначає роботу контролера під час переходу від паралельної до мережі роботи до автономного режиму і повторного підключення.

Робота таких систем має бути повністю інформатизована завдяки впровадженню відповідної системи моніторингу (рис. 1.22). У звичайних системах моніторингу виконують вимірювання, з аналізом або без нього,

технологічних параметрів, а економічні розрахунки роблять окремо і здебільшого незалежно.

На сьогодні розроблено два основних підходи щодо залучення споживачів до керування навантаженням: *неявне керування попитом* (implicit demand response, price-based demand response), основане на застосуванні різних видів диференційованих за часом тарифів на електроенергію або поведінкових стимулів, та *явне керування попитом* (explicit demand response, incentive-based demand response, event-based demand response), що передбачає безпосереднє керування навантаженням споживача.

Для оптимального функціонування Microgrid на першому етапі важливо забезпечити баланс попиту і пропозиції з використанням (формуванням) відповідних функцій попиту і пропозицій, а також створення сучасних інноваційних бізнес-моделей Microgrid. Наприклад, у [126] два основних нових гравці представлені бізнес-моделлю E+ для досягнення цілі оптимізації енергопроцесів у Microgrid: просюмер та агрегований менеджер активного споживача (Aggregated Prosumers' Manager – APM). Просюмери є фізичними або юридичними особами, здатними створювати різні договірні відносини з APM, Distribution System Operator (DSO) або Commercial Aggregator (CA). APM може взаємодіяти з іншими агентами в електроенергетичній системі, тісно співпрацює з DSO для керування та оптимізування роботи розподільної мережі, пропонуючи допоміжні послуги, що стосуються якості мережі або реактивної потужності компенсації.

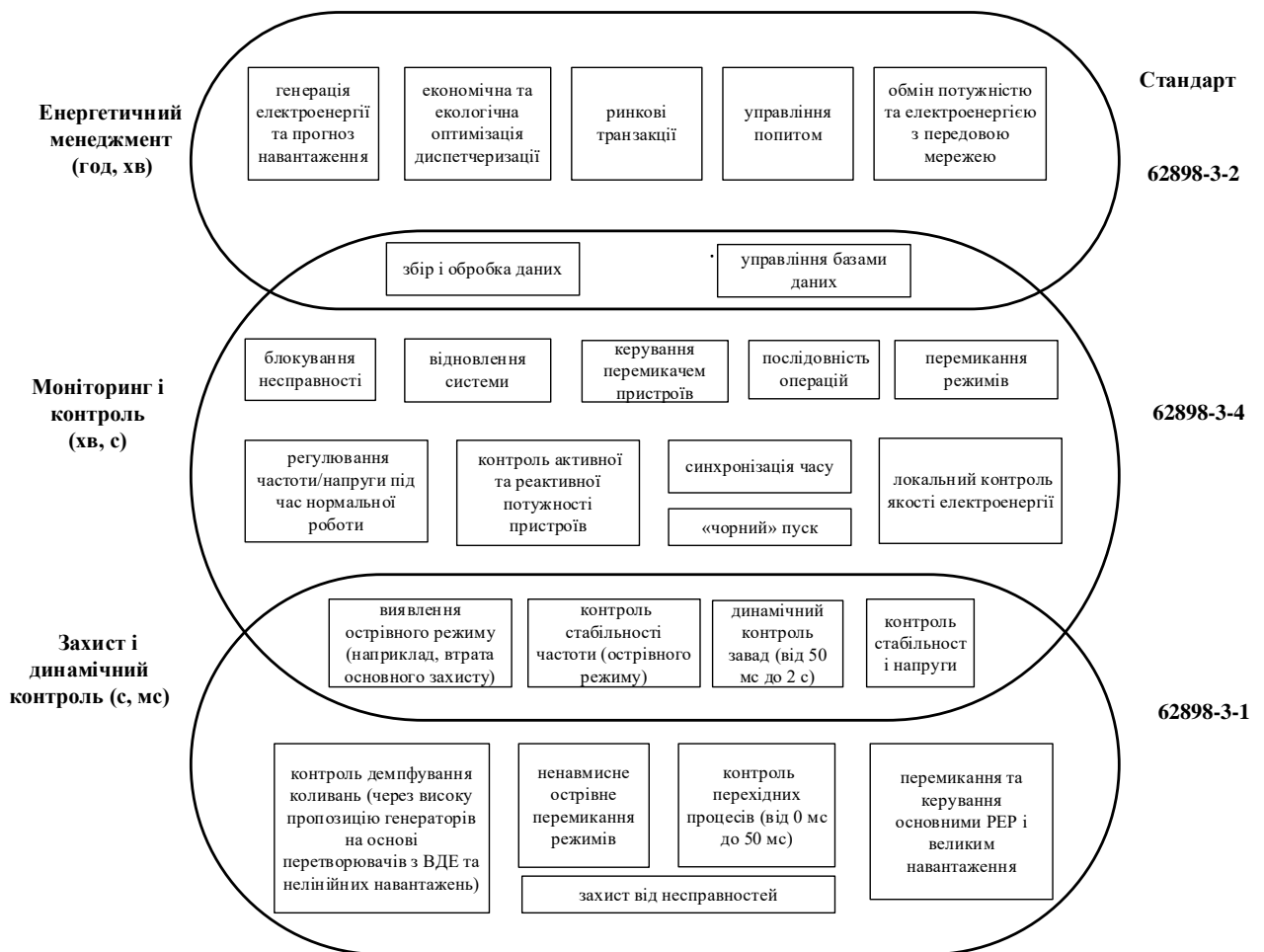


Рис. 1.22 – Блок-схема наявних європейських стандартів у галузі систем енергетичного менеджменту та моніторингу енергетичних систем

Блок-схему енерготрейдингу на основі Smart-контрактів подано у [127]. Описана система містить технічну інфраструктуру, яка використовує технологію «distributed ledger technology» (DLT) і смарт-контракт як послугу через структуру обслуговування користувачів. Платформа інтелектуальної торгівлі енергією містить набір однорангових вузлів або вузлів, де кожний одноранговий пристрій підтримує копію реєстра для підтримки узгодженості технології розподіленого реєстра.

Система моніторингу записує та зберігає всі зміни, що виникають у масиві даних. Масив даних розглядається як незалежна база даних, яка зберігає дані, пов'язані із транзакціями торгівлі енергією, а також використовується для аналітики даних. Крім того, така система також надає функціональні можливості RESTfull API, щоб надавати серверні послуги

клієнтській програмі зовнішньої торгівлі енергією. Кожний учасник перед здійсненням транзакції з торгівлі енергією всередині ЛЕС має бути зареєстрований за допомогою менеджера ідентифікації. Подібним чином учасники – просюмер, споживач та енергопостачальна компанія – можуть здійснити операцію енерготрейдингу, продавши надлишок енергії з РГ або накопичувачів енергії. Після цього дані про споживання енергії аналізують та використовують у межах укладеного Smart-контракту для здійснення торгівлі енергією в режимі реального часу та на добу наперед. Проаналізовані дані також використовує модель машинного навчання для прогнозування майбутнього попиту на електричну енергію всередині ЛЕС.

У віртуальній електростанції (VPP) група розосереджених генераторів матиме таку саму спостережуваність, керованість і функціональність на ринку, як звичайні електростанції. Віртуальна електростанція – це агрегатний потенціал багатьох різних локальних РЕР, який створює єдиний операційний профіль з поєднання параметрів, що характеризують кожний розосереджений генератор і може включати вплив мережі на сукупний обсяг виробництва електроенергії. Віртуальна електростанція є гнучким поданням сукупності локальних генерувальних систем, які можуть пропонувати свої послуги системному оператору. Важливою особливістю побудови систем моніторингу для VPP є необхідність синхронізації вимірювань (рис. 1.23) [128].

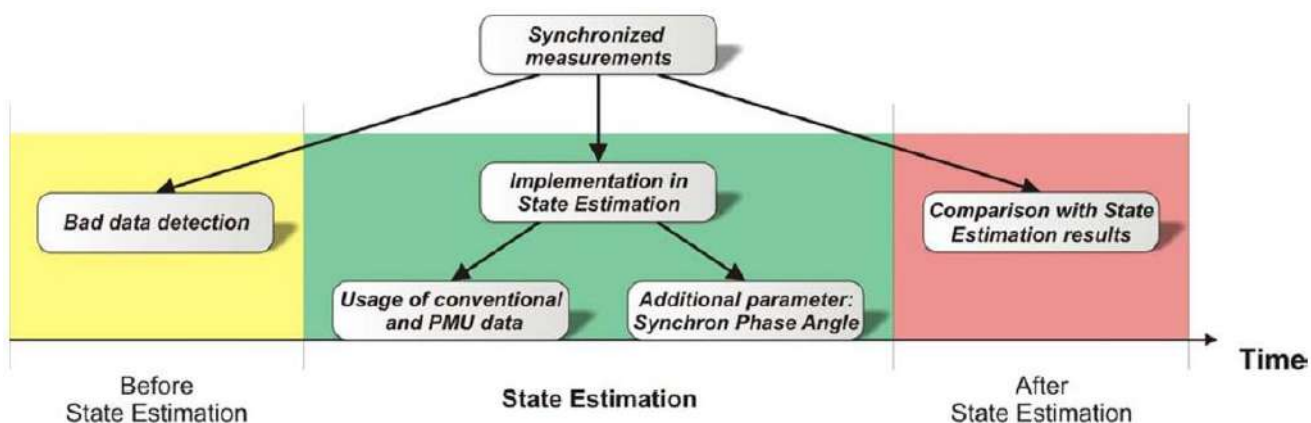


Рис. 1.23 – Модель синхронізованих вимірювань у межах системи моніторингу для VPP

1.5 Ієрархічна модель функціонування локальних електроенергетичних систем із різнотипними розосередженими енергетичними ресурсами

Основна перевага ЛЕС у межах ЛЕР полягає у можливості взаємодії з активним споживачем та використання програм керування попитом DR як PEP, тому надалі у цьому дослідженні буде вирішуватися завдання забезпечення оптимальної взаємодії PEP на рівні ЛЕС.

Локальні електроенергетичні системи створюють переважно для забезпечення стійкої та надійної роботи критичних інфраструктурних об'єктів. Вони можуть надавати послуги мережі, але в основному зосереджуються на обслуговуванні споживачів у своїх межах, оскільки є повністю локальними системами. Агреговані джерела РГ, утім, не живлять окремих навантажень, а надають послуги системам розподілу і передачі та беруть участь у роботі ринків електроенергії. Оператори системи розподілу/регулювальні органи мають брати участь у визначенні операцій приєднання/інтеграції джерел РГ у ЛЕС чи їх агрегуванні.

Сучасні архітектури ЛЕС повинні відповідати моделі архітектури Smart Grid (SGAM), яка складається із трьох вимірів: домени, зони і рівні сумісності (рис. 1.24). Її зосереджено на сумісності архітектур розумних мереж через моделювання електричних з'єднань, інформаційних потоків і комунікаційних технологій між фізичними компонентами та програмними додатками, враховуючи нормативні та бізнес-обмеження. Усі важливі аспекти інтелектуальної мережі подані на п'яти рівнях сумісності: компонентному, комунікаційному, інформаційному, функціональному та бізнес-рівні. Горизонтальна вісь SGAM структурована на п'ять доменів. Вона складається із традиційних елементів у ланцюжку постачання енергії: генерації, передачі та розподілу, а також двох досить децентралізованих доменів, PEP і Customer Premise. Останній домен включає промислових, комерційних і житлових споживачів. Третій вимір подає ієрархічні зони керування енергосистемою в

інтелектуальній мережі, він включає процес (перетворення енергії та залучене фізичне обладнання), поле (обладнання для захисту, контролю та моніторингу енергетичної системи), станцію (рівень площинної агрегації для рівня поля), експлуатацію (операцію керування енергосистемою), підприємство (комерційні та організаційні процеси, послуги та інфраструктури), і ринок (можливі ринкові операції) [2, 5].

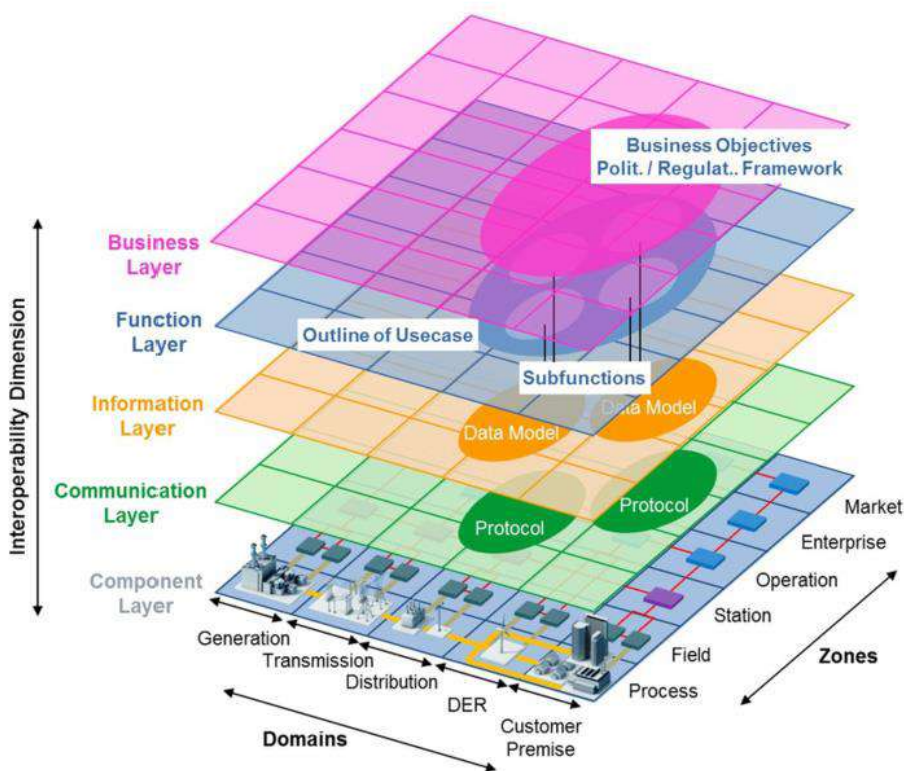


Рис. 1.24 – Основні модель архітектури Smart Grid (SGAM) [2]

Архітектури, описані у [7] (рис. 1.25), є різноманітними у технічних і бізнес-процесах і представлені в одній моделі Microgrid з величезною кількістю елементів, які мають різні призначення й технологічну базу.

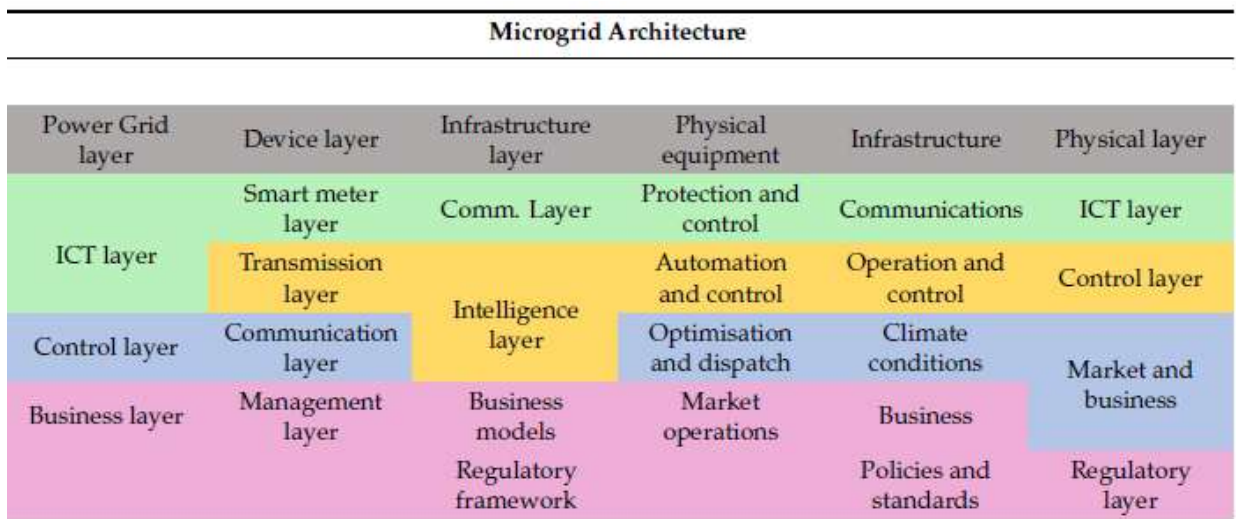


Рис. 1.25 – Основні моделі архітектур ЛЕС

Відповідно до описаної архітектури ЛЕС ієрархічно в ЛЕС можна розглянути два рівні (рис. 1.26):

1. Рівень розосереджених енергетичних ресурсів як елемента ЛЕС/Microgrid (найнижчий рівень).
2. Рівень ЛЕС/Microgrid.



Рис. 1.26 – Основні моделі архітектур ЛЕС [7]

Грунтуючись на такій ієрархічній структурі можна виділити три основних рівні взаємодії в ЛЕС (рис 1.27):

1. Взаємодія на рівні технологічних установок PEP між собою та з агрегатором/оператором ЛЕС.

2. Взаємодія різнотипних ЛЕС між собою.
3. Взаємодія різнотипних ЛЕС з ОСР на рівні ЛЕР.

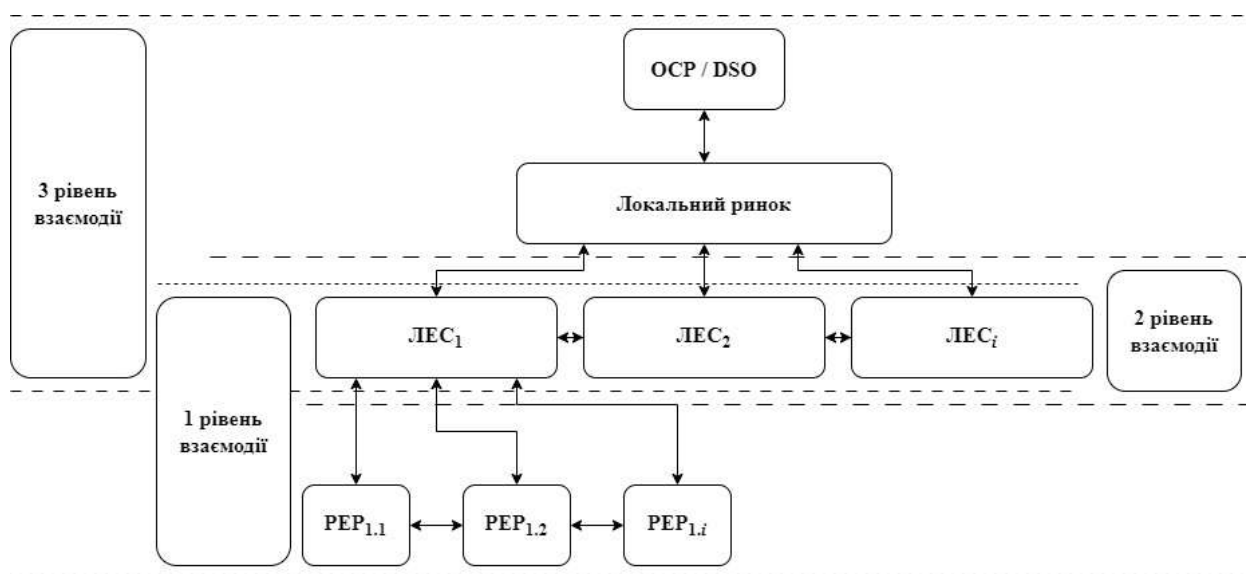


Рис. 1.27 – Рівні взаємодії РЕР

З огляду на можливі рівні взаємодії, вирішення проблеми забезпечення ефективної взаємодії різнотипних джерел РГ та СНЕ у ЛЕС зводиться до побудови моделі, для якої потрібно розробити відповідну систему моніторингу, критерії для агрегування і методології агрегування та інтеграції з ЕМ ОЕС України. Згідно із зазначеним можна сформулювати структуру досліджень, як показано на рис. 1.28.



Рис. 1.28 – Рівні взаємодії РЕР

Для вирішення окресленої проблеми слід виконати такі задачі:

- Оптимізувати режими функціонування РЕР та їх взаємодію у ЛЕС через впровадження моделей просторової візуалізації та інших моделей оцінювання ефективності їх функціонування.
- Оптимізувати режими функціонування ЛЕС із РЕР на основі моделей оцінювання ефективності їх функціонування та реагування на програми керування попитом.
- Розробити метод коригування ціни під час динамічної тарифікації, котрий би враховував наявну пропозицію з генерування в кожний окремий момент часу у межах ЛЕС із РЕР.

- Розробити моделі оптимальної взаємодії ЛЕС із РЕР із централізованими електроенергетичними системами через ОСР, які дадуть змогу знайти оптимальні профілі стратегій взаємодії елементів системи у вигляді формалізованої гри.

- Розробити модель, яка спонукає до оптимальної взаємодії РЕР з агрегатором ЛЕС з урахуванням особливостей функціонування та ефективності взаємодії складових елементів означених систем.

- Розвивати науково-методичні основи підвищення ефективності взаємодії РЕР у ЛЕС.

Висновки до розділу 1

1. На основі проведеного аналізу визначено основні технологічні тренди розвитку енергетичної галузі в Україні та світі. Виявлено, що основним трендом є розвиток і впровадження в ЕМ енергосистем РЕР на основі НВДЕ та систем накопичення електричної енергії. Детальний аналіз дав змогу виокремити елементи ЛЕС такі, як активні споживачі та віртуальні електростанції. Визначено наявне підґрунтя для забезпечення взаємодії різнотипних РЕР завдяки запровадженню локальних ринків електричної енергії та систематизовано основні вимоги до їх учасників.

2. Проведений аналіз критеріїв оцінювання енергетичної ефективності та енергетичної результативності функціонування ЛЕС із РЕР дав змогу визначити складові для проведення економічного аналізу означених систем.

3. Проведена класифікація системи керування ЛЕС дала змогу визначити основні напрями роботи систем керування ЛЕС та окреслила напрями підвищення ефективності взаємодії різнотипних джерел РГ та систем накопичення енергії.

4. На основі аналізу структури ЛЕС у межах моделі архітектури Smart Grid (SGAM) сформовано ієрархічну модель функціонування ЛЕС із різнотипними розосередженими енергетичними ресурсами. Така ієрархічна модель має три рівні взаємодії: рівень взаємодії РЕР з агрегатором ЛЕС та між собою, рівень взаємодії ЛЕС між собою та рівень взаємодії ЛЕС з ОЕС України через операторів систем розподілу. Визначено структуру дослідження, де згідно з ієрархічною моделлю взаємодії РЕР потрібно вирішити завдання оптимізації режимів функціонування РЕР та їх взаємодії між собою, вирішити завдання оптимальної взаємодії РЕР з агрегатором ЛЕС, вирішити завдання оптимізації режимів функціонування ЛЕС із РЕР, вирішити завдання оптимальної взаємодії ЛЕС з ОЕС України через операторів систем розподілу.

РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА ТА ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

2.1 Активний споживач та оптимальні моделі його функціонування як розосередженого енергетичного ресурсу у межах локальних електроенергетичних систем

Реалізація стратегії активного споживача передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі. З метою оптимізації таких режимів створено модель поведінки активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання, при цьому оцінка оптимальності побудови стратегії поведінки активного споживача із джерелами РГ потребує критеріїв, які б характеризували відповідність поставленим вимогам. Традиційний підхід до оцінювання правильності конфігурації потужностей різнотипних джерел РГ полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації АС.

Балансова надійність – це здатність енергосистеми забезпечувати сумарний попит на електричну енергію нормативної якості споживачів у кожний момент часу з урахуванням планових та очікуваних позапланових відключень елементів енергосистеми та обмежень на поставки енергоносіїв [129]. З урахуванням вимоги забезпечення балансової надійності слід розглядати такі характеристики ЛЕС, як генерувальні потужності РЕР і попит на споживану потужність.

Загалом можна розглядати баланс потужності та баланс енергії, хоча ці фізичні величини пов'язані. Тут на перший план виходять показники забезпечення попиту. Утім, під час оцінювання економічних показників АС із джерелами РГ потрібно зважати також на раціональне використання виробленої енергії.

Зазначимо, що індекси ефективності енергосистеми мають стосуватися режимів, за яких можливою є недостатня потужність генерації (втрата навантаження чи споживання) та коли генерація є надлишковою (втрата енергії).

Режим точної відповідності, або нульового небалансу, теоретично має нульову імовірність як точкова подія, проте може мати цілком протяжну тривалість у разі застосування акумулювальних та допоміжних маневрових потужностей, що забезпечують коливання небалансу у заданих межах.

Виникає завдання уточнити оптимізаційні задачі залежно від ролі та функцій навантажень: вимоги до графіків електрогенерації та електроспоживання (режимів роботи), їх характеристики й показники як елементи оптимізації.

Формування оптимізаційної задачі для АС має враховувати такі режими його функціонування:

- власне споживання (автономна робота, DSM);
- продаж електроенергії у централізовану систему;
- участь у програмах керування попитом (DSM).

Під час формулювання задачі оптимізації слід враховувати, що як критерії застосовують економічні та технічні складові, а як обмеження – соціальні та екологічні обмеження (наприклад, екологічна прийнятність чи затребуваність).

Сформулюємо можливі варіанти балансу миттєвих потужностей для моделі АС «СЕС-СНЕ-М-С» з виділенням миттєвих потужностей сонячної батареї $p_{СБ}(t)$, акумуляторної батареї $p_{АБ}(t)$, централізованої мережі $p_{М}(t)$ та власне навантажень активного споживача $p_{Н}(t)$:

$$1) p_{СБ}(t) + p_{М}(t) + p_{АБ}(t) = p_{Н}(t);$$

$$2) p_{СБ}(t) + p_{М}(t) - p_{АБ}(t) = p_{Н}(t);$$

$$3) p_{СБ}(t) - p_{М}(t) + p_{АБ}(t) = p_{Н}(t);$$

$$4) p_{\text{СБ}}(t) - p_{\text{М}}(t) - p_{\text{АБ}}(t) = p_{\text{Н}}(t).$$

Зі співвідношень 1) – 4) надалі можуть бути отримані баланси потужностей під час відбору потужності від одного генератора (співвідношення 5) – 7)), а також під час роботи групи із двох генераторів (співвідношення 8) – 11)):

$$5) p_{\text{СБ}}(t) = p_{\text{Н}}(t);$$

$$6) p_{\text{М}}(t) = p_{\text{Н}}(t);$$

$$7) p_{\text{АБ}}(t) = p_{\text{Н}}(t);$$

$$8) p_{\text{СБ}}(t) + p_{\text{М}}(t) = p_{\text{Н}}(t);$$

$$9) p_{\text{СБ}}(t) - p_{\text{АБ}}(t) = p_{\text{Н}}(t);$$

$$10) p_{\text{СБ}}(t) + p_{\text{АБ}}(t) = p_{\text{Н}}(t);$$

$$11) p_{\text{СБ}}(t) - p_{\text{М}}(t) = p_{\text{Н}}(t).$$

Знак «+» перед $p_{\text{М}}(t)$ означає, що миттєві потужності від централізованої мережі додаються до миттєвих потужностей, які виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача.

Знак «-» перед $p_{\text{М}}(t)$ означає, що миттєві потужності від централізованої мережі віднімаються від миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача.

Знак «+» перед $p_{\text{АБ}}(t)$ означає, що миттєві потужності від акумуляторної батареї додаються до миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача.

Знак «-» перед $p_{\text{АБ}}(t)$ означає, що миттєві потужності від акумуляторної батареї віднімаються від миттєвих потужностей, що виробляються сонячною батареєю, для забезпечення потреб споживача.

Виділивши енергетично незмінні стани (ЕНС) на періоді роботи системи ($T = 24$ год.) тривалістю t_i кількістю $n_{\text{ЕНС}}$ та помноживши ліві й праві сторони співвідношень 1) – 11) можемо перейти до балансу енергії:

$$1) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.1)$$

$$2) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.2)$$

$$3) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.3)$$

$$4) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.4)$$

$$5) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.5)$$

$$6) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.6)$$

$$7) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.7)$$

$$8) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.8)$$

$$9) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.9)$$

$$10) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{AB}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t); \quad (2.10)$$

$$11) \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{CB}i}(t) - \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{M}i}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\text{EHC}}} A_{\text{H}i}(t). \quad (2.11)$$

Із врахуванням вартості електроенергії C під час її генерації та споживання для виділеної множини тарифів $\{C_1, \dots, C_j, \dots, C_{n_T}\}$ з їх кількістю елементів n_T і тарифного плану ми можемо обчислити вартісні показники:

$$1) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j + \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j + \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t); \quad (2.12)$$

$$2) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j + \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j - \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t); \quad (2.13)$$

$$3) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j - \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j + \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t); \quad (2.14)$$

$$4) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j - \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j - \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t); \quad (2.15)$$

$$5) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t)C_j; \quad (2.16)$$

$$6) \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t)C_j; \quad (2.17)$$

$$7) \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t)C_j; \quad (2.18)$$

$$8) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j + \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t)C_j; \quad (2.19)$$

$$9) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j - \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t)C_j; \quad (2.20)$$

$$10) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j + \sum_{j=1}^{n_T} A_{ABj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t); \quad (2.21)$$

$$11) \sum_{j=1}^{n_T} A_{CBj}(t)C_j - \sum_{j=1}^{n_T} A_{Mj}(t)C_j = \sum_{j=1}^{n_T} A_{Hj}(t)C_j. \quad (2.22)$$

На основі наведених співвідношень можна сформулювати такі оптимізаційні задачі:

– мінімізація витрат на електроенергію:

$$\min(f_{1_{pros}}), f_{1_{pros}} = COE, LCOE \leq COE \leq T_{grid}, \quad (2.23)$$

де COE – вартість спожитої електроенергії (*Cost Of Energy*); $LCOE$ – питома вартість генерованої електроенергії (*Levelized Cost Of Energy*); T_{grid} – вартість електроенергії, яку активний споживач споживає з мережі;

$$COE_{pros} = \sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}, \quad (2.24)$$

де c^{ARESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ, $A_{RESP} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; c^{GRIDj} – вартість електроенергії, спожитої з мережі; A_{GRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{GRIDP} = \{A_{GRID1}, A_{GRID2}, \dots, A_{GRIDn}\}$;

– максимізація прибутку від продажу електроенергії та надання окремих системних послуг:

$$\max(f_{2_{pros}}), f_{2_{pros}} = CoPR_{pros}, 0 \leq CoPR_{pros}, \quad (2.25)$$

де $CoPR_{pros}$ – величина прибутку активного споживача від продажу електроенергії, генерованої джерелами РГ (*Cost of Profit*);

$$CoPR_{pros} = \sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}, 0 \leq A_{GRESi} \leq A(TTC), \quad (2.26)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ в мережу; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ в мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; $A(TTC)$ (Total Transfer Capacity – гранична пропускна спроможність) – обсяги енергії, обмежені максимальною величиною активної

потужності, яка може бути передана у відповідному напрямку ЕМ без порушення вимог операційної безпеки, кВт-год [130];

– оптимальне споживання (вибір і дотримання оптимального графіка споживання):

$$opt(f_{3pros}), f_{3pros} = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}, \quad (2.27)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRID} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$;

– максимальне використання енергії, виробленої від власних джерел РГ:

$$\max(f_{4pros}), f_{4pros} = A_{RESi}, 0 \leq A_{RESi} \leq A_{prosi}, \quad (2.28)$$

де A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої i -м джерелом РГ, $A_{RES} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; A_{prosi} – обсяги електроенергії, споживаної i -м активним споживачем, $A_{pros} = \{A_{pros1}, A_{pros2}, \dots, A_{prosn}\}$;

– оптимальна конфігурація мережі та параметрів системи електропостачання:

$$opt(f_{5pros}), f_{5pros} = config = \frac{\sum_{i=1}^n A_{RESi}}{\sum_{i=1}^m A_{prosi}}, 0 \leq f_{5pros}, f_{5pros} \rightarrow \max, \quad (2.29)$$

де A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої i -м джерелом РГ, $A_{RES} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; A_{prosi} – обсяги електроенергії, споживаної i -м активним споживачем, $A_{pros} = \{A_{pros1}, A_{pros2}, \dots, A_{prosm}\}$;

– вибір оптимальних режимів роботи:

$$opt(F_{7pros}), F_{7pros} = \begin{cases} opt(f_{3pros}), f_{3pros} = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \\ \max(f_{4pros}), f_{4pros} = A_{RESi}, 0 \leq A_{RESi} \leq A_{prosi} \\ \max(f_{6pros}), f_{6pros} = \sum_{i=1}^n A_{GRESi}, \begin{cases} 0 \leq A_{GRESi} \leq A_{prosi}, \\ 0 \leq A_{GRESi} \leq P_{GRESi} t_i \end{cases} \end{cases}, \quad (2.30)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі,

$A_{CGRIDP} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої i -м джерелом РГ, $A_{RESP} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; A_{prosi} – обсяги електроенергії, споживаної i -м активним споживачем, $A_{prosP} = \{A_{pros1}, A_{pros2}, \dots, A_{prosn}\}$; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої i -м джерелом РГ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$;

– мінімальний вплив на екологію:

$$\min(f_{8pros}), f_{8pros} = GHG, 0 \leq GHG, \quad (2.31)$$

де GHG – *Green House Gases*, тобто ПГ, обсяги викидів ПГ від споживаних активним споживачем енергетичних ресурсів;

– інші можливі вигоди.

У загальному випадку задача оптимізації поведінки АС може бути формалізована у такому вигляді:

$$opt(F_{pros}), F_{pros} = \begin{cases} \min(f_{1pros}), f_{1pros} = COE, LCOE \leq COE \leq T_{grid} \\ \max(f_{2pros}), f_{2pros} = CoPR_{pros}, 0 \leq CoPR_{pros} \\ opt(f_{3pros}), f_{3pros} = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \\ \max(f_{4pros}), f_{4pros} = A_{RESi}, 0 \leq A_{RESi} \leq A_{prosi} \\ opt(f_{5pros}), f_{5pros} = config \\ \max(f_{6pros}), f_{6pros} = \sum_{i=1}^n A_{GRESi}, \begin{cases} 0 \leq A_{GRESi} \leq A_{prosi}, \\ 0 \leq A_{GRESi} \leq P_{GRESi} t_i \end{cases} \\ \min(f_{8pros}), f_{8pros} = GHG, 0 \leq GHG \end{cases} \quad (2.32)$$

2.2 Оцінювання ефективності функціонування активного споживача на основі його енергетичних та економічних характеристик

Оцінити ефективність функціонування активного споживача можна також за допомогою комбінації енергетичних та економічних показників. Серед означених показників запропоновано показник «автономності» активного споживача $K_{авт}$ та показник рентабельності активного споживача P_{ac} або R_{pros} :

$$K_{aem} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{j=1}^m A_{CPROsj}} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}}, \quad (2.33)$$

де K_{aem} – показник «автономності» активного споживача; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу; $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; A_{CPROsj} – обсяги електроенергії, споживаної активним споживачем, $A_{CPROSP} = \{A_{CPROs1}, A_{CPROs2}, \dots, A_{CPROsn}\}$; A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRESP} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRIDP} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$;

$$P_{ac} = R_{pros} = \frac{CoPR_{pros}}{COE_{pros}} = \frac{\sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}}, \quad (2.34)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; c^{ARESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ, $A_{RESP} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; c^{GRIDj} – вартість електроенергії, спожитої з мережі; A_{GRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{GRIDP} = \{A_{GRID1}, A_{GRID2}, \dots, A_{GRIDn}\}$;

$$E_{ac} = K_{aem} \cdot P_{ac} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}}, \quad (2.35)$$

де E_{ac} – показник ефективності функціонування активного споживача; K_{aem} – показник «автономності» активного споживача; P_{ac} – показник рентабельності активного споживача.

Таким чином, визначення ефективності функціонування активного споживача зводиться до визначення складових формалізованої оптимізаційної задачі (рис. 2.1).

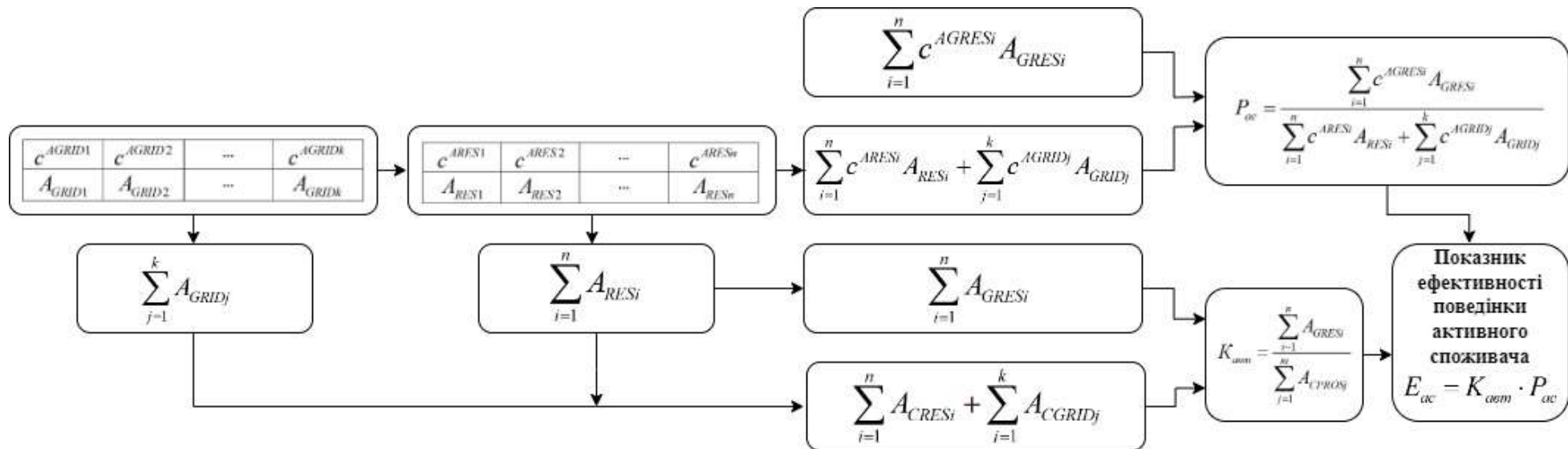


Рис. 2.1 – Модель оцінювання ефективності функціонування активного споживача

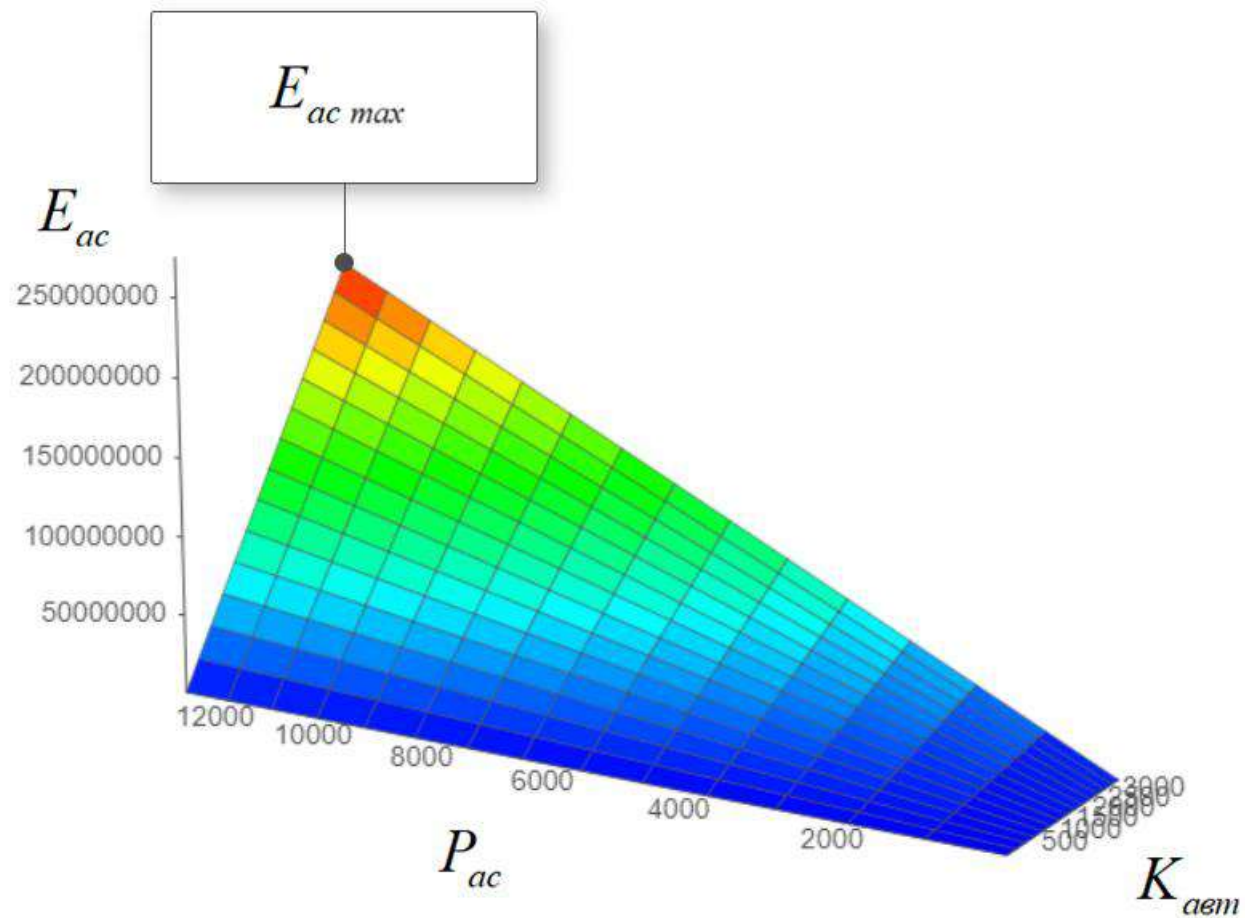


Рис. 2.2 – Залежність показника E_{ac} від $K_{авт}$ та P_{ac}

Проаналізувавши отриману множину значень, зображену на рис. 2.2, можна зробити висновок, що максимального значення показника E_{ac} можна досягти збільшенням коефіцієнта $K_{авт}$, а отже, частки споживаної електроенергії від джерел РГ та СНЕ, а також максимізацією прибутку від продажу надлишків генерованої джерелами РГ електроенергії в мережу. Досягнення максимального значення показника E_{ac} для кожного окремого активного споживача є результатом розв'язання поставленої оптимізаційної задачі, а зміна величини показника E_{ac} від 0 до E_{max} характеризуватиме ефективність функціонування кожного окремого активного споживача.

2.3 Оцінювання ефективності функціонування активного споживача під час його реагування на програми керування попитом

У активного споживача також можуть також реалізовуватися окремі програми керування попитом (DSM), наприклад, з використанням систем розосередженого керування (DMS).

Оскільки традиційно постачальники енергії не заохочують споживачів змінювати графіки свого навантаження, споживачі часто не використовують способів ефективного використання енергії [131]. Тим не менше тих, хто демонструє реакцію на попит (DR), змінюючи своє споживання електроенергії за відношенням до ринкових цін, заохочують наданням різних типів програм керування попитом, таких як «пряме керування навантаженням», програма «реагування на надзвичайний попит» (emergency demand response program – EDRP), «тендери на попит», програми «ринків потужності», багатоставочні тарифи, плата за певний час споживання (TOU), програми ціноутворення в режимі реального часу (RTP) і ціноутворення на основі пікової споживаної потужності (CPP) (рис. 2.3) [132–144].

Ці програми мають свої унікальні особливості, які визначають їх придатність для певної спільноти, і переважно пропонують фінансові стимули

або накладають штрафи, щоб заохотити споживачів гнучко використовувати свої навантаження. Реагування на попит може допомогти досягти зменшення пікового навантаження, підвищити енергоефективність, зменшити виробничі потужності, контролювати витрати на електроенергію, забезпечити безпеку мережі, заощадити енергію та підвищити надійність мережі. Крім того, це може максимізувати пропускну здатність мережі, відкладаючи потребу в нових інвестиціях у будівництво ліній, необхідних через збільшення попиту на електроенергію [134, 144].



Рис. 2.3 – Стратегії тарифікації для Microgrid систем на основі DSM

Залежно від особливостей і можливостей того чи іншого споживача, а також потреб системи електропостачання, формується окрема оптимізаційна задача. Однією з особливостей активного споживача є можливість регулювання графіка споживання.

Щоб оцінити ефективність функціонування активного споживача, можна використати показник, оснований на рентабельності його роботи:

$$P_{DRac} = \frac{\sum_{i=1}^n c^{ADRI} A_{DRI}}{\sum_{j=1}^k c^{ACGRIDj} A_{CGRIDj}}, \quad (2.36)$$

де c^{ADRI} – вартість електроенергії, спожитої з мережі за i -й інтервал часу; A_{DRI} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі за i -й інтервал часу, $A_{DRP} = \{A_{DRI}, A_{DR2}, \dots, A_{DRn}\}$, $c^{ACGRIDj}$ – вартість електроенергії, споживаної з мережі за одноставочним тарифом, A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRIDP} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$.

Розрахуємо цей показник для активного споживача за наявності динамічної тарифікації. Графік електричних навантажень (ГЕН) для активного споживача та зміну ціни показано на рис. 2.4.

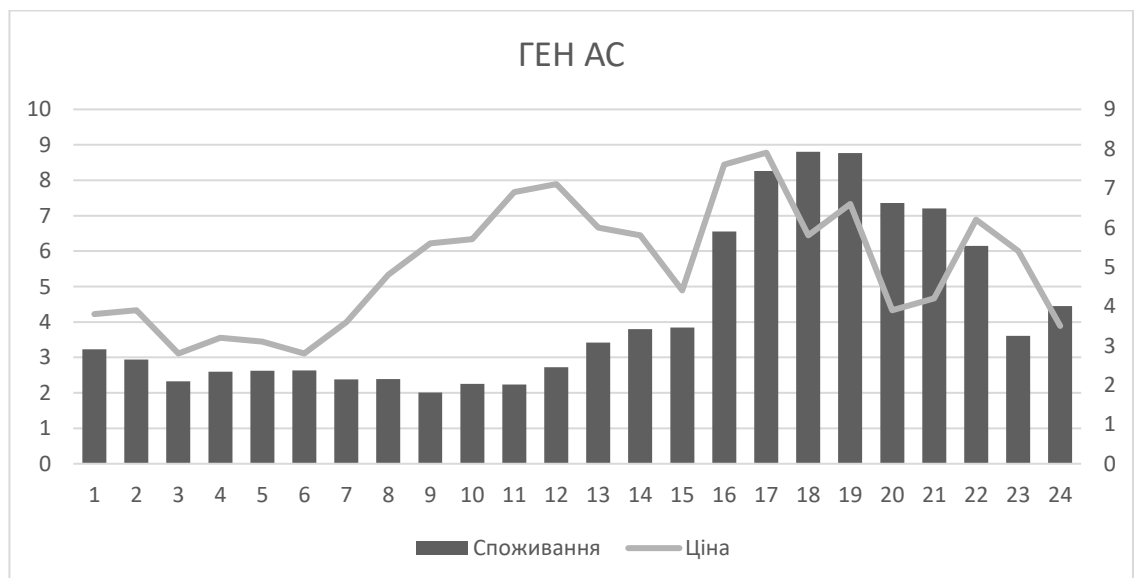


Рис. 2.4 – ГЕН активного споживача та зміна ціни

Розрахунок вартості спожитої електроенергії в умовах динамічної тарифікації зведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартість спожитої електроенергії в умовах динамічної тарифікації

Година	Показники роботи АС		
	Споживання	Ціна	Вартість
1	3,23	3,8	12,27
2	2,945	3,9	11,49
3	2,3275	2,8	6,52
4	2,5935	3,2	8,30
5	2,622	3,1	8,13
6	2,6315	2,8	7,37
7	2,3845	3,6	8,58
8	2,394	4,8	11,49
9	2,014	5,6	11,28
10	2,2515	5,7	12,83
11	2,2325	6,9	15,40
12	2,7265	7,1	19,36
13	3,42	6	20,52
14	3,8	5,8	22,04
15	3,8475	4,4	16,93
16	6,555	7,6	49,82
17	8,265	7,9	65,29
18	8,8065	5,8	51,08
19	8,7685	6,6	57,87
20	7,3625	3,9	28,71
21	7,201	4,2	30,24
22	6,1465	6,2	38,11
23	3,61	5,4	19,49
24	4,446	3,5	15,56
Разом:	102,581		548,69

За умови фіксованого тарифа на електричну енергію на рівні 6,08 грн/кВт·год. отримуємо таке значення показника P_{DRac} :

$$P_{DRac} = \frac{548,69}{623,69} = 0,88, \quad (2.37)$$

що свідчить про економію коштів активним споживачем за добу в обсязі 12 % від вартості спожитої електричної енергії за фіксованим тарифом.

Тоді оптимізаційна задача для активного споживача може бути доповнена ще однією функцією:

$$\min(f_{9_{pros}}, f_{9_{pros}}) = P_{DRac} = \frac{\sum_{i=1}^n c^{ADRI} A_{DRI}}{\sum_{j=1}^k c^{ACGRIDj} A_{CGRIDj}}, 0 < P_{DRac} \leq 1. \quad (2.38)$$

Розглянемо завдання оптимізації графіка споживання електроенергії із загальної мережі активним споживачем. Алгоритм вибору взаємовигідного режиму можна формалізувати у такому вигляді:

- у виборі оптимального графіка або групи оптимальних графіків споживання електроенергії з мережі, що одночасно будуть задовольняти і споживача, і системного оператора;
- у виборі оптимальних, допустимих та граничних умов роботи;
- у дотриманні вибраного графіка споживання та здійсненні відповідних заходів у разі порушення узгоджених умов.

У загальному випадку оптимізаційна задача для активного споживача матиме вигляд

$$\text{opt}(F_{pros}, F_{pros}) = \left\{ \begin{array}{l} \min(f_{1_{pros}}, f_{1_{pros}}) = COE, LCOE \leq COE \leq T_{grid} \\ \max(f_{2_{pros}}, f_{2_{pros}}) = CoPR_{pros}, 0 \leq CoPR_{pros} \\ \text{opt}(f_{3_{pros}}, f_{3_{pros}}) = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \\ \max(f_{4_{pros}}, f_{4_{pros}}) = A_{RESi}, 0 \leq A_{RESi} \leq A_{prosi} \\ \text{opt}(f_{5_{pros}}, f_{5_{pros}}) = config \\ \max(f_{6_{pros}}, f_{6_{pros}}) = \sum_{i=1}^n A_{GRESi}, \begin{cases} 0 \leq A_{GRESi} \leq A_{prosi}, \\ 0 \leq A_{GRESi} \leq P_{GRESi} t_i \end{cases} \\ \min(f_{8_{pros}}, f_{8_{pros}}) = GHG, 0 \leq GHG \\ \min(f_{9_{pros}}, f_{9_{pros}}) = P_{DRac}, 0 < P_{DRac} \leq 1 \end{array} \right. \quad (2.39)$$

На основі сформованої оптимізаційної задачі можна окреслити особливості взаємодії «PEP – ЛЕС» на 1-му рівні (рис. 2.5), котрі враховують інтереси оператора/агрегатора ЛЕС та PEP.

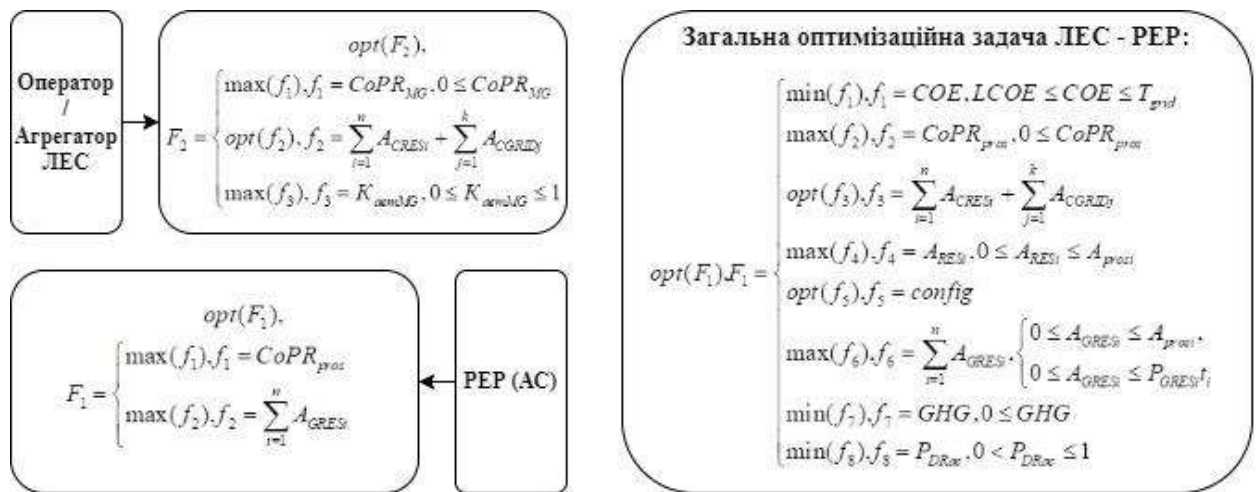


Рис. 2.5 – Оптимізаційна задача забезпечення оптимальної взаємодії на рівні «PEP – ЛЕС»

2.4 Моделі візуалізації ефективності функціонування активного споживача

Одним із методів оцінювання ефективності функціонування активного споживача може бути розвиток моделей візуалізації показників його роботи. Для цього можуть бути запропоновані різні евристичні та алгоритмічні процедури згортки ряду значень у просторовий графічний образ.

Виділяють п'ять типів таких когнітивних образів: спіральну, лінійну динамічну, матричну, гармонічну та віялову динамічну ритмограми. Відоме одночасне відображення показників якості електроенергії (ПЯЕ) на одній коловій діаграмі, що дає змогу провести значення ПЯЕ згідно з ГОСТ 13109-97 за критеріями «Задовільно» чи «Незадовільно» [145].

Можна запропонувати спосіб відображення інформації з метою якісного оцінювання ефективності функціонування активного споживача, яка є більш широкою, ніж «Задовільно» чи «Незадовільно» (рис. 2.6).

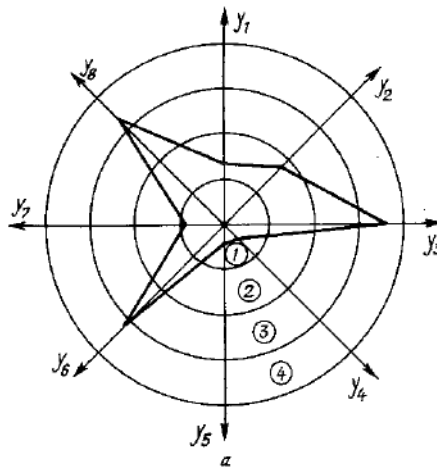


Рис. 2.6 – Графічне відображення профілю функціонування АС

За допомогою графічних моделей на одній діаграмі можна подати не тільки значення ПЯЕ, а й енергетичні та економічні характеристики або їхню комбінацію. Такі діаграми назвемо «профілем» функціонування активного споживача.

Розвитком запропонованої моделі візуалізації енергетичних характеристик, з одного боку, може бути відображення приростів функцій енергетичних процесів у межах однієї діаграми, а також більш поглиблений просторовий аналіз характеристик енергетичних процесів у часі та в разі зміни окремих режимних параметрів системи.

Побудову моделі візуалізації ефективності функціонування активного споживача розглянемо на прикладі домогосподарства з даховою СЕС потужністю 5 кВт. Для цього проведемо розрахунок параметрів СЕС та показників її роботи (Додаток А1).

Згідно з результатами моделювання у програмному середовищі PV Syst обсяги генерованої електроенергії даховою СЕС матимуть вигляд (Додаток А, табл. А.4.1.1), зображений на рис. 2.7 та рис. 2.8.



Рис. 2.7 – Обсяги помісячної генерації та споживання електричної енергії АС

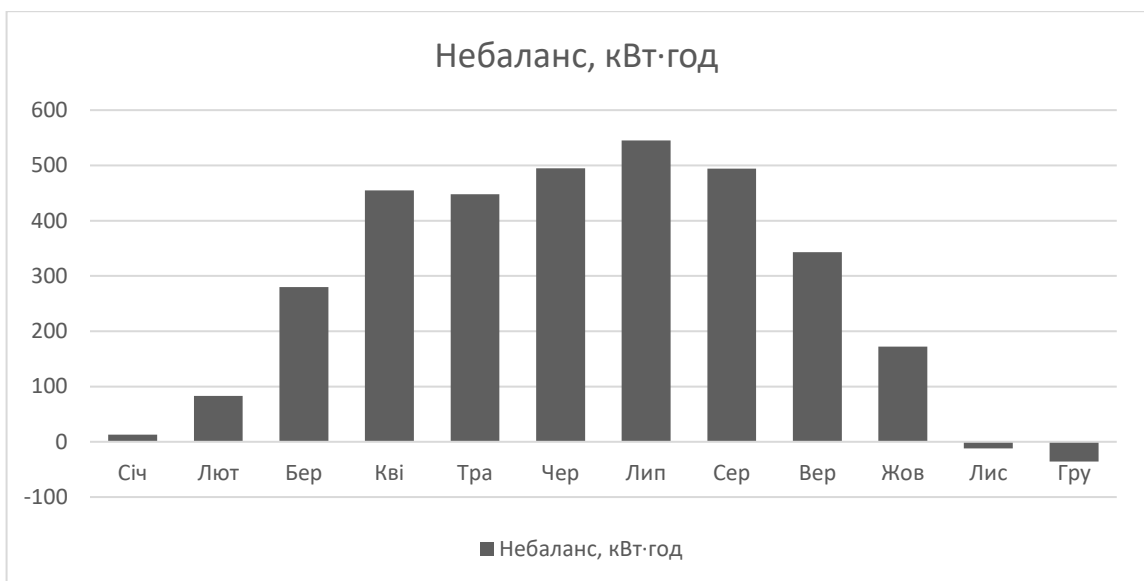


Рис. 2.8 – Щомісячні небаланси генерації та споживання електричної енергії АС

Згідно з результатами моделювання генерація СЕС активного споживача повністю перекриває власне споживання. Весь надлишок електричної енергії заплановано продавати за зеленим тарифом у мережу. Сумарний річний виробіток електроенергії становить 3280 кВт·год.

На основі вихідних даних і результатів моделювання визначимо значення параметрів $f_i = \{f_1, f_2, \dots, f_8\}$, складових оптимізаційної задачі.

Значення параметра f_1 отримаємо з виразу

$$f_1 = \sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj} . \quad (2.40)$$

Підставивши відповідні дані, отримуємо значення, наведені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення параметра f_1

Місяць	f_1
Січень	293,18
Лютий	280,34
Березень	179,76
Квітень	104,86
Травень	393,76
Червень	323,14
Липень	278,2
Серпень	271,78
Вересень	256,8
Жовтень	329,56
Листопад	339,02
Грудень	390,04
Разом за рік	3440,4

Зміну величини параметра f_1 впродовж року показано на рис. 2.9.

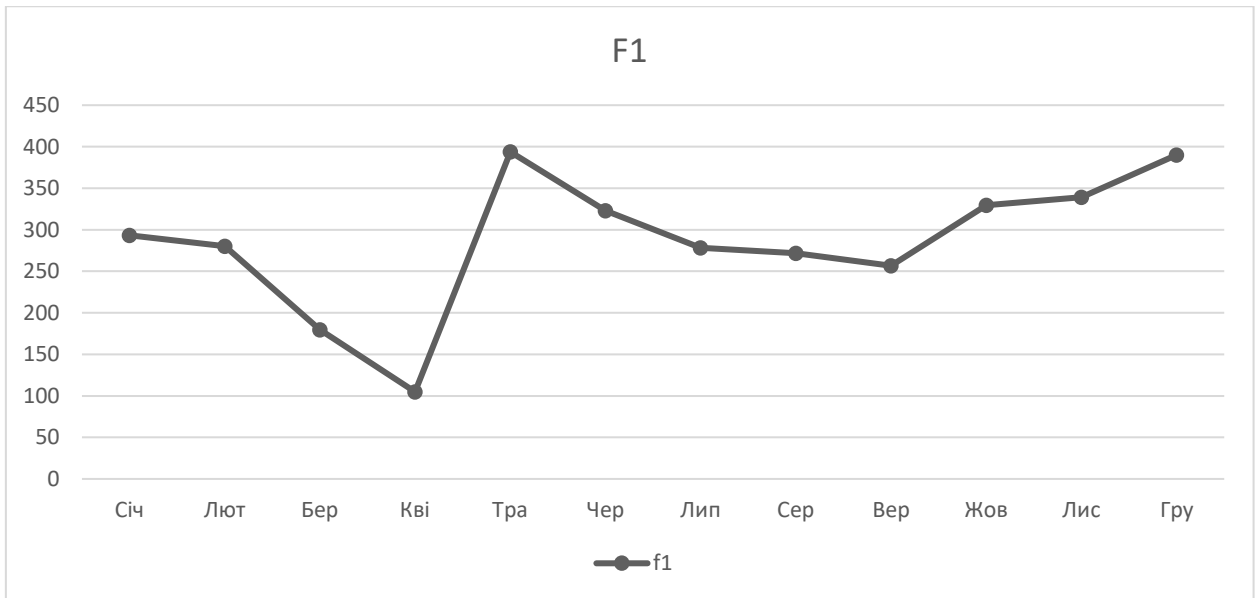


Рис. 2.9 – Зміна величини параметра f_1 впродовж року

Значення параметра f_2 знайдемо з виразу

$$f_{2_{pros}} = \sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}, 0 \leq A_{GRESi} \leq A(TTC). \quad (2.41)$$

Підставивши відповідні дані, отримуємо числові значення, наведені у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення параметра f_2

Місяць	f_2
Січень	72,02
Лютий	459,82
Березень	1551,2
Квітень	2520,7
Травень	2481,9
Червень	2742,3
Липень	3019,3
Серпень	2736,8
Вересень	1900,2
Жовтень	952,88
Листопад	0
Грудень	0
Разом за рік	18437

Зміну величини параметра f_2 упродовж року показано на рис. 2.10.

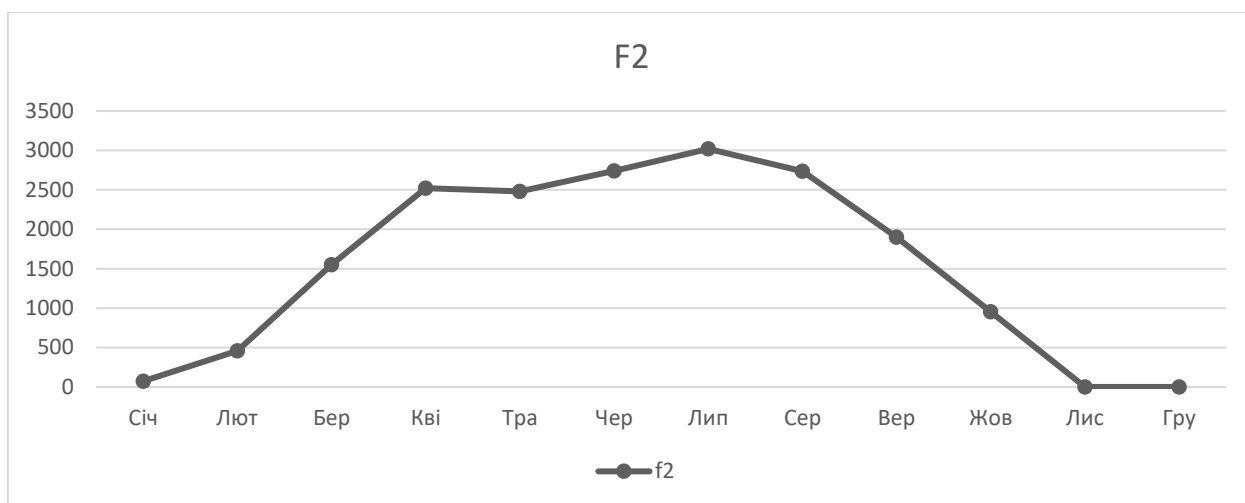


Рис. 2.10 – Зміна величини параметра f_2 упродовж року

Значення параметра f_3 визначимо з виразу

$$f_{3pros} = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \quad (2.42)$$

Підставивши відповідні дані, отримуємо числові значення, наведені у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення параметра f_3

Місяць	f_3
Січень	137
Лютий	131
Березень	84
Квітень	49
Травень	184
Червень	151
Липень	130
Серпень	127
Вересень	120
Жовтень	154
Листопад	149
Грудень	154
Разом за рік	1570

Зміну величини параметра f_3 упродовж року показано на рис. 2.11.

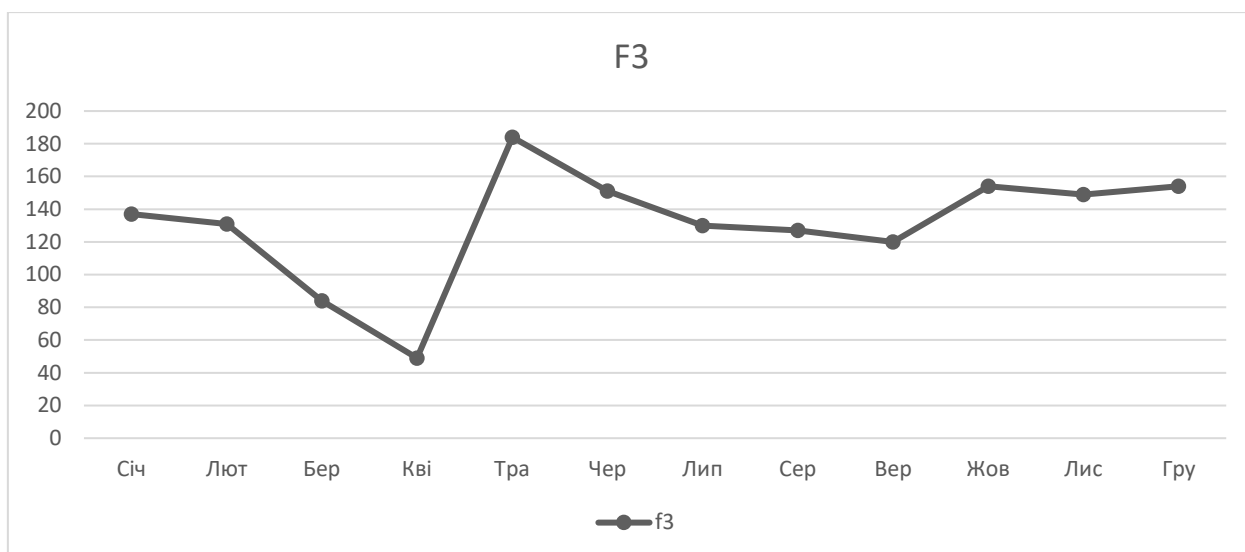


Рис. 2.11 – Зміна величини параметра f_3 упродовж року

Значення параметра f_4 визначимо з виразу

$$f_{4_{pros}} = A_{RESi}, 0 \leq A_{RESi} \leq A_{prosi}, \quad (2.43)$$

Підставивши відповідні дані отримаємо числові значення, наведені у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення параметра f_4

Місяць	f_4
Січень	137
Лютий	131
Березень	84
Квітень	49
Травень	184
Червень	151
Липень	130
Серпень	127
Вересень	120
Жовтень	154
Листопад	137
Грудень	118
Разом за рік	1522

Зміну величини параметра f_4 упродовж року показано на рис. 2.12.

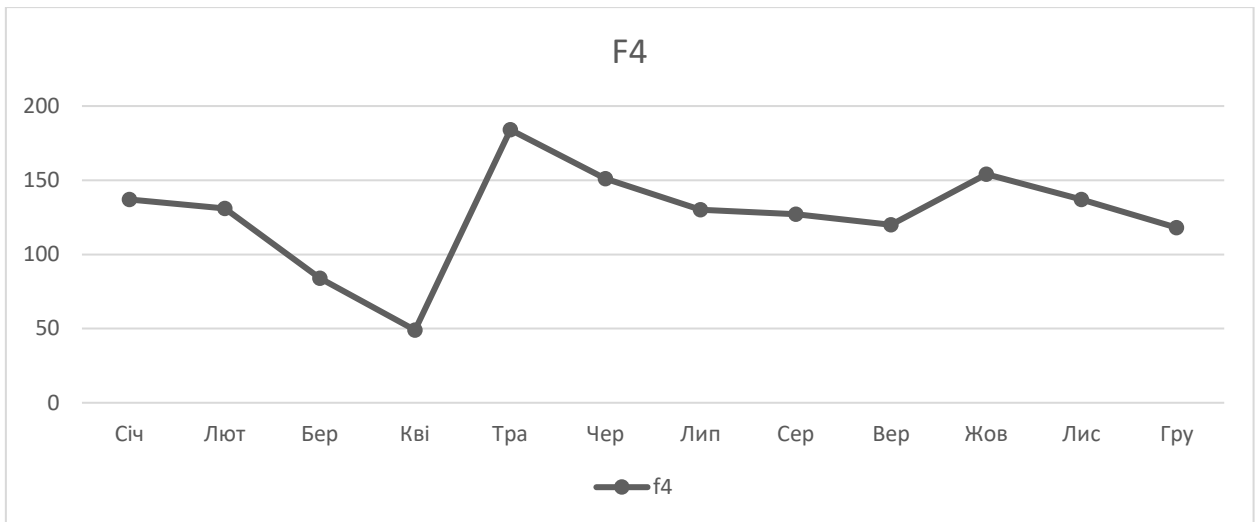


Рис. 2.12 – Зміна величини параметра f_4 упродовж року

Значення параметра f_5 визначимо з виразу

$$f_{5_{pros}} = config.$$

Підставивши відповідні дані отримуємо числові значення, наведені у табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Значення параметра f_5

Місяць	f_5
Січень	1,09
Лютий	1,63
Березень	4,33
Квітень	10,29
Травень	3,43
Червень	4,28
Липень	5,19
Серпень	4,89
Вересень	3,86
Жовтень	2,12
Листопад	0,92
Грудень	0,77
Разом за рік	3,09

Зміну величини параметра f_5 упродовж року показано на рис. 2.13.

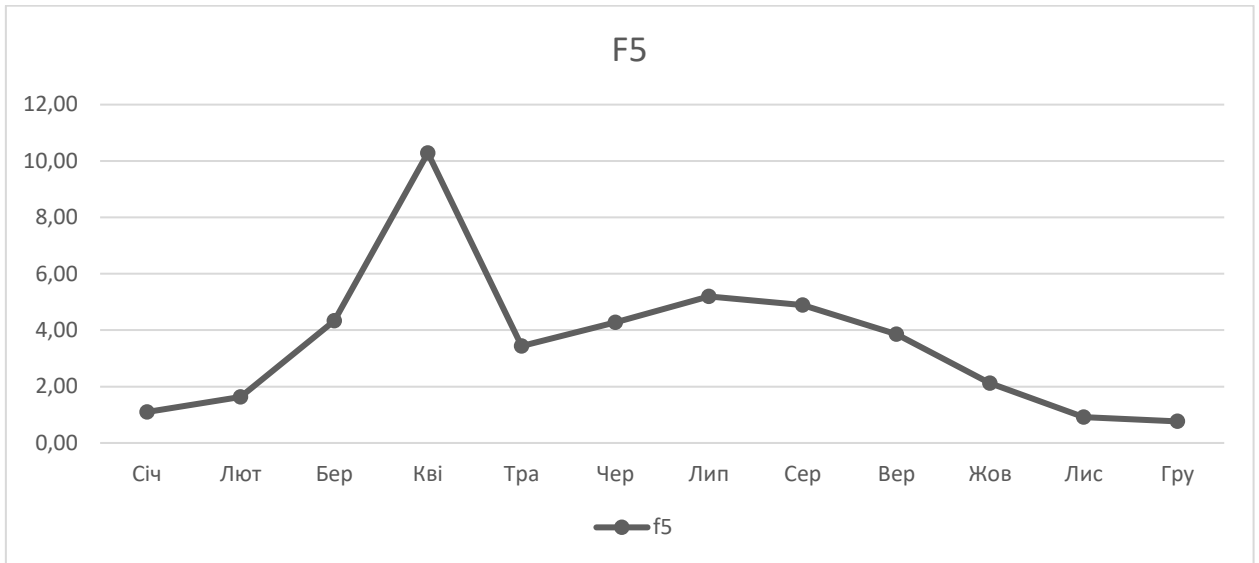


Рис. 2.13 – Зміна величини параметра f_5 упродовж року

Значення параметра f_6 визначимо з виразу

$$f_{6pros} = \sum_{i=1}^n A_{GRESi}, \begin{cases} 0 \leq A_{GRESi} \leq A_{prosi}, \\ 0 \leq A_{GRESi} \leq P_{GRESi} t_i \end{cases} \quad (2.44)$$

Підставивши відповідні дані отримаємо числові значення (табл. 2.7).

Зміну величини параметра f_6 упродовж року показано на рис. 2.14.

Таблиця 2.7 – Значення параметра f_6

Місяць	f_6
Січень	13
Лютий	83
Березень	280
Квітень	455
Травень	448
Червень	495
Липень	545
Серпень	494
Вересень	343
Жовтень	172
Листопад	0
Грудень	0
Разом за рік	3328

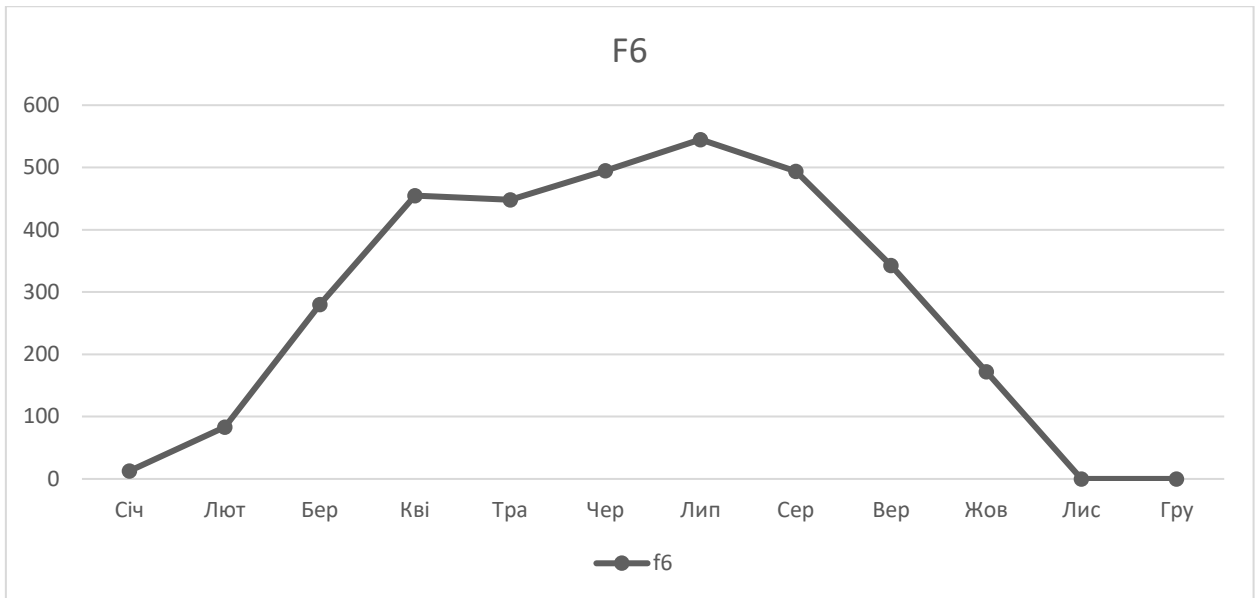


Рис. 2.14 – Зміна величини параметра f_6 упродовж року

Оскільки F_7 є, по суті, комбінацією критеріїв f_3 , f_4 , f_6 , її розрахунок недоцільний у межах побудови візуалізованої моделі оцінювання ефективності функціонування АС, оскільки ці параметри можна більш детально порівнювати саме у розгорнутому вигляді.

Значення параметра f_8 визначимо з виразу

$$f_{8_{pros}} = GHG, 0 \leq GHG. \quad (2.45)$$

Підставивши відповідні дані параметра f_8 (з урахуванням коефіцієнта викидів ПГ рівним $0,941 \text{ т CO}_{2e} / \text{кВт} \cdot \text{год}$), отримаємо значення, наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Значення параметра f_8

Місяць	f_8
Січень	0,129
Лютий	0,123
Березень	0,079
Квітень	0,046
Травень	0,173
Червень	0,142
Липень	0,122
Серпень	0,120
Вересень	0,113
Жовтень	0,145
Листопад	0,129
Грудень	0,111
Разом за рік	1,432

Зміну величини параметра f_8 впродовж року показано на рис. 2.15.

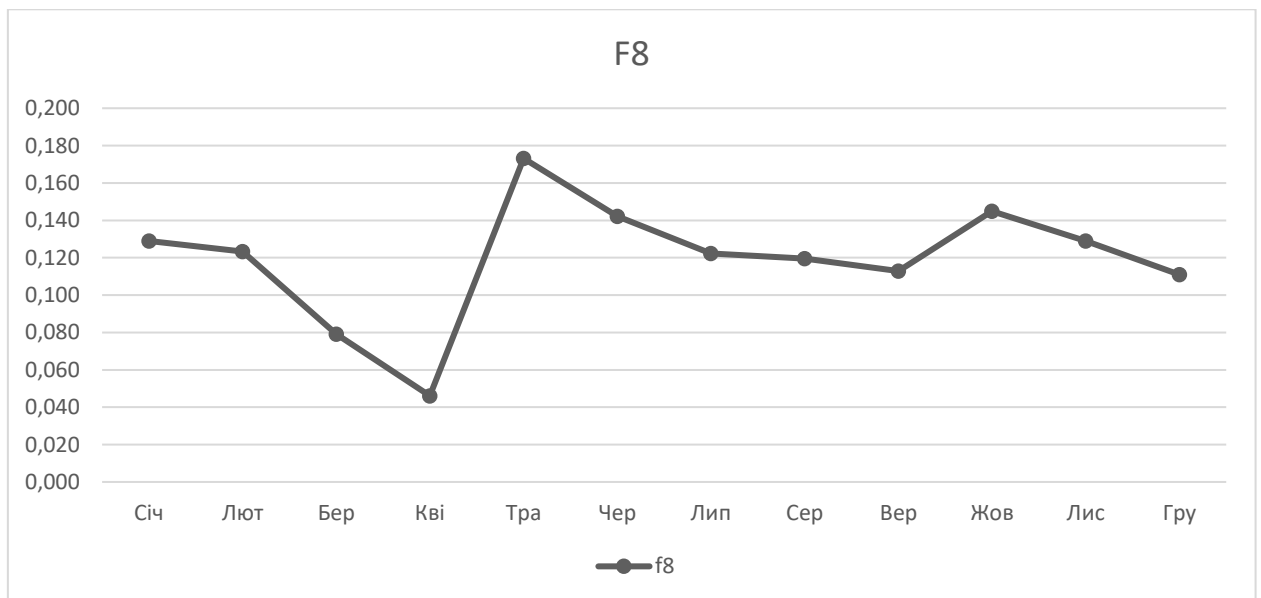


Рис. 2.15 – Зміна величини параметра f_8 упродовж року

Оцінювати ефективність функціонування активного споживача слід на основі відхилення показників ефективності від їх середніх і максимальних значень, а саме:

$$y_{iav} = \frac{f_i}{f_{av}};$$

$$y_{imax} = \frac{f_i}{f_{max}};$$
(2.46)

де y_{iav} – показник ефективності функціонування АС на основі відхилення від еталонного середнього значення, $y_{iav} = \{ y_{1av}, y_{2av}, \dots, y_{8av} \}$; y_{imax} – показник ефективності функціонування АС на основі відхилення від еталонного максимального значення, $y_{imax} = \{ y_{max1}, y_{max2}, \dots, y_{max8} \}$; f_i – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $f_i = \{ f_1, f_2, \dots, f_8 \}$; f_{iav} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $f_{iav} = \{ f_{1av}, f_{2av}, \dots, f_{8av} \}$; f_{imax} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $f_{imax} = \{ f_{max1}, f_{max2}, \dots, f_{max8} \}$.

На наведеній на рис. 2.6 діаграмі Шумана для показника y_{imax} встановлено, що:

- область (1) (на діаграмі 0 – 0,3 відносних одиниць (в.о.)) – відповідає оцінці «Дуже добре»;
- область (2) (0,3 – 0,6 в.о.) – відповідає оцінці «Добре»;
- область (3) (0,6 – 1,0 в.о.) – відповідає оцінці «Нормально»;
- область (4) (1,0 – 1,2 в.о.) – відповідає оцінці «Погано».

Для показника y_{iav} встановлено, що:

- область (1) (на діаграмі 0 – 0,3 відносних одиниць (в.о.)) – відповідає оцінці «Погано»;
- область (2) (0,3 – 0,6 в.о.) – відповідає оцінці «Нормально»;
- область (3) (0,6 – 0,9 в.о.) – відповідає оцінці «Добре»;
- область (4) (0,9 – 1,2 в.о.) – відповідає оцінці «Дуже добре».

Провівши розрахунок y_{iav} , отримані результати занесемо до табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Значення помісячних розрахункових показників y_{iav} .

Місяць	y_{1av}	y_{2av}	y_{3av}	y_{4av}	y_{5av}	y_{6av}	y_{8av}
Січень	1,023	0,047	1,047	1,080	0,307	0,047	1,080
Лютий	0,978	0,299	1,001	1,033	0,458	0,299	1,033
Березень	0,627	1,010	0,642	0,662	1,215	1,010	0,662
Квітень	0,366	1,641	0,375	0,386	2,884	1,641	0,386
Травень	1,373	1,615	1,406	1,451	0,963	1,615	1,451
Червень	1,127	1,785	1,154	1,191	1,199	1,785	1,191
Липень	0,970	1,965	0,994	1,025	1,456	1,965	1,025
Серпень	0,948	1,781	0,971	1,001	1,371	1,781	1,001
Вересень	0,896	1,237	0,917	0,946	1,082	1,237	0,946
Жовтень	1,149	0,620	1,177	1,214	0,593	0,620	1,214
Листопад	1,182	0,000	1,139	1,080	0,258	0,000	1,080
Грудень	1,360	0,000	1,177	0,930	0,215	0,000	0,930

На основі проведених розрахунків (табл. 2.9) профіль ефективності функціонування АС на основі показників y_{iav} матиме вигляд, як показано на рис. 2.16.

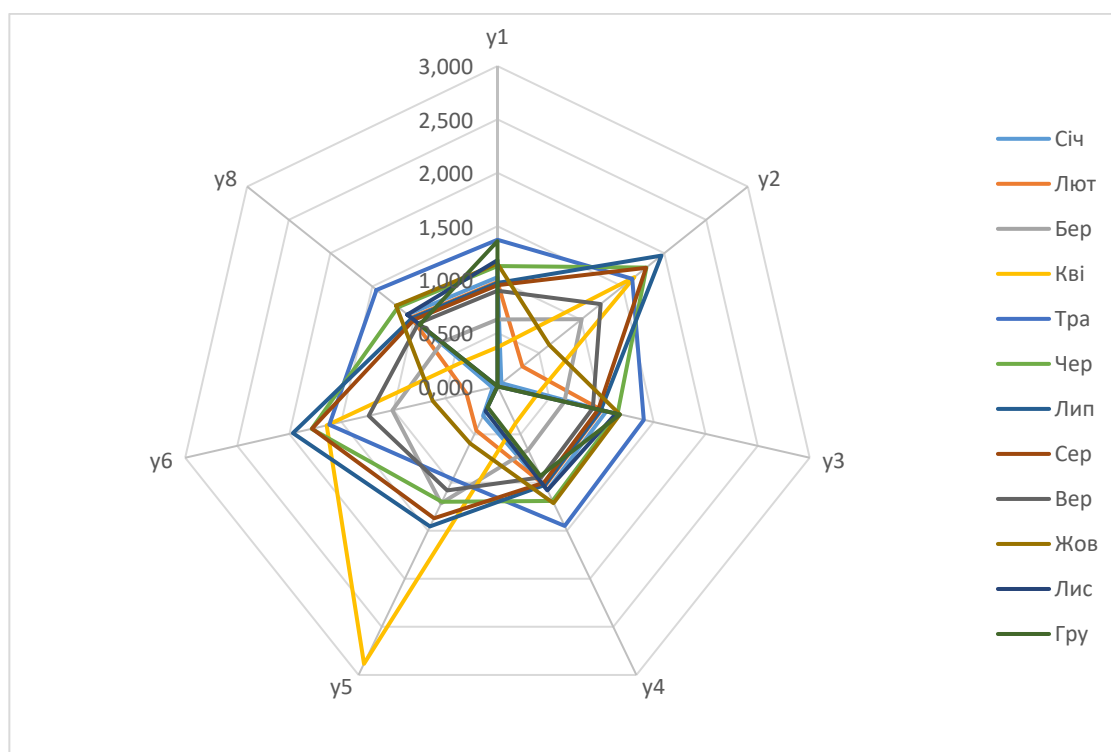


Рис. 2.16 – Комплексне подання показників y_{iav}

Провівши розрахунок u_{imax} , отримані результати занесемо до табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Значення помісячних розрахункових показників u_{maxi}

Місяць	u_{max1}	u_{max2}	u_{max3}	u_{max4}	u_{max5}	u_{max6}	u_{max8}
Січень	0,745	0,024	0,745	1,080	0,106	0,024	0,745
Лютий	0,712	0,152	0,712	1,033	0,159	0,152	0,712
Березень	0,457	0,514	0,457	0,662	0,421	0,514	0,457
Квітень	0,266	0,835	0,266	0,386	1,000	0,835	0,266
Травень	1,000	0,822	1,000	1,451	0,334	0,822	1,000
Червень	0,821	0,908	0,821	1,191	0,416	0,908	0,821
Липень	0,707	1,000	0,707	1,025	0,505	1,000	0,707
Серпень	0,690	0,906	0,690	1,001	0,475	0,906	0,690
Вересень	0,652	0,629	0,652	0,946	0,375	0,629	0,652
Жовтень	0,837	0,316	0,837	1,214	0,206	0,316	0,837
Листопад	0,861	0,000	0,810	1,080	0,089	0,000	0,745
Грудень	0,991	0,000	0,837	0,930	0,074	0,000	0,641

На основі проведених розрахунків (табл. 2.10) профіль ефективності функціонування АС на основі показників u_{maxi} матиме вигляд, як показано на рис. 2.17.

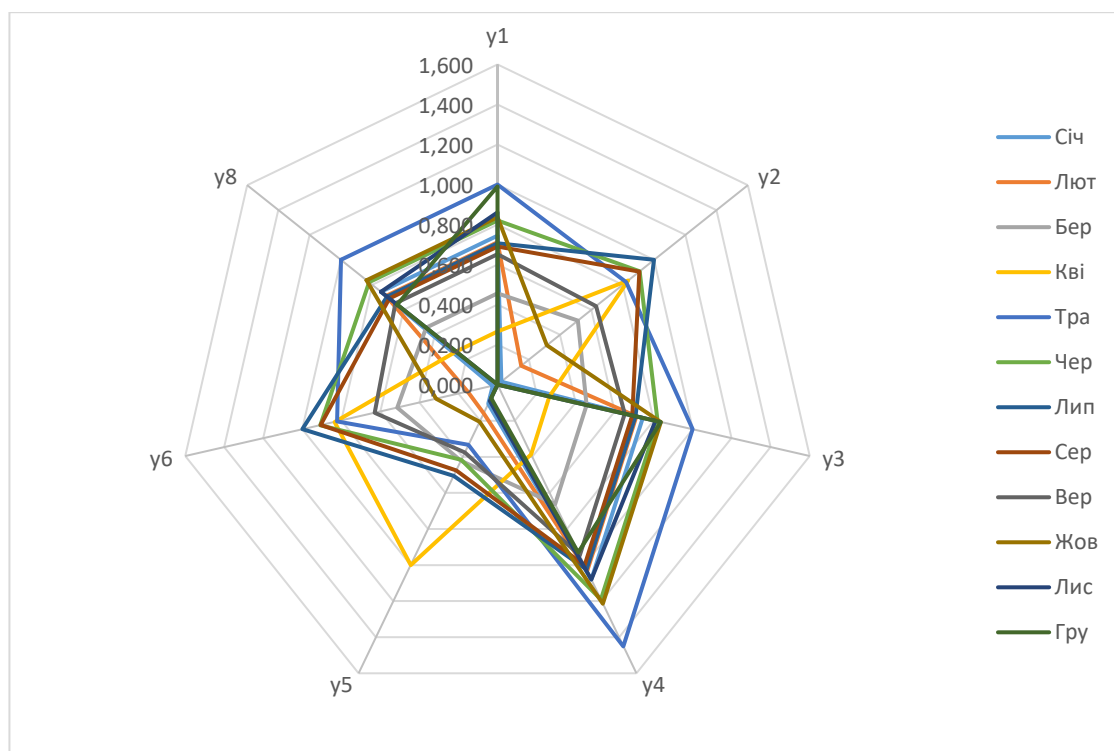


Рис. 2.17– Комплексне подання показників u_{maxi}

На рис. 2.16 та 2.17 зображено профілі АС, які відображають ефективність його роботи по відношенню до середніх і максимальних значень функцій сформованої оптимізаційної задачі. Ці профілі наочно демонструють тренди роботи АС впродовж року, дозволяючи виокремити такі фактори, як сезонність (у випадку порівняння помісячних показників), різниця між «робочими» та «вихідними» днями (у випадку порівняння щоденних значень упродовж тижня/місяця) та профілю споживання (у випадку порівняння погодинних значень упродовж доби).

Розширена множина показників та запропонований спосіб візуалізації дають змогу враховувати структуру та усталені режими роботи АС на основі їх відхилення від цільових значень заданих функцій.

Висновки до розділу 2

1. На основі аналізу структури і режимів функціонування активних споживачів сформовано баланси миттєвих потужностей для моделей активних споживачів, що містять джерела розосередженої генерації, систему накопичення та мають зв'язок із мережею. Отримані рівняння балансів дали змогу сформулювати задачу оптимізації режимів функціонування активних споживачів, яка дає змогу врахувати економічні, енергетичні та екологічні характеристики їх роботи.

2. Запропонована модель оцінювання і показник ефективності функціонування активного споживача поєднують економічні та енергетичні показники. Проаналізувавши отриману множину значень запропонованого показника визначено, що максимального його значення можна досягти збільшенням автономності його роботи, а отже, частки споживаної електроенергії від джерел РГ та системи накопичення, а також максимізацією прибутку від продажу надлишків генерованої джерелами РГ електроенергії в мережу. Досягнення максимального значення показника ефективності функціонування для кожного окремого активного споживача є результатом

розв'язання поставленої оптимізаційної задачі, а зміна величини показника у межах $[0; E_{max}]$ характеризує ефективність функціонування кожного окремого активного споживача.

3. Розширена множина показників ефективності функціонування активного споживача на основі показника, котрий враховує реакцію останнього на програми керування попитом, цей показник дає змогу оцінити спроможність активних споживачів реагувати на програми керування попитом та ефект від участі у зазначених програмах. Результати розрахунків свідчать про те, що перехід активного споживача, котрий має фіксований тариф на електричну енергію на рівні 6,08 грн/кВт·год на тариф, диференційований за тарифними зонами, дасть змогу отримати економію коштів за добу в обсязі 12 % від витрат за фіксованого тарифу.

4. Запропонований спосіб візуалізації показників функціонування активного споживача дає змогу за допомогою діаграм Шумана проводити багатофакторне оцінювання ефективності його роботи. Запропоновані профілі функціонування активного споживача відображають ефективність його роботи щодо середніх та максимальних значень функцій сформованої оптимізаційної задачі. Запропонований спосіб візуалізації та розширена множина показників дають змогу враховувати структуру та усталені режими роботи активних споживачів на основі їх відхилення від цільових значень заданих функцій. Так, було визначено, що у квітні показник y_{5av} у 2,884 рази перевищує середнє значення цього показника впродовж року, що є аномальним та сигналізує про необхідність внести коригувальні дії у режими роботи активного споживача.

РОЗДІЛ 3 ОПТИМАЛЬНІ МОДЕЛІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ІЗ РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ РЕСУРСАМИ

3.1 Практичні аспекти оптимальної роботи локальних електроенергетичних систем в умовах забезпечення взаємодії означених систем на різних ієрархічних рівнях

На сьогодні РГ стала економічно обгрунтованим рішенням для генерування електроенергії в розподільних мережах. Інтеграція ЛЕС із джерелами РГ в розподільні мережі ОЕС України надає багато потенційних переваг. Ці переваги включають зменшення втрат, підвищення надійності, підтримку напруги, покращення якості електроенергії, вивільнення резервів потужності, а також відстрочку модернізації розподільних ЕМ. Отже, ЛЕС із джерелами РГ можуть підвищити конкурентоспроможність енергогенерувальних компаній у конкурентному середовищі.

Оцінювання оптимальності побудови ЛЕС із джерелами РГ потребує критеріїв, які б характеризували відповідність поставленим вимогам. Традиційний підхід до оцінювання правильності конфігурації потужностей різнотипних джерел РГ полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації.

На основі сформованої оптимізаційної задачі для активного споживача, описаної у розд. 2, можна сформулювати оптимізаційну задачу для ЛЕС, оскільки остання структурно подібна до АС і при цьому займає вищий ієрархічний рівень.

Під час формулювання задачі оптимізації слід враховувати, що як критерії застосовують економічні та технічні складові, а як обмеження – соціальні та екологічні обмеження (наприклад, екологічна прийнятність чи затребуваність).

У споживача також можуть реалізовуватися окремі програми керування

попитом (DSM), наприклад, з використанням систем розосередженого керування (DMS).

Тоді наведені у розд. 2 співвідношення можуть бути уточнені з уведенням у правих частинах співвідношень відповідно у 1-й групі – доданка $(-p_{DSM}(t))$, у другій групі – $(-\sum A_{DSM_i}(t))$, у третій групі – доданка $(-A_{DSM_j}(t)C_{DSM_j})$.

Як приклад наведемо вирази для оцінювання неоптимальності процесів:

$$A_1 = A_B - (A_{G,R1} + A_{S1}) \rightarrow \min; \quad (3.1)$$

$$A_2 = (A_{G,R2} + A_{S2}) - A_B \rightarrow \max; \quad (3.2)$$

$$C_{\text{плат}} = C_B - (C_{G,R1} + C_{S1}) \rightarrow \min; \quad (3.3)$$

$$C_{\text{дохід}} = (C_{G,R2} + C_{S2}) - C_B \rightarrow \max. \quad (3.4)$$

На основі наведених співвідношень можна сформулювати такі оптимізаційні задачі:

– мінімізація витрат на електроенергію:

$$\min(f_1), f_1 = COE, LCOE \leq COE \leq T_{grid}, \quad (3.5)$$

де $LCOE$ – питома вартість генерованої електроенергії (*Levelized Cost Of Energy*); T_{grid} – тариф на електроенергію, який діє у споживача під час споживання електричної енергії із загальної мережі;

$$COE_{MG} = \sum_{i=1}^n c^{ADERi} A_{DERi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}, \quad (3.6)$$

де c^{ADERi} – вартість електроенергії, генерованої РЕР; A_{DERi} – обсяги електроенергії, генерованої РЕР, $A_{DERP} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; c^{GRIDj} – вартість електроенергії, спожитої із мережі; A_{GRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої із мережі, $A_{GRIDP} = \{A_{GRID1}, A_{GRID2}, \dots, A_{GRIDn}\}$;

– максимізація прибутку від продажу електроенергії та надання окремих системних послуг:

$$\max(f_2), f_2 = CoPR_{MG}, 0 \leq CoPR_{MG}, \quad (3.7)$$

де $CoPR_{MG}$ – величина прибутку ЛЕС від продажу електроенергії, генерованої джерелами РГ (*Cost of Profit*);

$$CoPR_{MG} = \sum_{i=1}^n c^{AGRESi} \cdot A_{GRESi} - LCOE_{MG} \cdot A_{GRESi} + P_{as}, \begin{cases} 0 \leq A_{GRESi} \leq A(TTC) \\ LCOE_{min DER} < LCOE_{MG} \leq T_{grid} \end{cases}, \quad (3.8)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ та СНЕ у мережу; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ та СНЕ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; $LCOE_{MG}$ – питома вартість генерованої електроенергії за усіма джерелами РГ та СНЕ, інтегрованими у ЛЕС; T_{grid} – тариф на електроенергію, який діє у споживача під час споживання електричної енергії із загальної мережі; P_{as} – плата за надання допоміжних послуг із забезпечення належної якості електричної енергії та надійного електропостачання; $A(TTC)$ (Total Transfer Capacity – гранична пропускна спроможність) – обсяги енергії, обмежені максимальною величиною активної потужності, яка може бути передана у відповідному напрямку електричними мережами без порушення вимог операційної безпеки, кВт·год [130];

– оптимальне споживання (вибір та дотримання оптимального графіка споживання):

$$opt(f_3), f_3 = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}, \quad (3.9)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої із загальної мережі, $A_{CGRID} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$;

– максимальне використання енергії, виробленої від РЕР:

$$\max(f_4), f_4 = K_{asmMG} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{CRESi}}{\sum_{i=1}^m A_{Ci}}, 0 \leq K_{asmMG} \leq 1, \quad (3.10)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{Ci} – обсяги електроенергії, споживаної i -м споживачем, $A_{CP} = \{A_{C1}, A_{C2}, \dots, A_{Cn}\}$.

Також під час постановки оптимізаційної задачі у межах агрегування різнотипних джерел РГ та інтеграції ЛЕС в ЕМ ОЕС України слід враховувати такі задачі, як підвищення надійності та зменшення втрат в ЕМ. Способи вирішення цих проблем різноманітні й можуть вимагати впровадження різних технологій, тому одна із задач цього дисертаційного дослідження полягає в тому, щоб запропонувати економічно обґрунтований підхід, який буде найбільш ефективним для ЛЕС і розподільних мереж із РГ та СНЕ.

Один із таких підходів встановлює параметри для розподілу фінансових стимулів відповідно до допоміжних послуг від РГ. Цільова функція запропонованого методу подана виразами (3.11)–(3.14) [146]:

$$\min(f_5), f_5 = CoR \quad \min(f_6), f_6 = CoL; \quad (3.11)$$

$$CoL = \pi \sum_{br=1}^{N_{br}} R_{br} |I_{br}|^2; \quad (3.12)$$

$$CoR = \sum_{br=1}^{N_{br}} E_{COST_{br}} = \sum_{br=1}^{N_{br}} L_{br} C_{br} \lambda_{br}; \quad (3.13)$$

$$E_{COST_{br}} = L_b C_b \lambda_b, \quad (3.14)$$

де CoL – це витрати, пов'язані із втратами електричної енергії у мережах; CoR – плата за недовідпуск електроенергії.

У результаті розглядаємо іншу функцію для перевірки надійності [147]. Цей метод відрізняється від інших традиційних досліджень [148]. Оскільки запропонований метод орієнтований на процедуру ціноутворення в мікромережах, надійність характеризується у вигляді коефіцієнта, який визначає можливість забезпечення потреби в електричній енергії на кожній шині окремо через перерви в електропостачанні. Ці форми індексів

навантаження широко використовуються для оцінювання надійності ЕМ [149–151].

Однак, оскільки витрати на підтримку живлення навантажень під час відключень мають у підсумку бути виражені у собівартості, було досліджено нове рішення з [147], яке пропонує, щоб у разі переривання перетворити втрату навантаження споживача у відповідну вартість з використанням кривої додаткової кумулятивної функції розподілу (Complementary Cumulative Distribution Function – CCDF) (рис. 3.1).

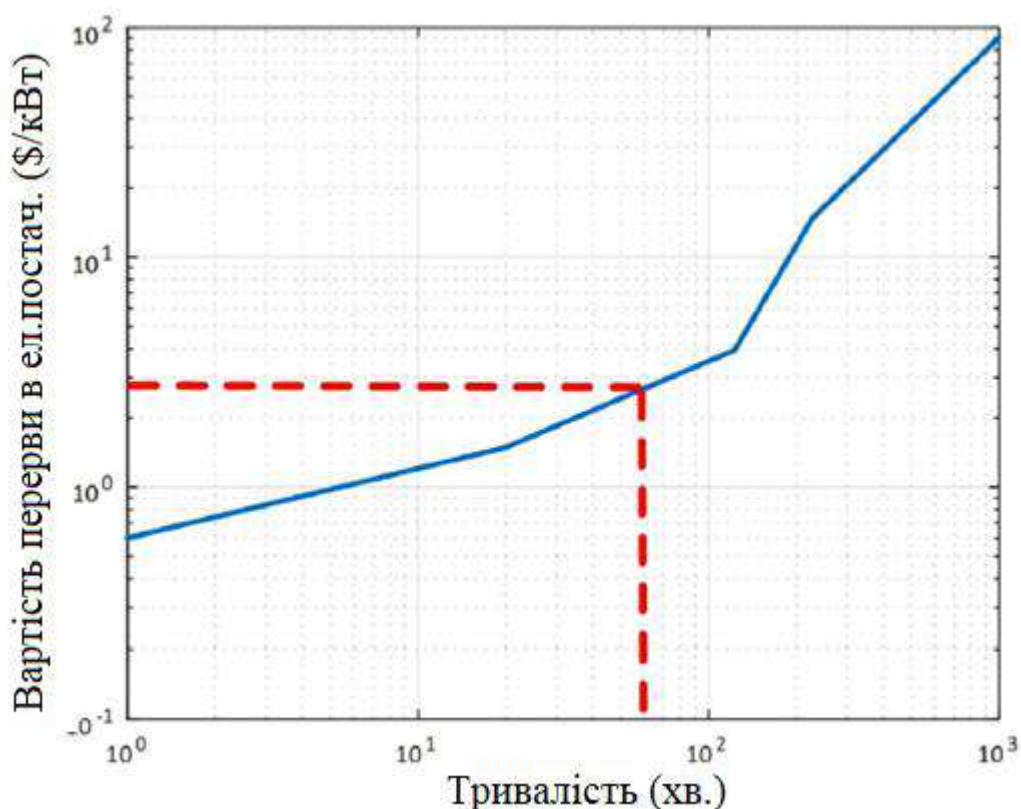


Рис. 3.1 – Розрахунковий тариф на перерви в електропостачанні

Тому ЦФ розраховуємо за допомогою індексу $ECOST_{br}$, який залежить від рівня надійності. Цей індекс, отриманий за формулою (3.14), використовується для визначення рівня надійності ЦФ, де L_b – навантаження кожної шини (кВт), а C_b – тариф на перерви електропостачання (\$/кВт), який є нелінійним щодо часу, його отримують із кривої CCDF. Таким чином, частота відмов (на рік) фідера з найбільшим імпедансом становить 0,4 на рік, а частотою відмов фідера з найменшим імпедансом вважають 0,1 на рік. Слід

зазначити, що для інших фідерів частоту відмов вимірюють за допомогою лінійної інтерполяції, вона прямо пропорційна цим двом частотам, а також пов'язаному з ними імпедансу. Рівняння (3.13) використовують для вимірювання витрат на збереження навантажень у непередбачених ситуаціях і за можливих перерв за допомогою ECOST [1146].

Щоб обчислити економічні витрати, які викликає перерва в електропостачанні (втрата активної потужності), використовують рівняння (3.13) відносно ціни енергії (ρ), де R_{br} і I_{br} – опір і струм i -ї гілки «br» відповідно.

Розташування та ємність СНЕ є критерієм проектування, який має відповідний вплив на надійність розподільної мережі. Ці параметри враховують у плануванні розподільних мереж, а також під час оцінювання їх надійності.

Розрахункові параметри СНЕ включають номінальну потужність системи та її енергоспоживання. Запропонована у [152] задача визначення оптимальної ємності СНЕ мінімізує загальну вартість ЛЕС, яка включає інвестиційні витрати на СНЕ та експлуатаційні витрати ЛЕС. Стохастичний підхід в [152] використано для моделювання сценаріїв роботи енергосистеми.

Очікуване скорочення навантаження визначають у кожному зменшеному сценарії, після чого обчислюють індекс надійності loss of load expectation (LOLE).

На рис. 3.2 [31] зображено загальну вартість ЛЕС як функцію ємності СНЕ. Зі збільшенням ємності СНЕ інвестиційні витрати, додані до ЛЕС, збільшуються лінійно, а експлуатаційні витрати ЛЕС зменшуються. Оптимальний розмір СНЕ міг би мінімізувати загальну вартість ЛЕС [152].

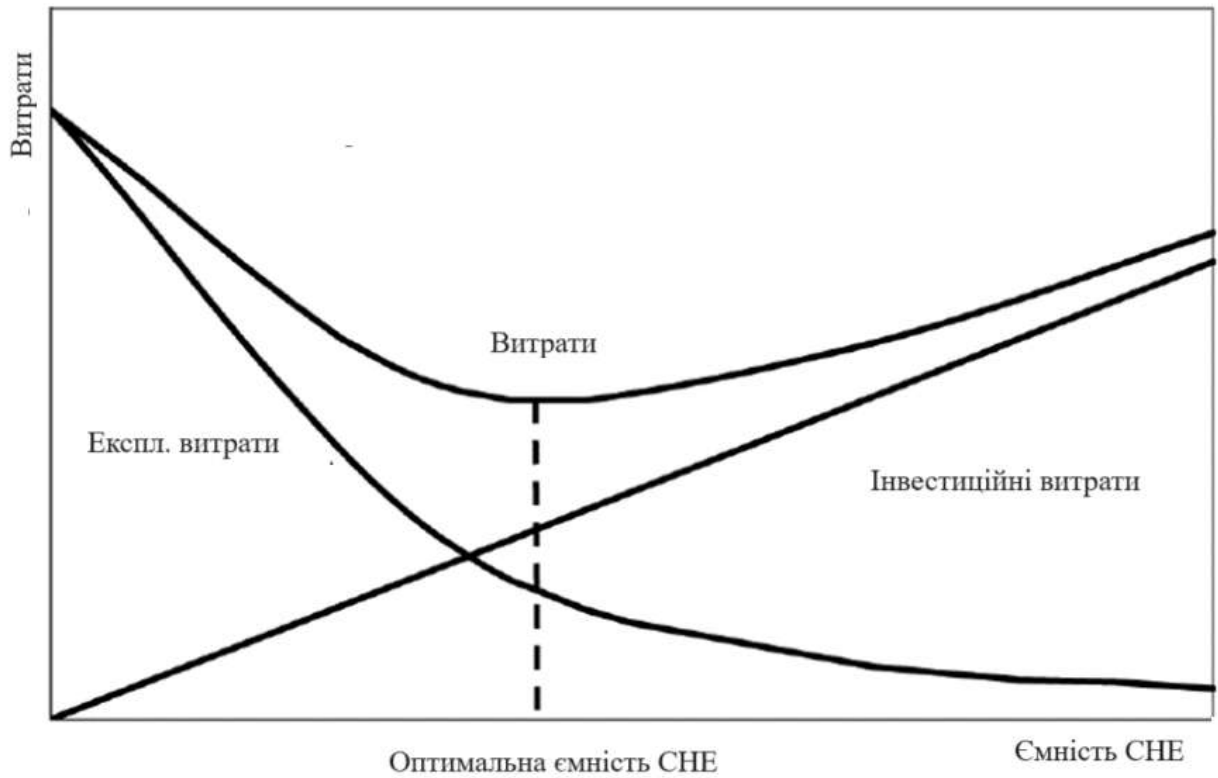


Рис. 3.2 – Оптимальна ємність СНЕ

Відповідно до зазначеного вище оптимальне формулювання для визначення ємності СНЕ в ЛЕС і розподільних мережах із РГ можна сформулювати таким чином:

$$\min(f_7), f_7 = CoESS, 0 > CoESS \geq CoESS_{\max}, \quad (3.15)$$

де $CoESS$ – витрати на систему накопичення енергії.

Функція витрат для ЛЕС залежить від режиму її роботи, як показано на рис. 3.3. Під час підключення до мережі динамічно балансується різниця між споживанням навантаження та вихідною потужністю мікрогенераторів [153], тобто за потреби Microgrid купує електроенергію у загальній мережі або продає надлишки для отримання доходу.

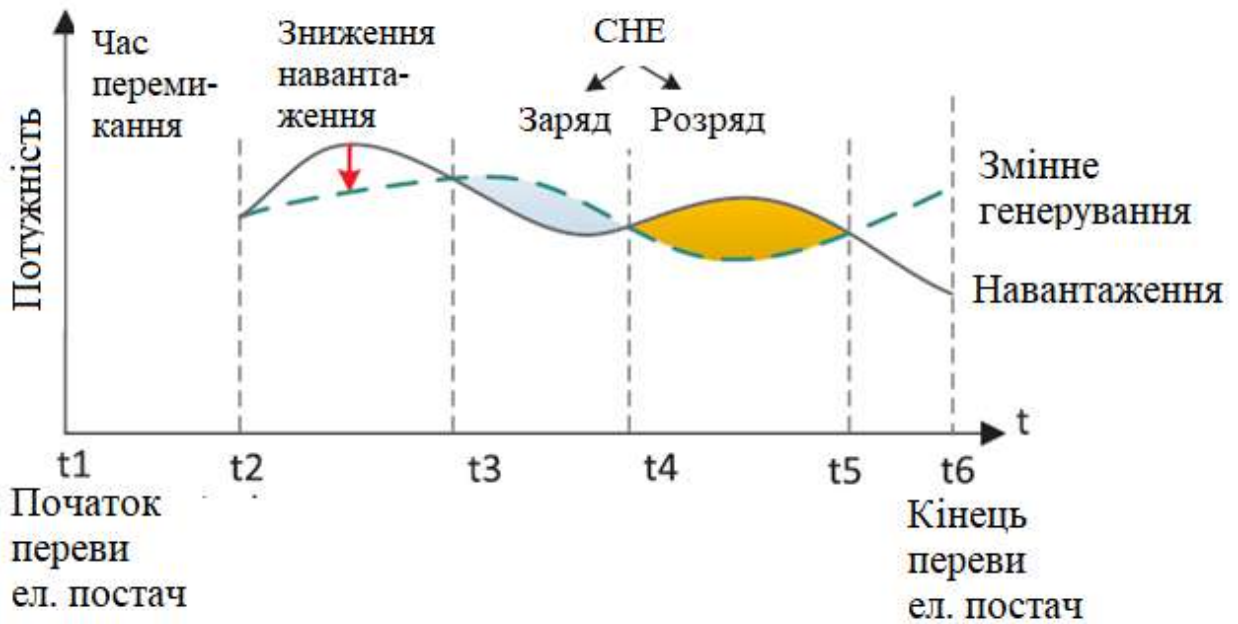


Рис. 3.3 – Внесок СНЕ та DR для підвищення надійності електропостачання

Цільову функцію експлуатаційних витрат ЛЕС із РГ визначають як

$$\min(f_8), f_8 = CoOMG, 0 > CoOMG \geq CoOMG_{\max}, \quad (3.16)$$

$$CoOMG = \sum_{k=1}^T \Delta t_k \left[\sum_{i=1}^N (CF_i + COM_i) + CB_{i,k} - CS_{i,k} \right], \quad (3.17)$$

де $CoOMG$ – витрати на експлуатацію ЛЕС; T – загальний час роботи ЛЕС; N – загальна кількість генерувальних блоків; Δt_k – тривалість інтервалу часу k ; CF_i – вартість палива i -ї мікрогенераційної установки; COM_i – вартість експлуатації та обслуговування i -ї мікрогенераційної установки; $CB_{i,k}$ – куплена електроенергія i -ї мікрогенераційної установки для Δt_k , якщо потреба у навантаженні перевищує генеровану потужність; $CS_{i,k}$ – дохід від проданої електроенергії i -ї мікрогенераційної установки для Δt_k , якщо генерована потужність перевищує навантаження [25, 27];

– вибір оптимальних режимів роботи:

$$opt(F_9), F_9 = \left\{ \begin{array}{l} opt(f_3), f_3 = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \\ \max(f_4), f_4 = K_{aemMG}, 0 \leq K_{aemMG} \leq 1 \\ \min(f_5), f_5 = CoL \\ \min(f_6), f_6 = CoR \\ \min(f_7), f_7 = CoESS, 0 > CoESS \geq CoESS_{\max} \end{array} \right. , \quad (3.18)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRID} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$;

– мінімальний вплив на екологію:

$$\min(f_{10}), f_{10} = GHG, 0 \leq GHG, \quad (3.19)$$

де GHG – *Green House Gases* – ПГ, обсяги викидів ПГ від споживаних активним споживачем енергетичних ресурсів.

3.2 Визначення величини питомих витрат на генерацію електроенергії у системах із розосередженими енергетичними ресурсами

Як зазначається у [154], є два методи, які зазвичай використовують для розрахунку $LCOE$, відомі як метод «дисконтування» та метод «ануїтизації». У методі дисконтування, наведеному у рівнянні (3.20), потік (реальних) майбутніх витрат і генерування (електроенергії), ідентифікованих як C_t і E_t у році t , дисконтуються зі ставкою дисконтування r і зводяться до зведеної вартості (PrV). PrV витрат потім ділять на PrV генерування за весь термін експлуатації. Зрівняні витрати, виміряні за методом «дисконтування», $LCOE_{Discount}$, отримують за формулою

$$LCOE_{Discount} = \frac{PV(Costs)}{PV(Output)} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}. \quad (3.20)$$

У методі «ануїтизації», як показано у рівнянні (3.21), зведена вартість грошового потоку протягом усього терміну експлуатації пристрою (включаючи витрати на попередню розробку, будівництво, експлуатацію та будь-які витрати на виведення з експлуатації) обчислюють, а потім перетворюють на еквівалентні річні витрати, використовуючи стандартну формулу ануїтету. Ці еквівалентні річні витрати потім ділять на середньорічну вироблену електроенергію протягом усього терміну експлуатації станції, де n – термін служби системи у роках:

$$LCOE_{Annuitizing} = \frac{Ann(Costs)}{Ave(Output)} = \frac{\left(\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}\right) \left(\frac{r}{1-(1+r)^{-n}}\right)}{\left(\sum_{t=0}^n E_t\right) / n} \quad (3.21)$$

Ці два методи дають однакові значення, коли ставка дисконтування, що використовується для дисконтування витрат і виробленої енергії в рівнянні (3.20), є такою самою, як та, яку використовують для розрахунку коефіцієнта ануїтету у рівнянні (3.21). Утім, щоб зведені витрати були однаковими за обома показниками, річний обсяг генерування енергії також має бути постійним протягом усього терміну експлуатації системи. Метод ануїтету перетворює витрати на постійний потік у часі. Це доцільно, коли потік генерованої енергії постійний. У наукових публікаціях про вирівняні оцінки витрат зазвичай припускають, що річний обсяг генерування енергії є постійним. Утім, річний обсяг генерування енергії від НВДЕ зазвичай змінюється щодня, в основному через коливання первинних ресурсів, тому під час розрахунку $LCOE$ для відновлюваних джерел доцільніше використовувати метод дисконтування, ніж метод ануїтизації.

Як зазначено у [155], одне із помилкових уявлень під час розрахунку $LCOE$ полягає в тому, що підсумовування не починається з $t = 0$, щоб включити вартість проекту на початку першого року. Перший рік вартості не слід дисконтувати, щоб відобразити зведену вартість, і немає генерованої енергії системи, яка буде знижена.

Зазвичай надлишкову енергію, вироблену СФЕУ, зберігають у системах накопичення для наступного використання. Електричну енергію із СФЕУ в доступному періоді треба використовувати безпосередньо для підтримання навантаження та уникнення втрат через ефективність двосторонніх перетоків. Загальну енергію, генеровану фотоелектричною системою, можна поділити на два типи, відомі як надлишкова та пряма енергія. Надлишкова енергія, $C_{pvsurplus}$, – це додаткова енергія, яку генерує фотоелектрична система і не споживає навантаження. Пряма енергія, $C_{pvdirect}$, – це енергія, яку безпосередньо споживає навантаження. $E_{pvsurplus}$ і $E_{pvdirect}$ – витрати на генерацію надлишкової енергії та прямої енергії відповідно. Отже, маємо:

$$LCOE_{PV} = \frac{C_{pvsurplus} + C_{pvdirect}}{E_{pvsurplus} + E_{pvdirect}}, \quad (3.22)$$

$$LCOE_{PV} = \frac{C_{pvsurplus}}{E_{pvsurplus} + E_{pvdirect}} + \frac{C_{pvdirect}}{E_{pvsurplus} + E_{pvdirect}}. \quad (3.23)$$

З рівнянь (3.22), (3.23) видно, що вони не відповідають визначенню $LCOE$. Отже, визначення $LCOE$ для системи з джерелами РГ, такими як СНЕ, вимагає іншого визначення.

У [156] автори описують метод мультидисциплінарної оптимізації проектування морських ВЕУ на системному рівні. Цільовою функцією, яку треба мінімізувати, є зведена вартість енергії, однак накопичення енергії у статті не розглядалося. У [157] автор зазначив, що $LCOE$ використовувався як цільова функція в ряді аналізів, які стосуються автономних систем, на основі ВДЕ. Модифікація традиційного визначення $LCOE$ тут ґрунтується на інтерналізації вартості втрачених витрат, пов'язаних зі змінним навантаженням. У [158] автор вважає час виплати основним компонентом у розрахунку $LCOE$. Оскільки класичний $LCOE$ є статичним, тобто розстрочка здійснюється сьогодні, запропонована методологія динамічно шукає точку в майбутньому, де $LCOE$ буде оптимальним.

У [155] автор також надав огляд методології правильного розрахунку $LCOE$ для сонячних фотоелектричних установок, запропонувавши таке рівняння:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{S_t(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (3.24)$$

Слід зазначити, що капітальні інвестиції I_t є одноразовим платежем, але не варто нехтувати і вилучати з підсумків. $LCOE$ для фотоелектричних систем, наведений автором, також враховує коефіцієнт деградації фотоелектричних модулів. Енергія, вироблена за певний рік, E_t , – це номінальний згенерований обсяг енергії за рік, S_t , помножений на коефіцієнт деградації $(1-d)^t$, який зменшує обсяги генерування енергії з часом. Витрати на технічне обслуговування, експлуатаційні витрати та процентні витрати за рік t позначено як M_t , O_t і F_t відповідно.

Звертаючись до СНЕ, автор у [159] надав аналіз вартості підключеного до мережі накопичувача електроенергії. В аналізі розглянуто різні технології накопичення енергії, розраховано вартість енергії, доданої шляхом зберігання електроенергії для різних технологій накопичення. Автор зробив деякі порівняння виключно для технологій накопичення, але систему з ВДЕ у статті не розглянуто.

У [160] автор підкреслив, що економічні наслідки мережевих технологій накопичення електроенергії незрозумілі для експертів, операторів електромереж, регуляторів і виробників електроенергії. У документі зазначено, що якщо вартість зарядки електроенергії буде вираховано з $LCOE$, що постачається СНЕ, чисту зведену вартість накопичувача (Levelized Cost of Storage – LCOS) можна подати рівнянням [160]

$$LCOS = LCOE - \frac{\text{вартість заряджання}}{\text{загальна ефективність системи}}. \quad (3.25)$$

З рівняння (3.25) очевидно, що $LCOS$ буде меншим, ніж $LCOE$. Вартість накопичення має бути вищою за вартість системи, вартість зберігання повинна включати вартість генерації енергії, яка буде зберігатися в СНЕ. Зберігання матиме коефіцієнт ефективності, отже, вихідна енергія із СНЕ буде нижчою, ніж енергія, генерована джерелом. Зазначається, що джерело генерації у розрахунку $LCOS$ або $LCOE$ для системи не враховувалося. На енергію, що накопичується у СНЕ, впливає виробництво енергії з відновлюваних джерел.

Всесвітня енергетична рада [161] запропонувала нову формулу, відому як зведена вартість накопичення, щоб уможливити порівняння між різними типами технологій накопичення з точки зору середньої вартості виробленої/накопиченої кВт·год електричної енергії:

$$LCOS = \frac{I_o + \sum_{t=1}^n \frac{C_{ESSt}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{ESSt}}{(1+r)^t}}, \quad (3.26)$$

де I_o – капітальні витрати; C_{ESSt} та E_{ESSt} – загальні витрати та обсяги генерування енергії за рік t відповідно. Зазначається, що формула $LCOS$ лише підсумовує загальний $LCOS$ кожної технології, тобто не враховує випадків застосування для вітрових або фотоелектричних систем. Це показує, що галузь відновлюваної енергетики стикається із двома основними проблемами під час застосування метрики $LCOS$:

1. Довільність. Оцінки рівня вартості накопичення є довільними, оскільки випадки застосування СНЕ можуть сильно різнитися.

2. Неповнота. Оцінки зведених витрат на накопичення є неповними, оскільки вони не охоплюють необхідних бізнес-моделей та їх характеристик для накопичення. У філософії $LCOE$ потрібний дохід відображається лише застосованим коефіцієнтом дисконтування. Оскільки $LCOE$ нехтує вищими потенційними доходами, наприклад, від забезпечення гнучкості, це є спрощеним підходом для фактичної вартості зберігання.

Пропонований $LCOE$ для гібридної системи описано у рівнянні [162]

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{(I \cdot i + O + F_{chp})}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n E_{tpv} (1-d_1)^t + \frac{E_{tchp} (1-d_2)^t}{(1+r)^t}}, \quad (3.27)$$

де I – загальна вартість установки, яка включає вартість енергії від СФЕУ, вартість ФЕМ та модуля ТЕЦ; i – відсоткова ставка за гібридною системою для 100 % кредитного фінансування; O – загальна вартість експлуатації та обслуговування; F_{chp} – річна вартість палива когенераційної установки; E_{tpv} і E_{tchp} – номінальне річне виробництво енергії від сонячної СФЕУ та когенераційної установки відповідно; d_s і d_n – швидкість деградації для сонячної фотоелектричної та когенераційної установок відповідно. Енергія, вироблена фотоелектричною системою, не знижується. Показник не відображає фактичної вартості сонячної енергії в майбутньому. Наслідки витрат через накопичення не були включені у детальний аналіз. Хоча СНЕ не генерує енергії, загальне генерування енергії залежатиме від СНЕ через ефективність передачі в обидві сторони. Отже, у цьому дослідженні загальне генерування енергії системою є неточним.

Проаналізувавши загальні підходи до оцінювання $LCOE$ у системах із джерелами РГ та СНЕ та враховуючи ліквідаційні витрати і додаткові зовнішні витрати, $LCOE_{MG}$ матиме такий вигляд:

$$LCOE_{MG} = \frac{\sum_{t=1}^n \omega_{LCOEi} \frac{I_t + O \& M_t + F_t + T_t + Ext_t + L_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} + \sum_{t=1}^n \omega_{LCOEi} LCOE_{ESS} \quad (3.28)$$

де $LCOE$ – вартість електроенергії, усереднена за період n ; I_t – інвестиційні витрати на рік; $O \& M_t$ – експлуатаційні витрати і витрати на обслуговування на рік; F_t – витрати паливної складової на рік; T_t – податкові платежі за рік; E_t – обсяг виробництва електроенергії за рік, кВт·год/рік; r – ставка

дисконтування; n – тривалість проекту; t – рік реалізації проекту; Ext_t – зовнішні витрати на рік; L_t – ліквідаційні витрати на рік.

Для прикладу проведемо розрахунок показника $LCOE$ для СФЕУ дахового розміщення встановленою потужністю 5 кВт для умов м. Львів (детальні розрахунки наведено у Додатку А) та порівняємо з аналогічними установками зі встановленою потужністю 3 кВт, 10 кВт, 20 кВт та 30 кВт (рис. 3.4).

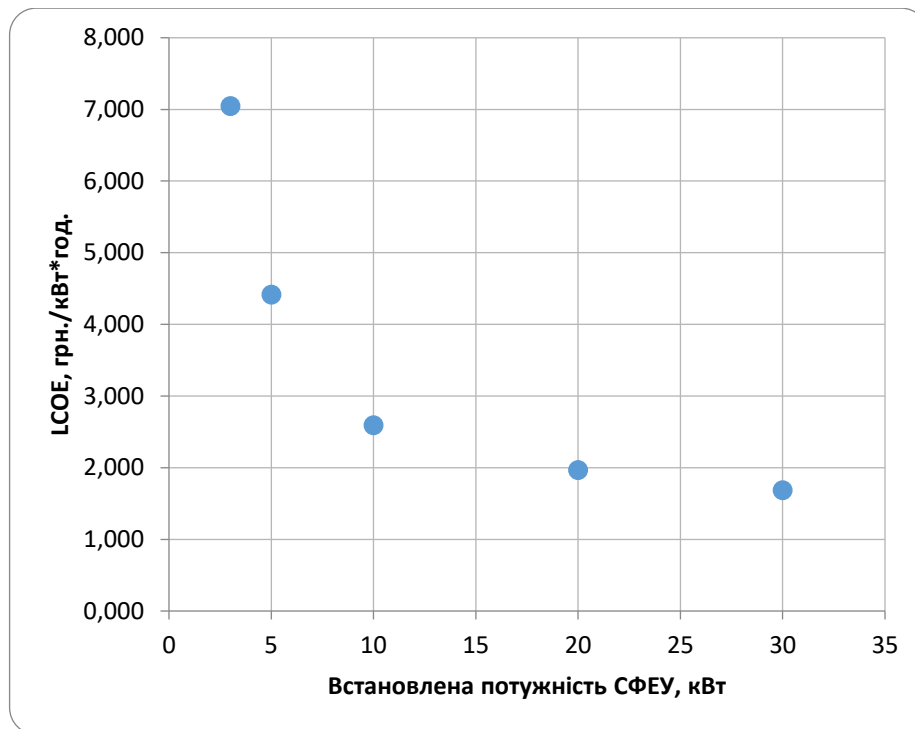


Рис. 3.4 – Показник $LCOE$ для СФЕУ дахового розміщення різної потужності

Як видно з результатів розрахунків, зі збільшенням встановленої потужності СФЕУ показник $LCOE$ зменшується. Це пов'язано з непропорційним збільшенням експлуатаційних та інших поточних витрат після збільшення встановленої потужності установки. Підвищена точність запропонованого методу розрахунку дає змогу більш точно оцінити дохід власника РГ на етапі планування інтегрування кожної окремої установки РГ та СНЕ в інфраструктуру ЛЕС.

3.3 Оцінка нерівномірності відбору електроенергії в системах накопичування електроенергії

Окремою складовою оптимізаційної задачі в системах із СНЕ є оцінювання нерівномірності відбору електроенергії в системах з накопичувачами електроенергії. Вважатимемо, що робота ЛЕС забезпечує заряджання акумуляторних батарей (АКБ) до заданих рівнів ємності батареї. Оцінювання ємності АКБ у режимі розрядження визначає обсяги енергії для тривалої роботи ЛЕС в автономному режимі та здійснюється відповідно до стандартної формули:

$$Q = (P_H \cdot t) / (U \cdot S), \quad (3.29)$$

де Q – розрахункова ємність АКБ (А·год); P_H – потужність навантаження (Вт); t – час розряду (год.); U – напруга батареї (В); S – коефіцієнт, що відображає, яка частина ємності АКБ використовується. Значення коефіцієнта S компенсує ситуацію неповного заряду батареї.

У випадку відключення від електромережі вихідну потужність сонячної генерації PV-панелями можна визначити як максимальну потужність навантаження за формулою

$$P_H = \max\{P_{H,j}\}, \quad \forall j \in 1, 2, \dots, m, \quad (3.30)$$

де m – кількість виділених інтервалів часу. Витрату енергоємності ΔQ акумуляторної батареї ЛЕС за час живлення навантаження Δt_H розраховують як

$$\Delta Q = P_H \cdot t_H / U_H, \quad (3.31)$$

де P_H – номінальна потужність навантаження; U_H – номінальна напруга навантаження.

Ступінь розрядженості АКБ у ЛЕС, враховуючи співвідношення (3.31), визначають таким чином:

$$S = ((Q_H - Q_{\min}) / Q_H) \cdot 100 \% = (\Delta Q / Q_H) \cdot 100 \%. \quad (3.32)$$

Проаналізувавши (3.31) та (3.32), отримуємо вираз визначення потрібної ємності Q_H АКБ:

$$Q_H = 100 \cdot P_H \cdot t_H / (S \cdot U_H), \quad (3.33)$$

де t_H – час розрядження акумуляторів; U_H – номінальна напруга навантаження

Рівняння (3.33) дозволяє легко розрахувати потрібну ємність АКБ за постійного навантаження.

Чим більша вихідна напруга АКБ, тим менші ємність і струм розряду акумуляторної батареї $I = P_H / U_H$. Енергію, накопичену в акумуляторній батареї ЛЕС, обчислюється як

$$W = Q_H \cdot U_H. \quad (3.34)$$

У ЛЕС із АКБ різнотипні навантаження можуть споживати електроенергію як на змінному, так і на постійному струмі, причому від АКБ струм може відбиратися по паралельних лініях, з різними значеннями вхідних напруги і струму для окремих груп навантажень. Для режиму розряду АКБ, враховуючи роботу змінного у часі навантаження, розглянемо двоступеневий графік зміни навантаження (рис. 3.5, а) з інтервалами часу Δt_1 і Δt_2 та потужностями навантаження P_{H1} і P_{H2} за $U_H = \text{const}$. Інтервали часу розряду Δt_1 та Δt_2 визначені як суми виділених підінтервалів часу (які можуть бути незв'язаними) із двома рівнями навантаження. Отже, будемо розглядати два режими з різною інтенсивністю розряду АКБ, що зумовлено роботою змінного у часі навантаження. Фактично графік споживання електроенергії від АКБ, наприклад, протягом доби, апроксимується двоступеневим

графіком з «високою» та «низькою» інтенсивністю розряду АКБ. Графік зміни ємності акумуляторної батареї ЛЕС за двоступеневого навантаження зображено на рис. 3.5, б.

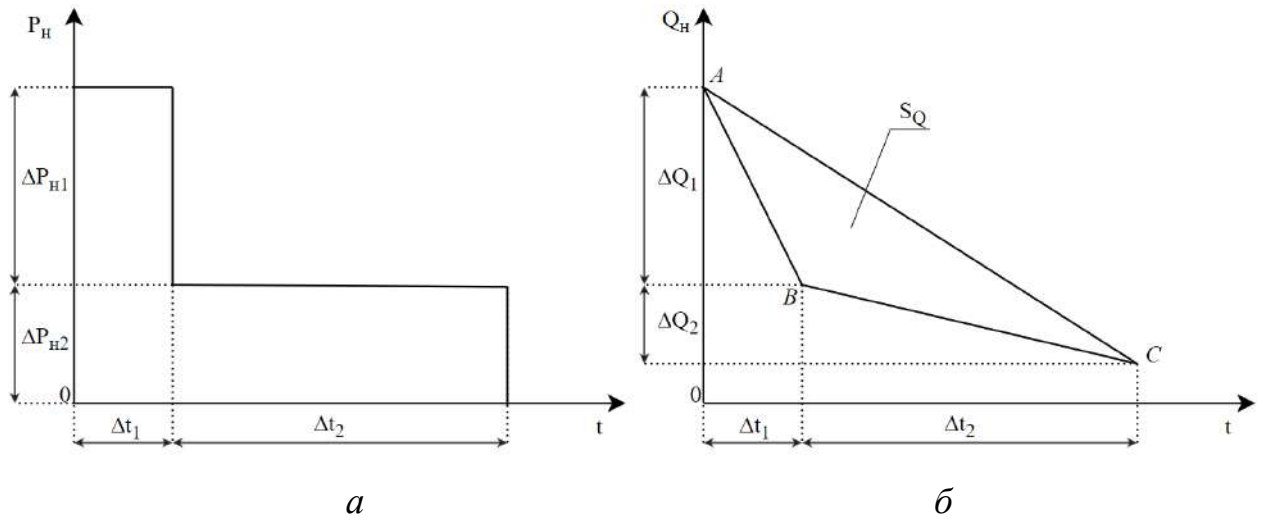


Рис. 3.5 – Графік зміни навантаження АКБ

На першому інтервалі часу Δt_1 витрату ємності АКБ визначають як

$$\Delta Q_1 = (P_{H1} \cdot \Delta t_1) / (S \cdot U_H), \quad (3.35)$$

а на другому

$$\Delta Q_2 = (P_{H2} \cdot \Delta t_2) / (S \cdot U_H). \quad (3.36)$$

Із співвідношень (3.35) та (3.36) випливає, що

$$\Delta Q_1 / \Delta Q_2 = (P_{H1} \cdot \Delta t_1) / (P_{H2} \cdot \Delta t_2).$$

З огляду на те, що $\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2$, з рівнянь (3.32), (3.35) та (3.36) отримуємо вираз для визначення потрібної ємності АКБ у вигляді

$$Q_H = 100 \cdot (P_{H1} \cdot \Delta t_1 + P_{H2} \cdot \Delta t_2) / (S \cdot U_H) \quad (3.37)$$

за мінімально допустимого значення розряду АКБ:

$$Q_{\text{MIN}} = Q_{\text{H}} \cdot (1 - S / 100). \quad (3.38)$$

Очевидно, що розрахунок за рівнянням (3.37) дає наближене значення потрібної ємності АКБ. Щоб більш точно визначити потрібну ємність АКБ, слід більш точно враховувати зміну графіка навантаження (збільшити кількість інтервалів апроксимації кусково-постійними функціями) на виділеному інтервалі часу, а також можливість зміни величини U_{H} на окремих інтервалах.

У разі виділення n_p інтервалів розряду АКБ тривалістю Δt_j , $j = 1, \dots, n_p$, кожному з яких відповідає потужність навантаження $P_{\text{H}j}$, формула (3.37) набуде вигляду

$$Q_{\text{H}} = 100 \cdot \sum_{j=1}^{n_p} (P_{\text{H}j} \cdot \Delta t_j) / (S \cdot U_{\text{H}}). \quad (3.39)$$

Як приклад оцінювання параметрів системи з АКБ наведемо наближений розрахунок потужності основної шини ЛЕС. Вважатимемо, що усі споживачі електроенергії та зарядний пристрій АКБ живляться через основну шину. Пропускную потужність основної шини ЛЕС визначають як суму потужностей навантаження та заряду АКБ:

$$P_{\text{ОШ}} = P_{\text{HMAX}} + P_{\text{ЗП}} / \eta_2, \quad (3.40)$$

де $P_{\text{HMAX}} = \max \{P_{\text{H1}}, P_{\text{H2}}\}$ – максимальна потужність навантаження ЛЕС; $P_{\text{ЗП}}$ – потужність зарядного пристрою ЛЕС; η_2 – ККД зарядного пристрою ЛЕС. Так, для АКБ у ЛЕС потрібну потужність сонячної батареї визначають співвідношенням

$$P_{\text{СБ}} = P_{\text{ОШ}} / \eta_1 = P_{\text{HMAX}} / \eta_1 + P_{\text{ЗП}} / (\eta_1 \cdot \eta_2), \quad (3.41)$$

де η_1 – ККД перетворювача постійної напруги.

Енергоефективність роботи сонячної електростанції на основі PV-панелей згідно з (3.40), (3.41) визначають ККД ЛЕС:

$$\eta = P_H / P_{CB} = (P_{HMAX} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2) / (P_{HMAX} \cdot \eta_2 + P_{ЗП}). \quad (3.42)$$

У свою чергу, потужність інвертора, який забезпечує підключення сонячної електростанції до навантаження домогосподарства, підбирають, наприклад, за сумарною електричною потужністю одночасно підключених електроприладів. Здатність деяких електричних побутових приладів у момент пуску споживати потужність, що перевищує паспортне значення, під час вибору інвертора потребує враховувати коефіцієнт запасу потужності (на рівні 1,1 та вище), оскільки такі інвертори мають витримувати короточасні перевантаження [13–15].

Важливим елементом оцінки енергоефективності роботи ЛЕС із СНЕ є оцінювання потенційних можливостей найбільш прийняттого алгоритму відбору потужності від мережі та АКБ за зміни струму навантаження (включення / виключення одного навантаження або групи навантажень). Такі зміни надалі будемо вважати стрибкоподібними.

Графік електроспоживання $p(t)$ будемо моделювати кусково-постійними функціями:

$$p(t) = \{p(t), i \in N, t \in [t_{i-1}, t_i), t_0 = 0, t_N = T\}. \quad (3.43)$$

Нерівномірність відбору потужності будемо оцінювати з точки зору роботи ЛЕС у цілому. Як критерій оцінки вибрано ступінь відхилення від рівномірного енергоспоживання щодо середнього рівня передачі активної енергії (активної потужності) за визначений (заданий) інтервал часу. З цією метою застосуємо такий інтегральний показник, як модифіковану потужність Фризе, розширивши її застосування як квадратичної нев'язки між повною

потужністю S та активною потужністю P , на довільний інтервал часу [17].
Надалі використаємо для позначення модифікованої потужності Фризе величину Q_{Φ} [18, 19].

Визначення модифікованої потужності Q_{Φ} для оцінювання нерівномірності процесів у ЛЕС у загальному вигляді покажемо на прикладі режиму, що характеризується діючими значеннями напруги U_i та струму I_i , $i = 1, \dots, n$, де t_i – тривалість i -го інтервалу, та $P = U_0 \cdot I_0$, де U_0, I_0 – усереднені значення напруги і струму. За умови $\cos\phi = 1$ для інтервалу часу T можна записати вираз для потужності Фризе Q_{Φ} у вигляді [18]

$$Q_{\Phi} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n U_i^2 \frac{\Delta t_i}{T}\right) \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 \frac{\Delta t_j}{T}\right) - U_0^2 I_0^2}, \quad (3.44)$$

який за умов $\delta_i = \Delta t_i / T$; $\sum_{i=1}^n \delta_i = 1$ набуває вигляду

$$Q_{\Phi} = \sqrt{\sum_{i=1}^n U_i^2 \delta_i \cdot \sum_{i=1}^n I_i^2 \delta_i - \left(\sum_{i=1}^n U_i I_i \delta_i\right)^2}. \quad (3.45)$$

Для системи, за умови виділення двох інтервалів тривалістю Δt_1 та Δt_2 (рис. 3.5, *a*), струм навантаження дорівнює $I_{H,1}$ та $I_{H,2}$ відповідно. Припустимо, що струми $I_{H,1}$ та $I_{H,2}$ формуються із двох складових: струму, що відбирається від електромережі (індекс «М»), та струму, що відбирається від акумуляторної батареї (індекс «А»):

$$I_{M,1} + I_{A,1} = I_{H,1}; \quad I_{M,2} + I_{A,2} = I_{H,2}. \quad (3.46)$$

Введемо такі позначення: $\delta_1 = \Delta t_1 / (\Delta t_1 + \Delta t_2)$; $\delta_2 = \Delta t_2 / (\Delta t_1 + \Delta t_2)$. Враховуючи співвідношення (3.44) та (3.45), запишемо вирази для потужності Фризе у перетинах електромережі $Q_{\Phi M}$, а також для лінії, якою підключені АКБ $Q_{\Phi A}$ та навантаження $Q_{\Phi H}$ за умови $U_1 = U_2 = U_H$:

$$\begin{aligned}
Q_{\Phi M}^2 &= U_H^2((I_{M,1}^2\delta_1 + I_{M,2}^2\delta_2) - (I_{M,1}\delta_1 + I_{M,2}\delta_2)^2); \\
Q_{\Phi A}^2 &= U_H^2((I_{A,1}^2\delta_1 + I_{A,2}^2\delta_2) - (I_{A,1}\delta_1 + I_{A,2}\delta_2)^2); \\
Q_{\Phi H}^2 &= U_H^2((I_{H,1}^2\delta_1 + I_{H,2}^2\delta_2) - (I_{H,1}\delta_1 + I_{H,2}\delta_2)^2) = \\
&= U_H^2(((I_{M,1} + I_{A,1})^2\delta_1 + (I_{M,2} + I_{A,2})^2\delta_2) - ((I_{M,1} + I_{A,1})\delta_1 + (I_{M,2} + I_{A,2})\delta_2)^2). \quad (3.47)
\end{aligned}$$

Квадратичну нев'язку ΔQ_Φ між складовими $Q_{\Phi M}$, $Q_{\Phi A}$ та $Q_{\Phi H}$ із співвідношення (3.47) знаходять за формулою

$$\begin{aligned}
\Delta Q_\Phi &= (Q_{\Phi M}^2 + Q_{\Phi A}^2) - Q_{\Phi H}^2 = \\
&= U_H^2\{[(I_{A,1}^2\delta_1 + I_{A,2}^2\delta_2) - (I_{A,1}\delta_1 + I_{A,2}\delta_2)^2 + \\
&+ (I_{M,1}^2\delta_1 + I_{M,2}^2\delta_2) - (I_{M,1}\delta_1 + I_{M,2}\delta_2)^2] - [(I_{H,1}^2\delta_1 + I_{H,2}^2\delta_2) - (I_{H,1}\delta_1 + \\
&I_{H,2}\delta_2)^2]\} = \\
&= U_H^2\delta_1\delta_2\{(I_{A,1} - I_{A,2})^2 + (I_{M,1} - I_{M,2})^2 - (I_{H,1} - I_{H,2})^2\}. \quad (3.48)
\end{aligned}$$

Із врахуванням (3.46) співвідношення (3.48) можемо подати у вигляді

$$\Delta Q_\Phi = U_H^2\delta_1\delta_2 \cdot \Delta I_M \cdot \Delta I_A, \quad (3.49)$$

де $\Delta I_M = I_{M,1} - I_{M,2}$; $\Delta I_A = I_{A,1} - I_{A,2}$.

Вирази (3.47)–(3.49) описують зміни потужності Q_Φ на навантаженні порівняно із сумою змін цієї потужності в електромережі та на виході АКБ. Якщо струм мережі чи АКБ не змінюється зі зміною навантаження, то $\Delta Q_\Phi =$

0. Вираз (3.49) показує, що на квадратичну нев'язку ΔQ_{Φ} впливають як режими роботи системи в цілому (U_H, δ_1, δ_2), так і режими роботи окремих елементів ($\Delta I_M, \Delta I_A$), зокрема, спостерігається прямо пропорційна залежність від зміни діючих значень струму як електромережі, так і струму від АКБ.

Надалі будемо враховувати, що режими роботи АКБ організовано таким чином, що діапазон розряду АКБ лежить у межах від Q_H до Q_{\min} , тому в наступних розрахунках ступінь розрядженості S не враховуватимемо.

У разі розряду АКБ зміну її енергоємності ΔQ на інтервалі часу Δt визначають із співвідношень $\Delta Q = P_H \cdot \Delta t / U_H$; $\Delta Q = I_H \cdot \Delta t$, де P_H, U_H та I_H – потужність, напруга та струм навантаження відповідно. Отже, як узагальнений показник нерівномірності розрядження АКБ можемо застосувати оцінку потужності Фризе з використанням наведених вище співвідношень між струмом і витратами енергоємності ΔQ (співвідношення (3.48), (3.49)).

Для двох інтервалів часу Δt_1 та Δt_2 за заданої постійної напруги U_H величину нерівномірності розряду АКБ з точки зору протікання енергетичних процесів в ЛЕС для відповідних значень величин ΔQ_1 і ΔQ_2 , де $I_1 = \Delta Q_1 / \Delta t_1$ та $I_2 = \Delta Q_2 / \Delta t_2$ (різна інтенсивність розряду), визначимо через потужність Фризе $Q_{\Phi Q}$:

$$\begin{aligned} Q_{\Phi Q}^2 &= U_H^2(I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2) - U_H^2(I_1\delta_1 + I_2\delta_2)^2 = \\ &= U_H^2(((\Delta Q_1/\Delta t_1)^2\delta_1 + (\Delta Q_2/\Delta t_2)^2\delta_2) - ((\Delta Q_1/\Delta t_1)\delta_1 + (\Delta Q_2/\Delta t_2)\delta_2)^2) = \\ &= (U_H/T)^2(\Delta Q_1^2(\delta_2/\delta_1) + \Delta Q_2^2(\delta_1/\delta_2) - 2\Delta Q_1\Delta Q_2). \end{aligned} \quad (3.50)$$

Припустимо, що на інтервалі T під час розряду АКБ є сумарна витрата емності ΔQ_{Σ} , яка визначається співвідношеннями

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n_c} \Delta Q_i; \quad T = \sum_{i=1}^{n_c} t_i, \quad (3.51)$$

де n_c – кількість інтервалів апроксимації графіка навантаження кусково-постійними функціями.

Визначимо характеристику розряду ємності АКБ як безрозмірної величини: $\delta_{Ci} = \Delta Q_i / \Delta Q_\Sigma$ за $\delta_i = \Delta t_i / T$, $i = 1, \dots, n_c$, а співвідношенню δ_{Ci} / δ_i поставимо у відповідність кут $\alpha_{Ci} = \text{arctg}(\delta_{Ci} / \delta_i)$. Множину кутів $\{\alpha_{Ci}\}$, $i = 1, \dots, n_c$, можна розглядати як характеристику інтенсивності розряду АКБ. Для величин δ_i , δ_{Ci} та $\text{tg}\alpha_{Ci}$ виконуються співвідношення

$$\sum_{i=1}^{n_c} \delta_i \cdot \text{tg}\alpha_{Ci} = 1; \quad \sum_{i=1}^{n_c} \delta_{Ci} / \text{tg}\alpha_{Ci} = 1. \quad (3.52)$$

Значення $\alpha_{Ci} = 45^\circ$ беруть як усереднену характеристику рівномірності розряду АКБ (виконання умови $\delta_{Ci} = \delta_i$). Ця умова відображає сталість інтенсивності розряду АКБ на кожному із виділених інтервалів, тому можна вважати, що за $\alpha_{Ci} < 45^\circ$ інтенсивність розряду АКБ буде нижчою від середнього рівня, а за $\alpha_{Ci} > 45^\circ$ інтенсивність розряду АКБ буде вищою від середнього рівня.

Якщо від АКБ на інтервалі T відбирається потужність P_H , то середній струм I_{CP} відбору енергії від АКБ та середню напругу U_{CP} визначають із співвідношень $I_{CP} = \Delta Q_\Sigma / T$; $U_{CP} = P_H / I_{CP}$. Для заданих величин ΔQ_Σ та P_H ми можемо визначити усереднені значення струму I_{CP} та напруги U_{CP} , щодо яких ми будемо розглядати нерівномірність процесу розряду АКБ. У нашому випадку $U_{CP} = U_H = \text{const}$. Величину I_{CP} визначають як середнє значення струмів I_1 та I_2 відповідно на інтервалах Δt_1 та Δt_2 ($I_{CP} = I_1\delta_1 + I_2\delta_2$).

Для величин I_{CP} та U_{CP} визначимо $Q_{\Phi Q}$ як характеристику нерівномірності розряду на двох інтервалах Δt_1 та Δt_2 відповідно до режиму зі значеннями струму I_{CP} та напруги U_{CP} :

$$Q_{\Phi Q}^2 = (U_H^2 I_1^2 \delta_1 + U_H^2 I_2^2 \delta_2) - (I_{CP} U_{CP})^2 =$$

$$\begin{aligned}
&= (U_H^2 I_1^2 \delta_1 + U_H^2 I_2^2 \delta_2) - (U_H \delta_1 + U_H \delta_2)^2 \cdot (\Delta Q_\Sigma / T_A)^2 = \\
&= U_H^2 \delta_1 (I_1^2 - \delta_1 I_{CP}^2) + U_H^2 \delta_2 (I_2^2 - \delta_2 I_{CP}^2) - 2 U_H^2 \delta_1 \delta_2 I_{CP}^2. \quad (3.53)
\end{aligned}$$

Інтенсивність розряду (струм розряду) на інтервалах Δt_1 , Δt_2 та сумарному інтервалі T ($T = \Delta t_1 + \Delta t_2$) можемо записати таким чином:

$$I_1 = \Delta Q_1 / \Delta t_1; I_2 = \Delta Q_2 / \Delta t_2; I_{CP} = (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) / T. \quad (3.54)$$

Формулу (3.53) для двох інтервалів Δt_1 та Δt_2 на інтервалі T ($T = \Delta t_1 + \Delta t_2$; $\delta_1 = \Delta t_1 / T$; $\delta_2 = \Delta t_2 / T$) можна подати у вигляді

$$\begin{aligned}
Q_{\Phi Q}^2 &= U_H^2 (I_1^2 \cdot \delta_1 + I_2^2 \cdot \delta_2 - I_1^2 \cdot \delta_1^2 - I_2^2 \cdot \delta_2^2 - 2 \cdot I_1 \cdot I_2 \cdot \delta_1 \cdot \delta_2) = \\
&= U_H^2 \cdot \delta_1 \cdot \delta_2 \cdot (I_1 - I_2)^2 = U_H^2 \cdot (\Delta Q_1 \cdot \Delta t_2 - \Delta Q_2 \cdot \Delta t_1)^2 / (T^2 \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2). \quad (3.55)
\end{aligned}$$

Враховуючи позначення $\Delta Q_1 = \delta_{C1} \cdot \Delta Q_\Sigma$ та $\Delta Q_2 = \delta_{C2} \cdot \Delta Q_\Sigma$, співвідношення (3.55) можемо подати таким чином:

$$Q_{\Phi Q}^2 = (U^2 \cdot \Delta Q_\Sigma^2 / T^2) \cdot (\delta_{C1} \cdot \delta_2 - \delta_{C2} \cdot \delta_1)^2 = (U^2 \cdot \Delta Q_\Sigma^2 / T^2) \cdot F(\delta_C, \delta), \quad (3.56)$$

де $F(\delta_C, \delta) = (\delta_{C1} \cdot \delta_2 - \delta_{C2} \cdot \delta_1)^2$; $\delta_{C1} + \delta_{C2} = 1$; $\delta_1 + \delta_2 = 1$.

Вигляд функції $F(\delta_C, \delta)$ показано на рис. 3.6. Із співвідношення (3.56) випливає, що $Q_{\Phi Q} = 0$ за $\delta_{C1} \cdot \delta_2 = \delta_{C2} \cdot \delta_1$, або виконанні співвідношення $\delta_{C1} / \delta_{C2} = \delta_1 / \delta_2$ (інтенсивність зміни енергоємності у разі розрядження АКБ пропорційна тривалості інтервалів, на яких відбувається розрядження).

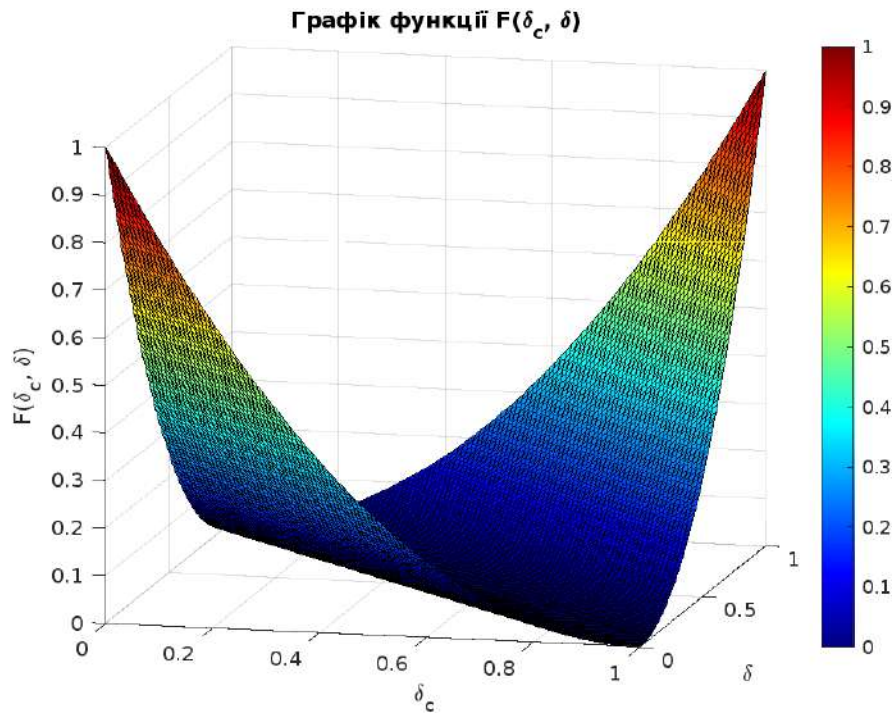


Рис. 3.6 – Зміна функції $F(\delta_c, \delta)$ залежно від параметрів δ_c, δ

Сформована безрозмірна функція $F(\delta_c, \delta)$ дозволяє у тривимірному просторі отримати наочне подання оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається постійне відбирання потужності, так і інтенсивності розряду АКБ на цих інтервалах.

Якщо ввести номінальне $Q_{\text{НОМ}}$ та мінімально допустиме $Q_{\text{МІН}}$ значення енергоємності АКБ, то для величин $Q_{\text{НОМ}}$ та $Q_{\text{МІН}}$ мають виконуватися умови

$$Q_{\text{НОМ}} > \Delta Q_1 + \Delta Q_2 - Q_{\text{МІН}}; \quad \Delta Q_1 + \Delta Q_2 < Q_{\text{НОМ}} - Q_{\text{МІН}}. \quad (3.57)$$

Щоб оцінити нерівномірність розрядження АКБ (Irregular Battery Discharge) $\Delta Q_{\text{ІВD}}$, розглянемо графіки на рис. 3.5, б. Оскільки функціональні залежності на цьому рисунку задано у двовимірному метричному просторі L^2 , то можемо визначити метричну відстань між функцією $f_{Q1}(t)$, задану відрізками AB та BC , з одного боку, та функцією $f_{Q2}(t)$, задану відрізком AC , із другого. Відстань між функціями $f_{Q1}(t)$ та $f_{Q1}(t)$ визначимо як нормовану

інтегральну нев'язку

$$d_Q = \frac{1}{T} \int_0^T (f_{Q2}(t) - f_{Q1}(t)) \cdot dt = S_Q / T, \quad (3.58)$$

де інтеграл подано площею S_Q на рис. 3.5, б, при цьому розмірність ΔQ_{IBD} становить А·год. Співвідношення для розрахунку ΔQ_{IBD} можемо записати таким чином:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{IBD} &= \\ &= (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) \cdot (\Delta t_1 + \Delta t_2) / 2 - (\Delta Q_1 \cdot \Delta t_1) / 2 - \Delta Q_2 \cdot \Delta t_1 - (\Delta Q_2 \cdot \Delta t_2) / 2T = \\ &= (\Delta Q_1 \cdot \Delta t_2 - \Delta Q_2 \cdot \Delta t_1) / 2T \end{aligned} \quad (3.59)$$

за умови $\Delta Q_1 / \Delta t_1 > \Delta Q_2 / \Delta t_2$ або

$$\Delta Q_{IBD} = (\Delta Q_1 \cdot \delta_2 - \Delta Q_2 \cdot \delta_1) / 2. \quad (3.60)$$

Величину ΔQ_{IBD} можна подати в іншій формі:

$$\Delta Q_{IBD} = ((\Delta Q_1 / \Delta t_1 - \Delta Q_2 / \Delta t_2) \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2) / 2T. \quad (3.61)$$

Якщо ввести величину $\Delta I = I_1 - I_2$, то ΔQ_{IBD} згідно з (3.61) набуде вигляду $\Delta Q_{IBD} = \Delta I \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2 / 2T$. Для демонстрації зміни ΔQ_{IBD} , тобто якісної картини зміни нерівномірності розряду АКБ від впливу тривалості двох інтервалів Δt_1 та Δt_2 , на рис. 3.7 зображено графік зміни ΔQ_{IBD} за $\Delta I = 1$ А та $T = 1$ с (виконання умови $\Delta t_1 + \Delta t_2 = 1$ с). Як видно з графіка на рис. 3.7, максимальної величини ΔQ_{IBD} досягають за умови $\Delta t_1 = \Delta t_2$.

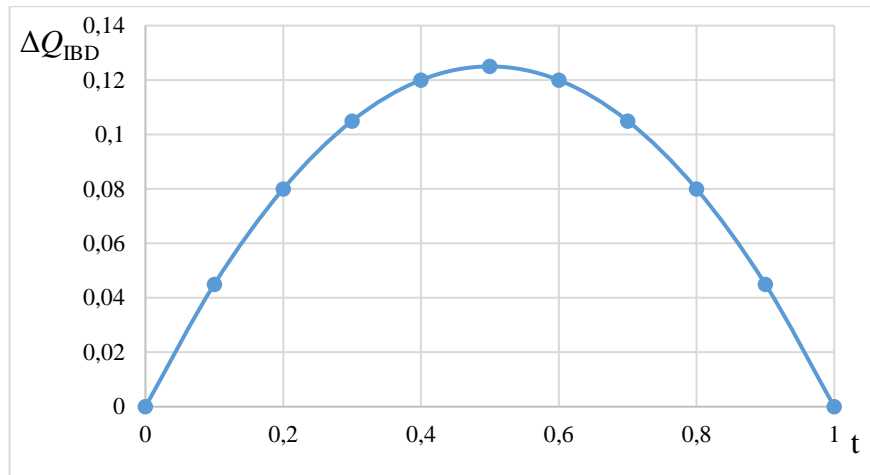


Рис. 3.7 – Зміна нерівномірності розряду АКБ відповідно до впливу тривалості двох інтервалів Δt_1 та Δt_2

Відношення потужності Фризе (згідно з виразом (3.54)) до нерівномірності інтенсивності розряду АКБ (співвідношення (3.61)) позначимо $Q_{\Phi Q} / \Delta Q_{IBD}$. Для цієї величини можемо записати такі співвідношення:

$$(Q_{\Phi Q} / \Delta Q_{IBD})^2 = 4 \cdot U_H^2 / (\Delta t_1 \cdot \Delta t_2); \quad Q_{\Phi Q} / \Delta Q_{IBD} = 2 \cdot U_H / (\Delta t_1 \cdot \Delta t_2)^{1/2}. \quad (3.62)$$

Співвідношення (3.47) та (3.49) описують зміни потужності $Q_{\Phi Q}$ навантаженні та вказують, що на квадратичну нев'язку ΔQ_{Φ} впливають режими роботи системи та окремих елементів, зокрема, виконується прямо пропорційна залежність від зміни діючих значень струму як електромережі, так і струму від АКБ.

Щоб охарактеризувати оцінку енергоефективності роботи АКБ в системах розподілу та використання електроенергії зі змінними у часі навантаженнями, використовують співвідношення (3.54), (3.61) та (3.62), де ΔQ_{IBD} є індикатором енергоефективності роботи АКБ як елемента системи (часткова енергоефективність), $Q_{\Phi Q}$ є індикатором роботи АКБ у системі (загальносистемна енергоефективність). Також слід враховувати, що наведені співвідношення доцільно використовувати для оцінювання нерівномірності

відбору енергії від АКБ у виділених ЛЕС. Якщо розглядати інші режими систем енергопостачання, система показників ефективності роботи АКБ може бути іншою.

Надалі для більш точної деталізації режимів роботи ЛЕС із АКБ (графіків нерівномірності процесів) треба враховувати особливості різних типів АКБ, зокрема кількість допустимих циклів «заряджання – розряджання», допустиму глибину розряду, рейтинг C конкретних типів АКБ, зміни напруги U_H на окремих інтервалах часу, а також накладання обмежень на глибину розряду АКБ і врахування циклічності процесів «заряд / розряд» таким чином, щоб тривалість заряджання АКБ могла забезпечити досягнення максимально допустимих рівнів їх заряду.

3.4 Моделі динамічної тарифікації як механізм керування системою із розосередженими енергетичними ресурсами

Збільшення інтеграції джерел РГ у ЛЕС викликає труднощі у збалансуванні між постачанням електроенергії та попитом на неї, хоча цього можна уникнути за допомогою резервів живлення або систем накопичення енергії, що потребує значних інвестиційних витрат [61]. Оператори під час агрегування різнотипних джерел РГ зосереджуються на програмах реагування на попит (DR), які збалансовують генерування електроенергії та попит на основі участі споживачів. Це пов'язано з їх залученням до стратегій моніторингу генерації, які реагують на доступність генерації електроенергії у певні години, а не на зміни навантаження, як показано на рис. 3.8.



Рис. 3.8 – СК ЛЕС на основі програм DSM

Рис. 3.8 описує потенційний вплив заходів DR на рівень обслуговування клієнтів у ЛЕС. Економічні операції, основані на реагуванні на попит мікромережі, досліджено в роботах [9, 10, 74], а різні цінові пропозиції, спрямовані на заохочення клієнтів до участі в програмах, наведено у [75]. У [76] описано програми на основі переривання навантаження, доступні для різноманітних споживачів, а алгоритм планування навантаження в реальному часі для короткострокового керування живленням ВДЕ з мінімальними резервними витратами описано у [74]. Оптимальну економічну диспетчеризацію підключених до мережі мікромереж, враховуючи реакцію попиту, спрямовану на мінімізацію впливу періодичних ВДЕ і надання стимулів для споживачів, подано в [77]. У [76] проаналізовано вплив нерациональних значень заохочення та участі споживачів в EDRP за наявності різних невизначеностей і зроблено висновок, що оптимальні експлуатаційні витрати пов'язані з точним вибором значень заохочення.

Реакція попиту на ціну в реальному часі вимагає модифікації обладнання як на стороні постачальника, так і на стороні споживача. Як наслідок, і

технологічно застарілі постачальники електроенергії, і споживачі не бажають сприймати будь-які швидкі зміни в технологічній інфраструктурі, наприклад, встановлення ліній зв'язку та інтелектуальних лічильників, придбання систем накопичення енергії, встановлення інтелектуальних перетворювачів для вирішення проблем якості електроенергії [78]. Таким чином, розроблення економічно ефективного механізму взаємодії є важливим для реалізації широкомасштабного впровадження інфраструктурних технологій для синтезу складних енергосистем, таких як ЛЕС із РЕР та ОЕС України із залученням реагування на попит.

Як показано у розд. 2, найбільш ефективною моделлю тарифікації, яку застосовують у програмах керування попитом, є модель RTP – ціноутворення у режимі реального часу. Утім, агрегатору / оператору ЛЕС потрібний показник, який дасть змогу коригувати тариф на електричну енергію у ЛЕС, враховуючи зміни у споживанні та наявний резерв генерувальних потужностей.

Як такий показник пропонують співвідношення зміни обсягів споживання електричної енергії щодо зміни обсягів генерування до співвідношення зміни ціни на електричну енергію у відношенні до базової ціни в ЛЕС. Показник K_{DSM} можна подати у вигляді

$$K_{EN} = \frac{A_{CONS}}{A_{GEN}}, \quad (3.63)$$

$$K_P = \frac{P_{DP}}{P_{BASE}}, \quad (3.64)$$

$$K_{DSM} = \frac{A_{CONS\Phi}}{A_{CONS}}, \quad (3.65)$$

де A_{CONSB} – бажані обсяги споживання електричної енергії у разі регулювання ціни згідно з отриманою моделлю; A_{CONSF} – фактичні обсяги споживання електричної енергії після регулювання ціни згідно з отриманою моделлю; A_{CONS} – обсяги споживання електричної енергії до побудови моделі; A_{GEN} – обсяги генерування електричної енергії; P_{DP} – ціна у межах програми керування попитом для i -ї години; P_{BASE} – базова ціна на електричну енергію, визначена постачальником.

Показник K_{DSM} відображає зміну споживання у відповідь на зміну пропозиції, тобто за допомогою цього показника виникає можливість визначити, наскільки потрібно змінити ціну, щоб зменшити (або збільшити) споживання до потрібного значення.

Слід зазначити, що використання показника K_{DSM} буде найбільш репрезентативним у випадку одиничної еластичності у точці кривої попиту, де $|E_p^D|=1$ (рис. 3.9), видатки покупців і виторг продавців електричної енергії у цьому випадку досягають максимальної величини.

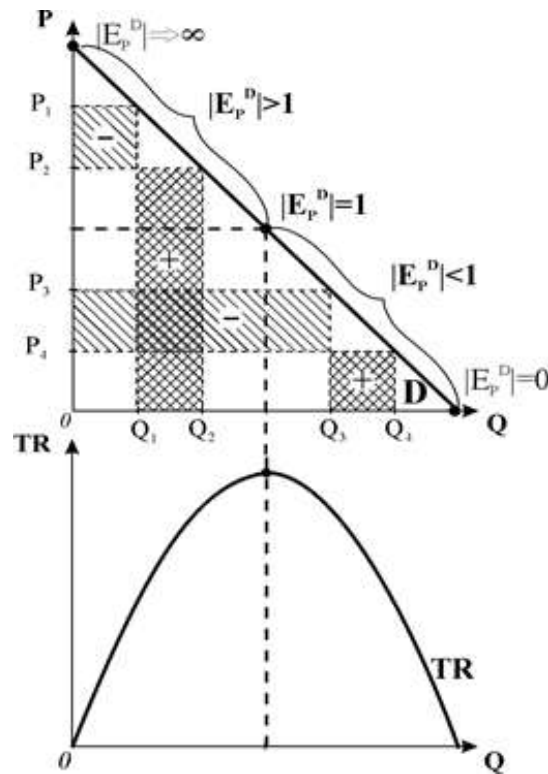


Рис. 3.9 – Модель взаємозв’язку цінової еластичності попиту і сукупного виторгу продавців [163]

На основі показника K_{DSM} пропонуємо такий алгоритм коригування тарифу на електричну енергію у режимі реального часу:

1. Обчислити показник K_{EN} .
2. Обчислити показник K_P .
3. Згрупувати дані погодинних значень показників K_P та K_{EN} в окремі групи на основі значень еластичності.
4. Побудувати регресійну модель, котра дасть змогу розрахувати у відносних одиницях на скільки треба підвищити/знизити тариф на електричну енергію для кожної окремої групи, створеної на основі значення еластичності.
5. Скоригувати тариф на обсяги електричної енергії, визначені у межах побудованої моделі, відповідно до значення, визначеного у попередніх пунктах.
6. Визначити значення K_{DSM} для кожного інтервалу t_i та для оцінювання ефективності запровадження отриманої моделі.

Вихідні дані для розрахунку показника K_{EN} наведено у табл. 3.1 та на рис. 3.10.



Рис. 3.10 – ГЕН для розрахунку показника K_{EN}

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунку показника K_{EN}

Година	Споживання СП1	Споживання СП 2	Споживання СП 3	Середнє споживання
1	3,230	4,730	4,018	3,993
2	2,945	4,230	3,234	3,470
3	2,328	4,830	2,646	3,268
4	2,594	4,130	2,450	3,058
5	2,622	4,230	2,548	3,133
6	2,632	4,830	3,087	3,516
7	2,385	4,630	3,185	3,400
8	2,394	4,030	3,136	3,187
9	2,014	3,630	2,450	2,698
10	2,252	3,930	2,156	2,779
11	2,233	3,730	2,548	2,837
12	2,727	4,330	3,283	3,447
13	3,420	4,530	3,626	3,859
14	3,800	5,430	4,067	4,432
15	3,848	7,330	5,096	5,425
16	6,555	7,480	6,860	6,965
17	8,265	7,380	7,056	7,567
18	8,807	9,630	6,566	8,334
19	8,769	6,230	7,546	7,515
20	7,363	9,630	7,497	8,163
21	7,201	8,430	8,967	8,199
22	6,147	6,430	7,693	6,757
23	3,610	5,130	4,116	4,285
24	4,446	5,830	3,675	4,650

Вихідні дані для розрахунку показника K_P наведено у табл. 3.2 та на рис.

3.11.

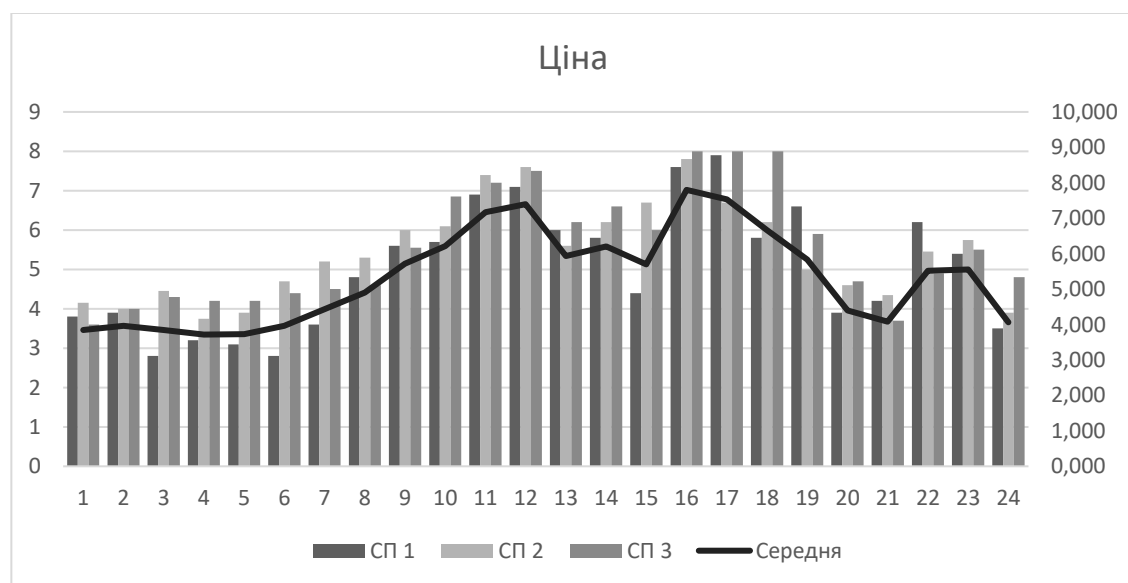


Рис. 4.11 – Зміна ціни за динамічної тарифікації для розрахунку K_P

Таблиця 3.2 – Вихідні дані для розрахунку показника K_p

Година	Ціна для СП 1	Ціна для СП 1	Ціна для СП 1	Середнє значення ціни
1	3,8	4,15	3,6	3,850
2	3,9	4	4	3,967
3	2,8	4,45	4,3	3,850
4	3,2	3,75	4,2	3,717
5	3,1	3,9	4,2	3,733
6	2,8	4,7	4,4	3,967
7	3,6	5,2	4,5	4,433
8	4,8	5,3	4,6	4,900
9	5,6	6	5,55	5,717
10	5,7	6,1	6,85	6,217
11	6,9	7,4	7,2	7,167
12	7,1	7,6	7,5	7,400
13	6	5,6	6,2	5,933
14	5,8	6,2	6,6	6,200
15	4,4	6,7	6	5,700
16	7,6	7,8	8	7,800
17	7,9	6,7	8	7,533
18	5,8	6,2	8	6,667
19	6,6	5	5,9	5,833
20	3,9	4,6	4,7	4,400
21	4,2	4,35	3,7	4,083
22	6,2	5,45	4,9	5,517
23	5,4	5,75	5,5	5,550
24	3,5	3,9	4,8	4,067

У наступних розрахунках у цьому дослідженні як базове споживання та базову ціну будемо використовувати їх середні значення, наведені у табл. 3.1 і табл. 3.2.

Значення показників K_{EN} для кожного зі споживачів наведено у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахункові значення показника K_{EN}

Година	$K_{EN 1}$	$K_{EN 2}$	$K_{EN 3}$
1	0,809	1,185	1,006
2	0,849	1,219	0,932
3	0,712	1,478	0,810
4	0,848	1,351	0,801
5	0,837	1,350	0,813
6	0,748	1,374	0,878
7	0,701	1,362	0,937
8	0,751	1,265	0,984

Таблиця 3.3 – продовження

9	0,746	1,345	0,908
10	0,810	1,414	0,776
11	0,787	1,315	0,898
12	0,791	1,256	0,953
13	0,886	1,174	0,940
14	0,857	1,225	0,918
15	0,709	1,351	0,939
16	0,941	1,074	0,985
17	1,092	0,975	0,932
18	1,057	1,155	0,788
19	1,167	0,829	1,004
20	0,902	1,180	0,918
21	0,878	1,028	1,094
22	0,910	0,952	1,139
23	0,842	1,197	0,960
24	0,956	1,254	0,790

Аналогічним чином проведемо розрахунок показника K_p . Значення показників для кожного зі споживачів наведено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахункові значення показника K_p

Година	$K_p 1$	$K_p 2$	$K_p 3$
1	0,987	1,078	0,935
2	0,983	1,008	1,008
3	0,727	1,156	1,117
4	0,861	1,009	1,130
5	0,830	1,045	1,125
6	0,706	1,185	1,109
7	0,812	1,173	1,015
8	0,980	1,082	0,939
9	0,980	1,050	0,971
10	0,917	0,981	1,102
11	0,963	1,033	1,005
12	0,959	1,027	1,014
13	1,011	0,944	1,045
14	0,935	1,000	1,065
15	0,772	1,175	1,053
16	0,974	1,000	1,026
17	1,049	0,889	1,062
18	0,870	0,930	1,200
19	1,131	0,857	1,011
20	0,886	1,045	1,068
21	1,029	1,065	0,906
22	1,124	0,988	0,888
23	0,973	1,036	0,991
24	0,861	0,959	1,180

Під час моделювання було закладено розрахункові значення еластичності (табл. 3.5), на основі яких було зроблено висновок, що для розрахунків графік варто розділити на часові періоди за цими значеннями, інакше значення коефіцієнта будуть помітно вибиватись для граничних годин, у які якраз і відбувається перехід, – наприклад, значення коефіцієнта різко підскочить для 13:00 порівняно із 12:00. Насправді еластичність змінюється протягом дня плавно, а з такими коефіцієнтами на перехідних за еластичністю годинах отримаємо екстремуми, що впливатимуть на лінію тренду, спотворюючи модель.

Варто зауважити, що емпіричне визначення значення цінової еластичності попиту часто є проблематичним, зазвичай показники беруть усередненими та узагальненими на блочні періоди [21], а визначити реальну цінову еластичність до впровадження моделі неможливо, адже вона якраз показує, наскільки споживач готовий реагувати на запропоновану ціну, а це можливо дослідити лише запропонувавши цю ціну та оцінивши реакцію споживача.

Розглянемо ефективність застосування такої моделі на прикладі Споживача 3. Розрахункове значення еластичності попиту визначимо з виразу

$$E_P^D = \frac{\Delta Q^D}{\Delta P} \cdot \frac{P_1}{Q_1^D} \quad (3.66)$$

Розрахункові та середні значення еластичності на основі змодельованих величин занесено у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Розраховані значення коефіцієнта еластичності

Година	Розрахункове значення еластичності ξ_t	Середнє значення еластичності ξ_t за окремі періоди
1	-0,098	-0,021
2	-8,083	-6,122
3	-1,628	-0,850
4	-1,529	-0,850
5	-1,49	-0,850
6	-1,117	-0,850
7	-4,202	-6,122
8	0,260	-0,021
9	3,153	-6,122
10	-2,201	-6,122
11	-21,890	-6,122
12	-3,511	-6,122
13	-1,342	-0,850
14	-1,278	-0,850
15	-1,151	-0,850
16	-0,588	-0,021
17	-1,090	-0,850
18	-1,061	-0,850
19	0,363	-0,021
20	-1,197	-0,850
21	-0,997	-0,850
22	-1,240	-0,850
23	4,386	-0,850
24	-1,163	-0,850

Згрупувавши дані погодинних значень показників K_{EN} та K_P в окремі групи на основі наведених у табл. 3.5 значень еластичності, побудуємо регресійну модель, котра дасть змогу розрахувати у відносних одиницях, на скільки треба підвищити/знизити тариф на електричну енергію для кожної окремої групи, створеної на основі значення еластичності.

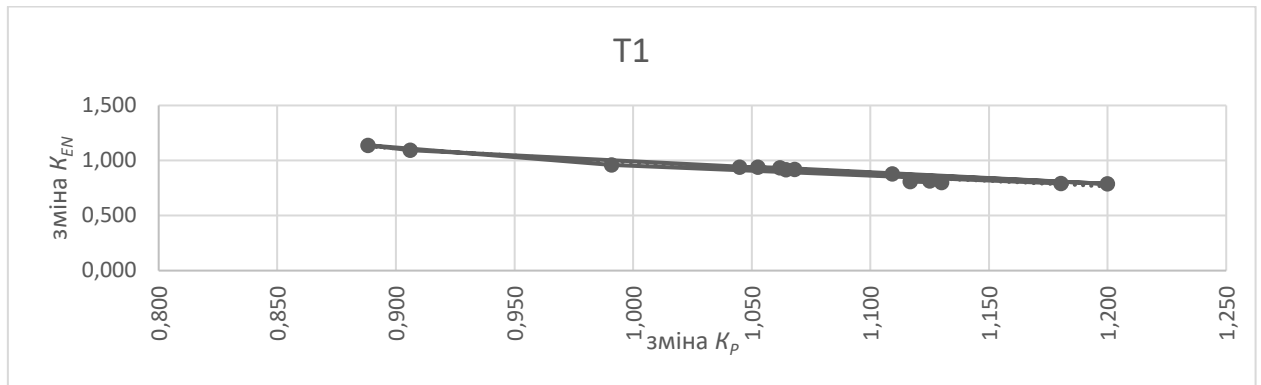
Далі будуємо залежність K_{EN} від K_P на основі даних табл. 3.4 та табл. 3.5 окремо для кожного часового інтервалу:

$$T_1 = \{03:00-6:00, 13:00-15:00, 17:00, 18:00, 20:00-24:00\},$$

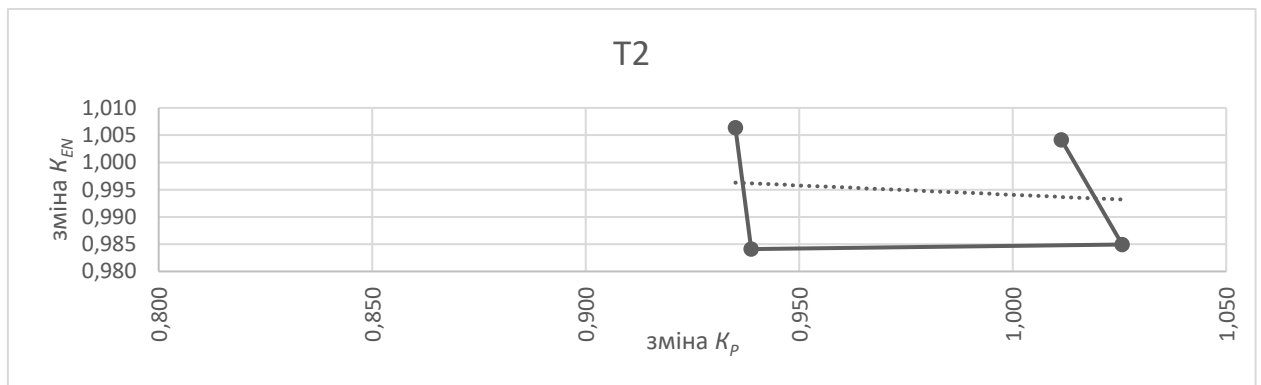
$$T_2 = \{01:00, 08:00, 16:00, 19:00\},$$

$$T_3 = \{02:00, 07:00, 09:00-12:00\}$$

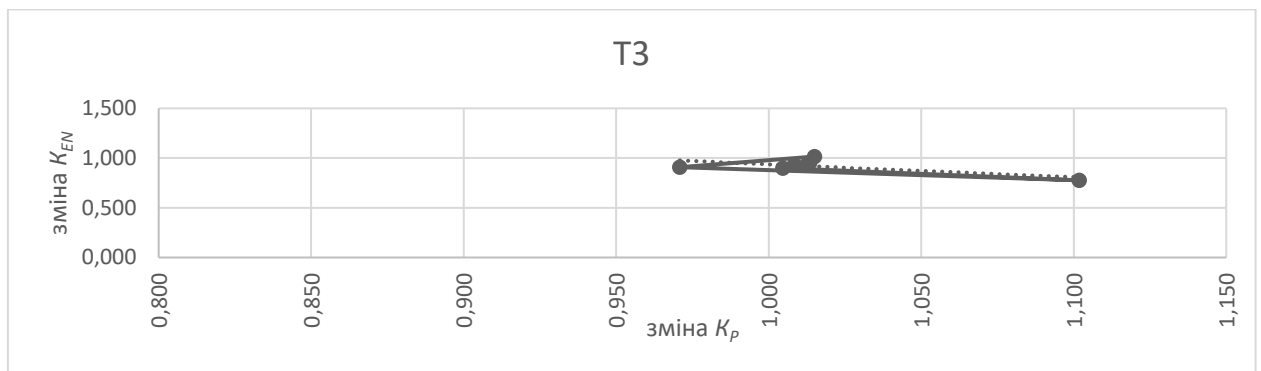
й додаємо лінію тренду, яка і буде кривою показника K_{DSM} . Побудовані залежності зображено на рис. 3.12.



a



б



в

Рис. 3.12 – Зміна показника K_{EN} щодо показника K_P :

a – часова зона 1; *б* – часова зона 2; *в* – часова зона 3

По осі Оу містяться значення K_{EN} , тобто зміна споживання. Шкала K_{EN} репрезентує можливі значення, на які треба скоротити/підвищити споживання

споживача. По осі Ох містяться значення K_P , тобто зміна ціни. Шкала K_P репрезентує відповідні значення, на які треба підняти/знизити ціну задля бажаного скорочення споживання.

Наприклад, якщо для покриття генерування джерелами РГ у межах ЛЕС нам потрібно стимулювати споживача, то треба підвищити споживання о 14:00 годині з 4,067 до 7,668 кВт·год, для цього спочатку слід розрахувати бажану зміну споживання K_{ENB} :

$$K_{ENB} = \frac{A_{CONSB}}{A_{CONS}}, \quad (3.67)$$

де A_{CONSB} – бажані обсяги споживання електричної енергії; A_{CONS} – фактичні обсяги споживання електричної енергії.

Вихідні дані для розрахунку показника K_{EN} наведено у табл. 3.6. та на рис. 3.13.

Таблиця 3.6 – Вихідні дані для розрахунку показника K_{DSM}

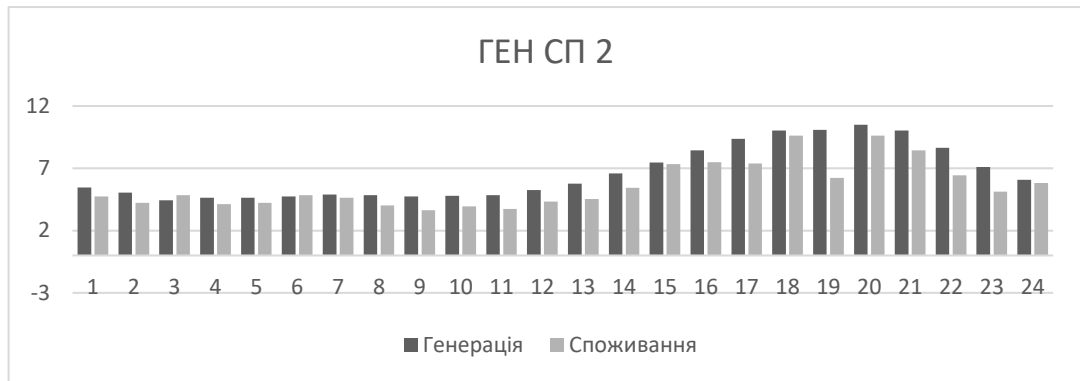
Година	Споживач 1		Споживач 2		Споживач 3	
	Генерація	Споживання	Генерація	Споживання	Генерація	Споживання
1	4,94	3,23	5,459	4,73	6,156	4,018
2	4,56	2,945	5,047	4,23	5,724	3,234
3	4,37	2,3275	4,429	4,83	5,292	2,646
4	4,3225	2,5935	4,635	4,13	5,184	2,45
5	4,6075	2,622	4,635	4,23	5,4	2,548
6	4,731	2,6315	4,738	4,83	5,67	3,087
7	4,617	2,3845	4,8925	4,63	5,616	3,185
8	4,2275	2,394	4,841	4,03	5,238	3,136
9	3,9425	2,014	4,738	3,63	4,752	2,45
10	3,8475	2,2515	4,7895	3,93	4,752	2,156
11	4,085	2,2325	4,841	3,73	5,076	2,548
12	4,465	2,7265	5,253	4,33	5,886	3,283
13	5,51	3,42	5,768	4,53	6,75	3,626
14	5,9375	3,8	6,592	5,43	7,668	4,067
15	7,125	3,8475	7,4675	7,33	8,64	5,096
16	8,4075	6,555	8,446	7,48	9,882	6,86
17	9,785	8,265	9,373	7,38	11,232	7,056
18	10,64	8,8065	10,0425	9,63	12,312	6,566
19	10,621	8,7685	10,094	6,23	12,366	7,546
20	10,545	7,3625	10,506	9,63	12,258	7,497

Таблиця 3.6 – продовження

21	9,766	7,201	10,0425	8,43	11,34	8,967
22	8,284	6,1465	8,652	6,43	9,72	7,693
23	6,8875	3,61	7,107	5,13	8,1	4,116
24	5,9375	4,446	6,077	5,83	7,02	3,675



a



б



в

Рис. 3.13 – ГЕН для розрахунку показника K_{DSM} :

a – Споживач 1; *б* – Споживач 2; *в* – Споживач 3

Згідно з (3.4) отримуємо:

$$K_{ENB} = \frac{7,668}{4,067} = 1,89. \quad (3.68)$$

Отже, бажаним є збільшення попиту у 1,09 разів (йдеться про те, що якщо попит помножити на отримане K_{ENB} , ми отримаємо значення бажаного споживання). Тоді звертаємось до рис. 3.12 для часового інтервалу T_1 і знаходимо відповідне значення (рис. 3.14).

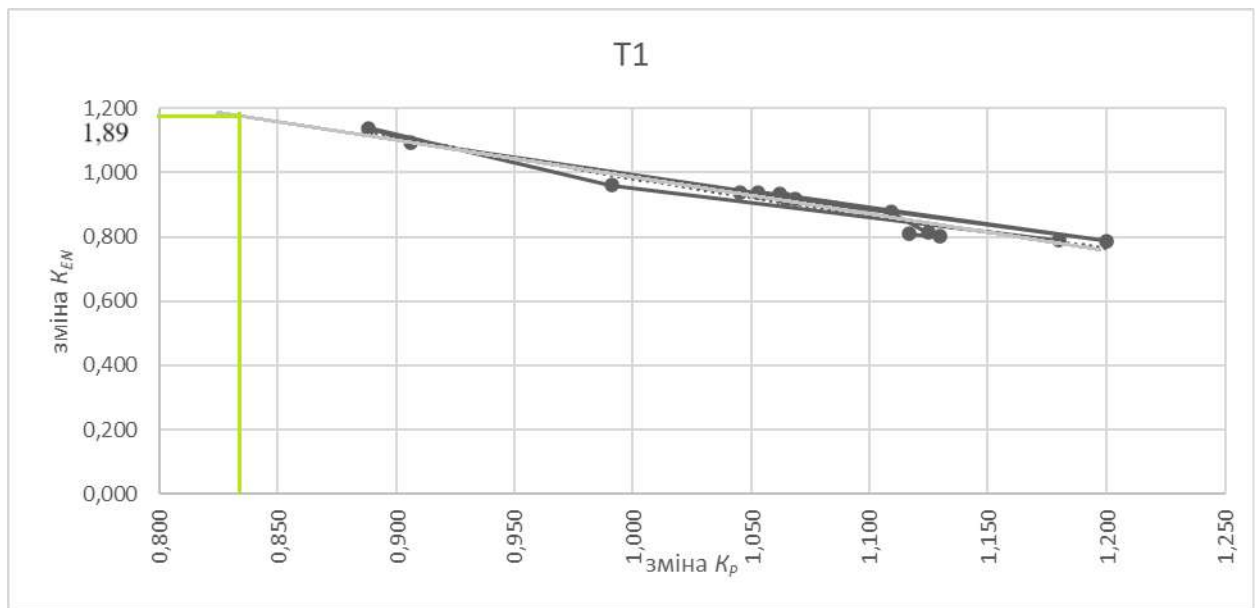


Рис. 3.14 – Визначення K_p для Споживача 3 для часового інтервалу T_1

Отже, щоб збільшити споживання з 4,067 до 7,668 кВт·год у період T_1 , потрібно знизити ціну до рівня 0,835 від базової ціни, тобто до 5,177 грн/Квт·год.

Щоб оцінити ефективність запровадження динамічної тарифікації у Споживача 3, змодельємо значення фактичного споживання після запровадження описаної моделі (табл. 4.7).

Таблиця 4.7 – Вихідні дані для розрахунку показника K_{DSM}

Година	Споживання бажане	Споживання фактичне	K_{DSM}
1	6,156	4,018	0,65
2	5,724	3,234	0,56
3	5,292	2,646	0,50
4	5,184	2,45	0,47
5	5,4	2,548	0,47
6	5,67	4,3	0,76
7	5,616	5,616	1,00
8	5,238	5,238	1,00
9	4,752	4,752	1,00
10	4,752	4,752	1,00
11	5,076	5,076	1,00
12	5,886	5,886	1,00
13	6,75	5,43	0,80
14	7,668	6,35	0,83
15	8,64	5,096	0,59
16	9,882	6,4	0,65
17	11,232	11,232	1,00
18	12,312	12,312	1,00
19	12,366	12,366	1,00
20	12,258	12,258	1,00
21	11,34	11,34	1,00
22	9,72	8,3	0,85
23	8,1	6,5	0,80
24	7,02	3,675	0,52

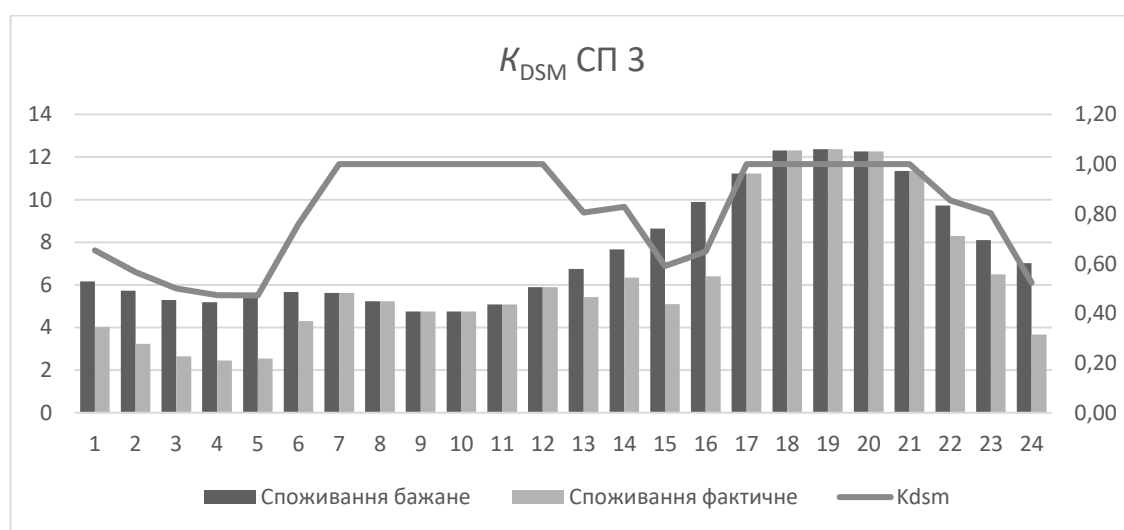


Рис. 3.15 – Визначення погодинних значень K_{DSM} для Споживача 3

Таким чином, запропонована ідея полягає у розрахунку та побудові відповідної регресійної моделі для кожного споживача локальної енергетичної системи і наступне її використання для керування попитом через зміну ціни на визначене значення K_{ENB} , що відповідає бажаній зміні споживання. Показник K_{DSM} дає змогу визначити фактичні можливості споживачів зі зміни своїх графіків навантаження, що вкрай важливо для системного оператора. Варто зауважити, що цей показник є універсальним, його можна використовувати не лише для моделі адресного визначення ціни під час динамічного ціноутворення, але й під час динамічного формування ціни для групи споживачів у межах локальної системи за умови забезпечення потрібних даних. Обраний спосіб визначення рівня зміни ціни для споживачів під час динамічної тарифікації зумовлений тим, що згідно з результатами дослідження він є ефективним, сучасним, і головне, забезпечує потрібними даними: попит (тобто скільки електроенергії споживали б споживачі за звичайних умов без впливу на них цінового стимулювання), споживання (скільки електроенергії спожили користувачі у відповідь на змінені ціни) та, власне, розраховані погодинні динамічні роздрібні ціни.

Зважаючи на викладене вище, оптимізаційна задача для локальних електроенергетичних систем із джерелами РГ та СНЕ може бути доповнена ще однією функцією:

$$\min(f_{11}), f_{11} = K_{DSM} = \frac{A_{CONS\phi}}{A_{CONSB}}, 0 < K_{DSM} \leq 1. \quad (3.69)$$

Також можна застосувати спосіб оптимізації процесів на перетині системи «генератор – навантаження» з використання механізмів керування попитом (DSM (DR)) на основі параметрів режимів функціонування означених систем.

Початкова умова: у споживача попит на електроенергію є незмінним ($P_0 = \text{const}$); наявний миттєвий графік споживання електроенергії $p_{сп}(t)$, $t \in [0, \dots, T_T]$.

За результатами застосування оптимізаційних процедур, зокрема з використанням потужності Фризе, отримано графік оптимального електроспоживання: $p_{\text{ОПТ}}(t)$, $t \in [0, \dots, T_T]$.

Характеристику неоптимальності електроспоживання на інтервалі $[0, \dots, T_T]$ визначимо із співвідношення

$$W_{\text{НОПТ}} = (1/T_T) \int_0^{T_T} (p_{\text{СП}}(t) - p_{\text{ОПТ}}(t))^2 dt. \quad (3.70)$$

Вважатимемо, що в результаті реалізації механізмів керування попитом (DSM (DR)) у системі «генератор – навантаження» миттєвий графік споживання електроенергії становитиме $p_{\text{DSM}}(t)$, $t \in [0, \dots, T_T]$.

У результаті реалізації механізмів керування попитом можемо отримати характеристику зниження неоптимальності електроспоживання:

$$W_{\text{НОПТ,К}} = (1/T_T) \int_0^{T_T} (p_{\text{СП}}(t) - p_{\text{DSM}}(t))^2 dt. \quad (3.71)$$

Також можемо ввести оцінку неоптимальності вигоди на інтервалі $[0, \dots, T_T]$:

$$W_{\text{НОПТ,В}} = (1/T_T) \int_0^{T_T} (p_{\text{DSM}}(t) - p_{\text{ОПТ}}(t))^2 dt. \quad (3.72)$$

Співвідношення між величинами $W_{\text{НОПТ}}$, $W_{\text{НОПТ,К}}$ та $W_{\text{НОПТ,В}}$ дозволяють оцінити ефективність реалізації конкретного механізму (алгоритму) керування попитом.

Щоб уточнити ефективність вибору та реалізації механізмів керування попитом, співвідношення (3.70)–(3.72) доцільно модифікувати з використанням ціни вартості електроенергії (позначимо як $c(t)$). Тоді можемо записати такі вирази:

$$C_{\text{НОПТ}} = (1/T_T) \int_0^{T_T} (p_{\text{СП}}(t) - p_{\text{ОПТ}}(t))^2 \cdot c(t)^2 dt; \quad (3.73)$$

$$C_{\text{НОПТ,К}} = (1/T_T) \int_0^{T_T} (p_{\text{СП}}(t) - p_{\text{DSM}}(t))^2 \cdot c(t)^2 dt; \quad (3.74)$$

$$C_{\text{НОПТ,В}} = (1/T_T) \int_0^{T_T} (p_{\text{DSM}}(t) - p_{\text{ОПТ}}(t))^2 \cdot c(t)^2 dt. \quad (3.75)$$

Співвідношення між величинами $C_{\text{НОПТ}}$, $C_{\text{НОПТ,К}}$ та $C_{\text{НОПТ,В}}$ дозволяють оцінити ефективність реалізації конкретного механізму (алгоритму) керування попитом з урахуванням реальної ціни на електроенергію.

Зазначимо, що за різних варіантів вибору алгоритмів (механізмів) керування попитом у системі «генератор – навантаження» будуть різними величини $p_{\text{DSM},i}(t)$ ($i = 1, \dots, n_{\text{DSM}}$). У цьому випадку критерієм вибору найбільш доцільного алгоритму (механізму) керування попитом будуть мінімальні значення відповідних величин $W_{\text{НОПТ,К}}$ та $W_{\text{НОПТ,В}}$ ($C_{\text{НОПТ,К}}$ та $C_{\text{НОПТ,В}}$).

Під час реалізації механізмів (алгоритмів) керування попитом може виникнути можливість зменшити величину P_0 на величину $\Delta P = P_0 - P_{\text{DSM}}$, при цьому треба здійснити перерахунок величин $p_{\text{ОПТ}}(t)$ та $p_{\text{DSM}}(t)$, і виникає необхідність розв'язати задачу спільного керування попитом і пропозицією на електроенергію. У цьому випадку задача стає багатофакторною.

За одночасної оптимізації процесів попиту і пропозиції на електроенергію у виділеній системі «генератор – навантаження» задача може бути сформована у вигляді необхідності виконання балансу:

$$p_{\Gamma}(t) = p_{\text{СП}}(t) - \Delta p_{\text{DSM}}(t) + p_{\text{АКБ}}(t), \quad (3.76)$$

де $\Delta p_{\text{DSM}}(t)$ – миттєва функція зниження споживання електроенергії за рахунок механізмів (алгоритмів) керування попитом; $p_{\text{АКБ}}(t)$ – миттєва функція, що визначає процес заряджання/розряджання АКБ.

У цьому випадку оптимальність енергетичних процесів можна оцінювати з використанням вартості як згенерованої, так і спожитої електроенергії.

Під час формування цінових сигналів можливий випадок, коли у взаємовідносинах між агентами «генератор» та «споживач» можуть бути застосовані різноманітні стратегії, зокрема із застосуванням теорії ігор.

Наведені оцінки можуть також бути застосовані для аналізування ефективності роботи як споживачів, так і генераторів на локальному ринку електроенергії.

Отже, для вирішення питання підвищення надійності, зниження втрат і підвищення прибутків джерел РГ від реалізації згенерованої електричної енергії треба впровадити фінансовий механізм, котрий би враховував відповідний дохід на основі запропонованого деталізованого розрахунку $LCOE_{MG}$ та враховував інші складові оптимізаційної задачі:

$$opt(F), F = \begin{cases} \min(f_1), f_1 = COE, LCOE \leq COE \leq T_{grid} \\ \max(f_2), f_2 = CoPR_{MG}, 0 \leq CoPR_{MG} \\ opt(f_3), f_3 = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj} \\ \max(f_4), f_4 = K_{aemMG}, 0 \leq K_{aemMG} \leq 1 \\ \min(f_5), f_5 = CoL \\ \min(f_6), f_6 = CoR \\ \min(f_7), f_7 = CoESS, 0 > CoESS \geq CoESS_{max} \\ \min(f_8), f_8 = CoOMG, 0 > CoOMG \geq CoOMG_{max} \\ \min(f_{10}), f_{10} = GHG, 0 \leq GHG \\ \min(f_{11}), f_{11} = K_{DSM} = \frac{A_{CONS\phi}}{A_{CONSB}}, 0 < K_{DSM} \leq 1 \end{cases} \quad (3.77)$$

3.5 Функції моніторингу та керування у локальних електроенергетичних системах із розосередженими енергетичними ресурсами

Залежно від типу керованої мережі (Network Manager) – мережі передачі чи розподілу – можна виокремити системи керування передачею електроенергії (Transmission Management System – TMS), системи керування

розподілом електроенергії (Distribution Management System – DMS) і системи керування енергоспоживанням (Energy consumption Management System – EMS). Для комплексного керування виробництвом і передачею електроенергії до скасування державного регулювання використовувалися, в основному, системи EMS. Після скасування державного регулювання поділ цих двох функцій призвів до створення систем керування виробництвом електроенергії (Generation Management System – GMS) для незалежного керування генерувальними потужностями.

Економічні механізми керування попитом мають бути реалізовані на технічному рівні. EMS загалом контролює забезпечення надійності енергопостачання з ефективним використанням генерувальних ресурсів та зниження втрат на передавання енергії за рахунок задоволення вимог системи передачі, елементів генерації і споживачів.

У VPP система децентралізованого керування виробництвом електроенергії та зв'язок із генераторним обладнанням відіграють особливу роль та ефективно реалізуються завдяки таким елементам, як Децентралізована система керування виробництвом електроенергії (Distributed Energy Management System – DEMS) та блок керування розосередженими джерелами енергії (DER controller) контролера. DEMS використовує три інструменти: прогнозування, оперативне планування і оптимізацію в режимі реального часу (для оптимізації потужності).

DEMS здійснює контроль і моніторинг потужності всіх генераторів електроенергії, обладнання, зберігання і гнучкий попит, а також за можливості, керування для підтримки узгодженого профілю обміну електроенергією, а також систем керування розподілом електроенергії (DMS), в яких забезпечуються зниження пікового навантаження на систему, оптимізація мережевих активів, оптимізація передачі та використання електричної енергії.

GMS забезпечує комплексне рішення керування мережею, яке може

адаптуватися до зміни бізнес-процесів та дозволяє користувачам мережі ефективно реагувати на інформацію в режимі реального часу [164]. Пакет GMS включає засоби оперативного контролю і планування виробництва електричної енергії на різних періодах часу, розрахунку та контролю відповідності фактичних технологічних і фінансових результатів звітним даним, сформованим інфраструктурними організаціями енергоринку.

GMS реалізує такі функції: моніторинг ведення диспетчерського графіка з будь-яким рівнем пооб'єктової деталізації; розрахунок і ведення планових графіків; розрахунок і візуалізація показників ефективності роботи компанії на оптовому ринку електроенергії, включаючи розрахунок коефіцієнтів готовності генерувального обладнання, показників роботи на оптовому ринку електроенергії; ведення даних щодо використання палива; розрахунок ефективності роботи на локальному ринку.

Економічний аналіз диспетчеризації здійснюють за допомогою програмного забезпечення Economic Dispatch (ED), яке розподіляє зміни генерації енергосистеми серед генераторних установок для досягнення оптимального рівня економії енергоносіїв [165]. Ключовими особливостями програмного-апаратного забезпечення економічної диспетчеризації є мінімізація витрат на паливо, оптимальні енергетичні витрати, швидкодійні та надійні алгоритми, обмеження генерації для підтримання належних онлайн-резервів, визначення пропускної здатності лінії електропередачі для запобігання перевантаженням, врахування характеристик швидкості нарощування потужності для кожної генераційної установки, детальне моделювання функцій витрат. Програмне забезпечення ED використовує удосконалені алгоритми розрахунку оптимального потоку енергії з метою визначити оптимальну схему генерації зі збереженням належних запасів первинних енергоресурсів. Рівні генерації окремих агрегатів розраховують та реалізують з метою задоволення потреби в навантаженні за мінімальних витрат.

Завдяки сучасним комунікаційним технологіям система моніторингу та керування ЛЕС можуть виконувати різні завдання залежно від основних потреб їх застосування. Зазвичай їх розглядають як засоби керування надійним енергопостачанням та місцевої оптимізації енергопостачання через керування РЕР. Мікромережі також надають можливість забезпечувати електроенергією віддалені райони з використанням чистих ВДЕ як системного підходу до електрифікації сільської місцевості.

Натепер є багато типів мікромереж, які часто складаються з розподіленої генерації, батарей зберігання енергії, навантаження та іншого обладнання. Щоб досягти ефективної інтеграції та кооперації в роботі зазначеного обладнання, часто потрібний набір комп'ютерних систем, який зазвичай називають **системою моніторингу та керування мікромережами (СМКМ)**. Актуальним є визначення архітектури, компонентного складу і функціональних вимог СМКМ.

Основні функції СМКМ:

- Збирання та оброблення даних, включаючи збирання даних у реальному часі щодо РГ, навантаження, вимикачів, трансформаторів і пристроїв компенсації реактивної потужності, а також розрахунок і аналіз отриманих даних.
- Керування базами даних, включаючи безпосередню обробку, синхронізацію, резервне копіювання і відновлення отриманих даних, а також забезпечення інтеграції даних з іншими внутрішніми та зовнішніми програмами.
- Людино-машинний інтерфейс з можливостями виведення на екран інформації в реальному часі, дистанційного керування, перемикання режимів, ручного введення даних тощо.
- Блокування та сигналізація для запобігання неправильній роботі на основі заздалегідь визначених правил і логіки.
- Синхронізація часу, включаючи отримання сигналу синхронізації

часу за GNSS або NTP, а також синхронізація кожного пристрою в мікромережі.

- Оцінювання та контроль якості електроенергії (збирання інформації про вихід за діапазон показників напруги, коефіцієнта потужності, гармонік тощо; відповідний контроль якості електроенергії).
- Регулювання частоти/напруги під час сталої роботи ізольованої мікромережі для забезпечення рівнів напруги та частоти у межах допустимого робочого діапазону.
- Контроль послідовності операцій або стабільності переходу від вимкнення до запуску та від запуску до вимкнення.
- Комутаційне керування пристроями в мікромережах, зокрема включення та відключення навантажень, генераторів, трансформаторів, пристроїв компенсації реактивної потужності та ін.
- Виявлення острівного режиму, включаючи виявлення в режимі реального часу відключення живлення в основній енергосистемі.
- Контроль режимів роботи, включаючи перехід з мережевого режиму в острівний і навпаки.
- Регулювання активної та реактивної потужності, зокрема відключення навантаження (за потреби), розподіл навантаження і контроль активної та реактивної потужності в режимі реального часу в автоматичному (за допомогою СК) або ручному режимі.
- Можливість запуску генераторів і підключення навантажень для забезпечення роботи мікромережі у випадку блекауту.
- Зв'язок із системою захисту або системою заземлення, відповідно до режимів роботи мікромережі.

Функції, показані на рис. 3.8, залежать від конкретного проекту СМКМ. Деякі функції можуть не використовуватись залежно від розміру та застосування мікромережі. Утім, СМКМ має принаймні виконувати збирання та оброблення даних, керувати базою даних, блокувати неправильні операції,

керувати перемиканнями, регулювати активну та реактивну потужності.

Система моніторингу та керування мікромережами може працювати як в ієрархічній, так і в локальній архітектурі, наприклад, на рівні станції (або рівні центрального керування) і рівні локального керування. Ці рівні з'єднані за допомогою комунікаційної мережі. Локальна архітектура має ту перевагу, що відмова або відключення одного пристрою в системі не впливає на нормальну роботу інших частин системи. Система також залишається в робочому стані, коли обладнання або мережа на центральному рівні керування виходить з ладу.

Система моніторингу та керування мікромережами зазвичай містить увесь набір або частину з такого функціоналу: SCADA, система зв'язку, контролер розподіленої генерації, центральний контролер мікромережі, контролер навантаження, мережевий інтерфейсний пристрій, пристрої захисту та кібербезпеки, інше вторинне обладнання. Це обладнання може бути більш або менш складним відповідно до розміру та функціональних вимог мікромережі.

У випадку великої (встановлена потужність понад 100 кВт) мікромережі, СМКМ та EMS зазвичай розділені. Система моніторингу та керування мікромережами може обмінюватися даними із EMS у мікромережі. Система моніторингу та керування мікромережами отримує інформацію від обладнання, контролюючи, щоб задані параметри залишалися в межах наперед визначеного робочого діапазону, і надсилає потрібну інформацію в EMS. EMS віддає оперативні накази СМКМ, які СМКМ виконує керуванням комутаційними апаратами, розподіленими енергоресурсами та навантаженнями в мікромережі. Якщо команди керування EMS, визначені економічними критеріями, порушують стабільність енергосистеми, СМКМ коригує їх.

Інтегрована СМКМ. Для невеликої мікромережі (встановлена потужність менше 100 кВт), EMS і СМКМ зазвичай об'єднані в один пристрій,

який називають контролером мікромережі.

Модуль моніторингу та керування мікромережею, інтегрований у контролер мікромережі, використовують як другий рівень системи керування. Він налаштований на роботу із сигналами, що мають короткі шкали часу (хвилина, секунда), такі як збирання та оброблення даних, регулювання активної та реактивної потужності, регулювання частоти/напруги під час нормальної роботи ізольованої мікромережі, виявлення острівного режиму і перемикання режимів.

Інтегрована СМКМ має комунікаційний модуль, модуль людино-машинного інтерфейсу, модуль зберігання даних, модуль живлення, модуль обчислення та обробки.

Система моніторингу та керування мікромережами у випадку фотоелектричної генерації з УЗЕ у поєднанні з системою моніторингу та керування розумним офісним парком включає в себе УЗЕ потужністю 150 кВт, систему перетворення енергії потужністю 150 кВт, фотоелектричну систему виробництва електроенергії потужністю 150 кВт та розподільну шафу мікромережі.

УЗЕ у цій мікромережі використовує літій-залізо-фосфатні батареї. Номінальна потужність УЗЕ становить 150 кВт, а ємність акумулятора – 150 кВт·год. УЗЕ підключена до шини мікромережі 380 В через систему перетворення потужності 150 кВт.

Система моніторингу та керування мікромережами в цьому проекті підтримує роботу в мережевому режимі, острівну роботу та перемикання режимів.

Система моніторингу та керування мікромережами цієї мікромережі взаємодіє з ПЛК-контролером, системою перетворення електроенергії, інверторами фотоелектричної енергії, електролічильниками, мережевими комутаторами, шиною RS-485. Система моніторингу та керування мікромережами отримує інформацію щодо дистанційного вимірювання,

дистанційної сигналізації, електричних параметрів і подій. Центральний контролер мікромережі отримує значення напруги/струму та положення вимикача в місці підключення (МП) від системи перетворення енергії через шину RS-485, а також керує вимикачем і системою перетворення енергії для перемикачів режимів.

Основні функції СМКМ:

1. Моніторинг роботи мікромережі.

Надання панорамних і комплексних людино-машинних інтерфейсів з можливістю налагодження для різних користувачів, таких як експлуатаційний і менеджерський персонал з контролю розподіленої енергії, керівний та експлуатаційний персонал мікромережі, споживачі електроенергії. Функції включають комплексний моніторинг електроенергії, комплексний моніторинг енергетичного балансу та моніторинг потреб різних користувачів мікромережі.

2. Моніторинг роботи джерел розподіленої енергії.

Моніторинг у реальному часі робочого стану джерел розподіленої енергії та якості електроенергії в МП, наприклад напруги, струму, потужності, частоти тощо. Дані моніторингу можна вибрати відповідно до умов роботи кожного джерела енергії. Підтримка моніторингу системи розподілення енергії, включаючи моніторинг перетворювачів, моніторинг пристроїв захисту та керування, моніторинг пристроїв компенсації реактивної потужності, метеорологічні дані тощо.

3. Моніторинг УЗЕ.

Взаємодія з УЗЕ на інформаційному рівні, отримання операційної інформації від УЗЕ, компонентів УЗЕ та іншого обладнання. Збирання даних від УЗЕ, включаючи напругу, струм, РЗ, температуру, положення перемикачів, сигналізацію тощо. Збирання даних системи перетворення потужності, включаючи напругу, струм, температуру, положення перемикачів, сигналізацію тощо.

4. Моніторинг навантаження.

Моніторинг у реальному часі навантажень мікромережі, включаючи навантаження, які постачає основна мережа, навантаження центру обробки даних, навантаження системи кондиціонування повітря, навантаження електромобілів тощо; навантаження важливих користувачів, чутливих користувачі, великих користувачі та пікових користувачів тощо.

5. Розумна сигналізація.

Аналіз інформації про збої та аномальну роботу в розподілі та використанні електроенергії (наприклад, перевищення порогових значень напруги/струму в мережі, перевантаження розподільного трансформатора тощо), сигналізація у вигляді графічної інформації, блимання, звукової інформації тощо.

Проведення аналізу роботи системи в реальному часі, включаючи комутаційні дії та зміни в телеметрії. Це передбачає комплексне збирання сигналів тривоги, включаючи сповіщення дистанційного керування та попередження щодо надійності роботи. Такий процес надає можливість аналізувати несправності за допомогою автоматизованих логічних висновків, керуючись заздалегідь встановленими правилами.

6. Контроль МП.

Щоб уникнути впливу перешкод у МП на розподільну електромережу, потужність у МП підтримується в заданому діапазоні через регулювання потужності УЗЕ та фотоелектричної генерації. Таким чином мікромережа стає керованим джерелом/навантаженням, забезпечуючи зручне підключення до основної мережі.

7. Пікове розвантаження.

Система моніторингу та керування мікромережами може контролювати видачу накопиченої енергії у пікові години відповідно до потреб диспетчерського центру. Також можна локально налаштувати видачу/споживання електроенергії, генеруючи електроенергію в пікових цінах

та споживаючи електроенергію в діапазоні мінімальних цін, отримуючи прибуток від різниці в цінах на електроенергію.

8. Перемикання режимів.

Відповідно до конфігурації джерел розподіленої енергії, ситуації з навантаженням та характеристиками мікромережі, СМКМ пропонує доцільну стратегію керування для мікромережі як у мережевому так і в острівному режимах, а також реалізує довільний вибір режиму і перемикання між режимами.

9. Контроль старту після блекауту.

Система моніторингу та керування мікромережами може здійснювати керування запуском мікромережі після блекауту та забезпечує самовідновлення системи після відмови контролю стійкості.

Висновки до розділу 3

1. За результатами аналізу практичних аспектів функціонування ЛЕС з різнотипними РЕР як елемента, що перебуває на другому за ієрархією рівні взаємодії, сформульовано оптимізаційну задачу, яка враховує складові взаємодії ЛЕС з іншими ієрархічними рівнями.

2. У результаті зіставного аналізу методів визначення величини питомих витрат на генерацію електроенергії в системах із джерелами РГ та накопичувачами, удосконалено методологію визначення показника LCOE. Запропоновані складові дали змогу підвищити точність розрахунку на 1 %. Удосконалена методологія дає змогу врахувати усі типи джерел енергії у ЛЕС та формує відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі націлені інвестувати у розвиток РЕР.

3. На основі аналізу енергетичних процесів у ЛЕС із накопичувачами електроенергії сформовано безрозмірну функцію $F(\delta_C, \delta)$, яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається

постійне відбирання потужності, так і від інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах. Використання показника реактивної потужності за Фризе щодо нерівномірності інтенсивності розряду систем накопичення є індикатором енергоефективності роботи системи накопичення як елемента локальної системи а також індикатором роботи локальної системи з накопичувачами електричної енергії.

4. На основі аналізу моделей визначення залежності попиту від пропозиції розроблено модель коригування ціни для динамічної тарифікації, котра враховує наявну пропозицію з генерування в кожний окремий момент часу у межах ЛЕС із РЕР, на основі наявної пропозиції та під час групування окремих часових зон за їх еластичністю. Наприклад, якщо треба стимулювати збільшення попиту у 1,09 разів за величини коефіцієнта еластичності $-0,850$ визначено, що тариф на електричну енергію для певного споживача потрібно знизити до рівня $0,835$ від базового. Така модель дає змогу визначити максимальний ефективний рівень впливу на зміну ціни на електроенергію у разі запровадження програм керування попитом. Запропонований у межах розробленої моделі показник ефективності запровадження програм керування попитом на електричну енергію дає змогу визначити фактичні можливості споживачів щодо зміни своїх графіків навантаження, що вкрай важливо для забезпечення ефективної взаємодії із системним оператором. Так, визначено, що навіть зі зміною тарифу до рівня $0,835$ від базового фактична спроможність споживача до зміни свого профілю споживання сягає лише рівня 83% від базового.

5. На основі аналізу процесів у ЛЕС сформовано основні функції, які має виконувати система моніторингу в системах із РЕР.

РОЗДІЛ 4 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ВИМОГ ТА ПРОЦЕДУР ІНТЕГРАЦІЇ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

4.1 Агрегування як метод ефективної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах

Інтеграція РЕР у мережу починається із взаємозв'язку між різнотипними джерелами РГ та СНЕ або їх агрегування у точці приєднання, організованої як VPP, ЛЕС чи агрегації ОСР або сторонніми агрегаторами, якими можна керувати для надання послуг клієнтам і мережі.

Для сегментів ЛЕС відповідно до моделі SGAM, зображених на рис. 1.6 у розд. 1, можна виділити основні елементи (рис. 4.1), які потрібні для досягнення стабільної роботи ЛЕС.

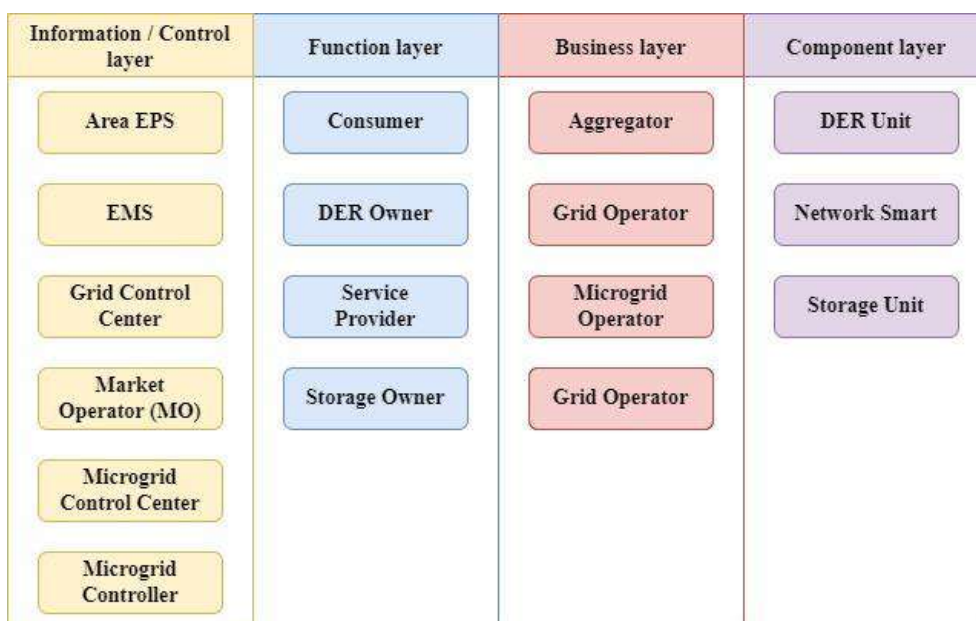


Рис. 4.1 – Основні елементи ЛЕС відповідно до моделі SGAM

Як бачимо (рис. 4.2), такі елементи, як «споживач», «власник РГ» і «власник СНЕ», можуть виступати активним споживачем, як споживаючи, так і виробляючи електроенергію на локальному ринку електроенергії.

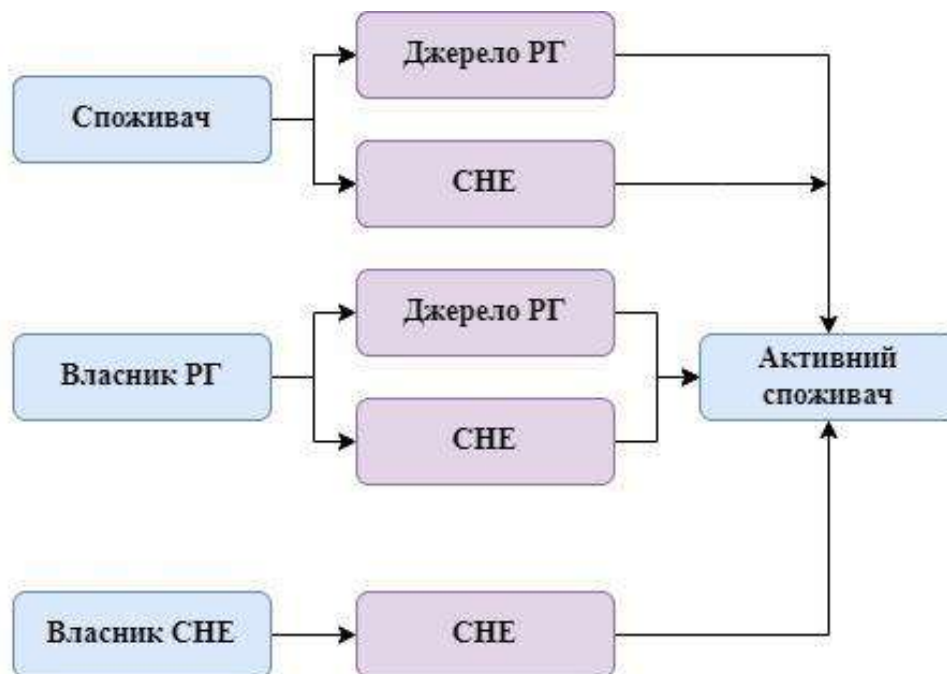
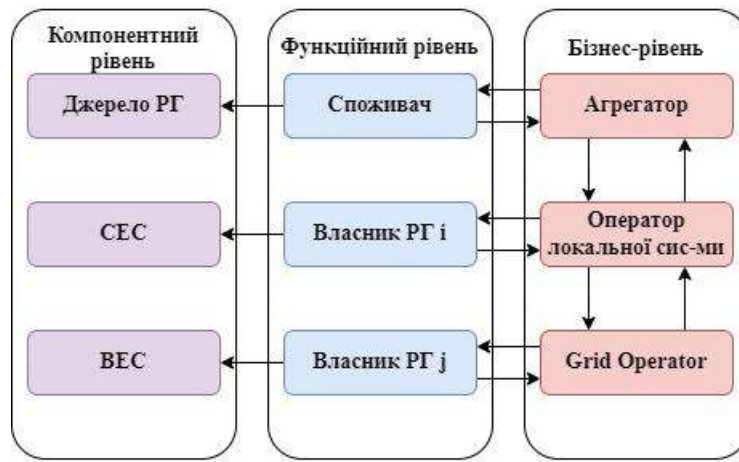
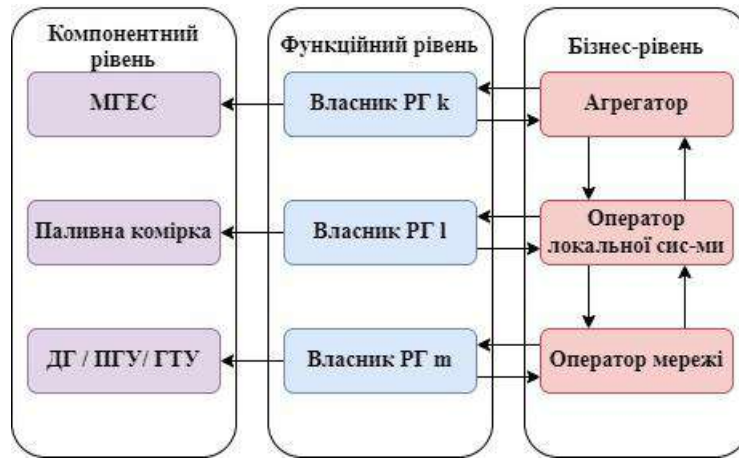


Рис. 4.2 – Взаємозв’язок елементів ЛЕС на різних рівнях

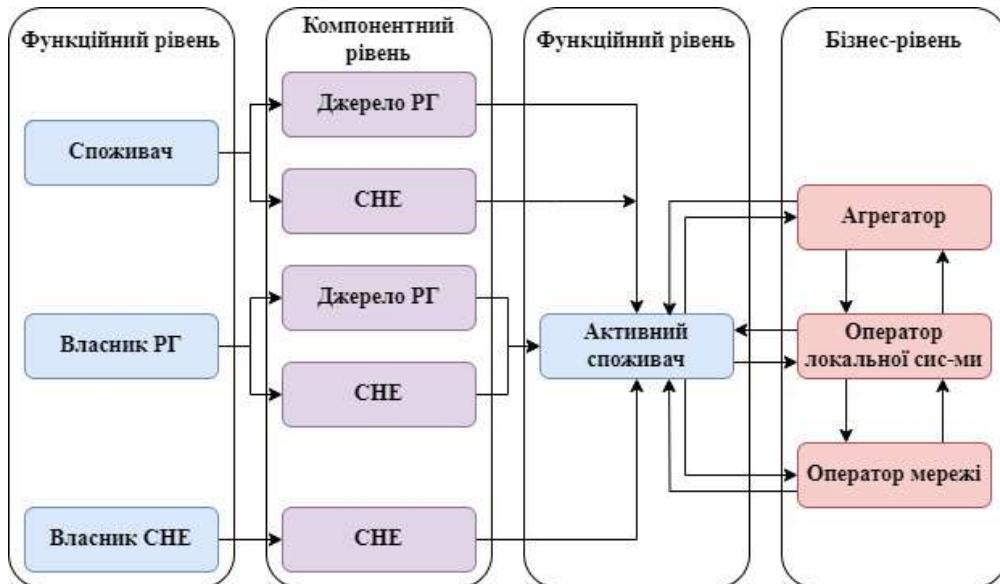
Щоб забезпечити успішну взаємодію між усіма цими елементами, потрібний учасник ринку, який купує/продає електроенергію від імені двох або більше активних споживачів/генераторів/РГ або власників накопичувачів енергії. Таку роботу виконує агрегатор або у випадку невеликої ЛЕС – оператор ЛЕС. Більше того, для забезпечення ефективної взаємодії з агрегатором слід враховувати технічні особливості джерел РГ, а саме їх керованість. Відтак для різних типів (за керованістю) джерел РГ механізм взаємодії теж буде різним (рис. 4.3).



a



б



в

Рис. 4.3 – Моделі багаторівневої взаємодії елементів ЛЕС:

a – некеровані РГ; *б* – керовані РГ; *в* – РГ із СНЕ

4.2 Ринкова модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах

Оскільки РЕР являють собою дуже широкий спектр технологій та моделей керування попитом, а агрегатор/оператор ЛЕС у реальній ситуації діє в умовах невизначеності інформації, то процедуру агрегування доцільно проводити, ґрунтуючись на апараті теорії ігор, а саме динамічних ігор з неповною інформацією.

Спочатку надамо ряд визначень, щоб окреслити ті теоретико-ігрові терміни, які будемо використовувати у цьому дослідженні [166]:

Визначення. Динамічною (або позиційною) називають гру, в якій гравці здійснюють ходи послідовно.

Різний ступінь інформованості гравців про поточний стан гри дозволяє виділити такі класи ігор.

Визначення. Гру називають грою із *досконалою інформацією* (perfect information) у тому випадку, коли кожний гравець може однозначно визначити своє місце у часовому розгортанні гри (тобто коли немає одночасних ходів і коли всі гравці спостерігають за «ходами Природи»).

Гру із *недосконалою інформацією* (imperfect information) використовують у тому випадку, коли порушуються умови наведеного вище визначення.

У наведеному визначенні використано поняття «*хід Природи*», під цим у теорії ігор розуміють таке: коли починають застосовувати теорію ігор до реальних ситуацій, часто змушені розглядати ситуації, коли гра може розвиватися за декількома *різними сценаріями*.

Який саме сценарій буде реалізовано для *конкретного* випадку? Що саме буде «перемикати» гру від одного сценарію до іншого?

Наприклад, для заданої обстановки можуть бути декілька різних правил гри, і, відповідно, ми отримаємо різні результати. У такому випадку говорять,

що відповідний «хід робить Природа», тим самим вносячи *нову інформацію* у нашу гру (чи здійснюючи вибір тих чи інших правил гри). І коли всі гравці спостерігають цей «хід Природи», то вони отримують повну («досконалу») інформацію про гру та/чи її часове розгортання.

Визначення. В іграх із *неповною інформацією* (incomplete information) перший хід робить Природа, і він є прихованим хоча б від одного гравця.

Ігри з неповною інформацією посідають нині важливе місце серед прикладних задач теорії ігор. Наприклад, саме таким іграми моделюють задачі щодо визначення оптимальних моделей функціонування енергетичних ринків.

Надамо визначення гри в динамічній формі:

1. Задано скінченну множину гравців, $I = \{1, 2, \dots, n\}$.
2. Задано дерево гри (граф, який визначає послідовність ходів) зі скінченною множиною вершин X і скінченною множиною ходів A .

Дерево гри має бути побудоване таким чином, що мати всього одну вершину, з якої починається гра. Потрібно також, щоб із кожної вершини всередині дерева можна було однозначно вказати як попередні вершини, так і наступні (тобто щоб ці множини вершин не перетиналися). Дерево гри закінчується термінальними вершинами, які вже не мають «наступних вершин».

3. Ребра графа (дуги, які з'єднують попередню та наступну вершини) відповідають ходам того чи іншого гравця.

4. Введено набір інформаційних множин, який структурований таким чином, щоб усі вершини, які належать до однієї інформаційної множини, мали б одні й ті самі допустимі ходи.

5. Співвідношення, яке визначає того гравця (для Природи $i = 0$), який саме й буде ходити, використовуючи відомості певної інформаційної множини.

6. Ймовірність вибору Природою того чи іншого варіанта ходу (звичайно, сума всіх ймовірностей для одного ходу Природи має дорівнювати 1).

7. Функції вигравів для скінчених для певної гри вершин (термінальних вершин).

Детальні математичні визначення та математичну деталізацію введених понять наведено в [166–168].

Таким чином, динамічна гра із *неповною інформацією* дає змогу врахувати невизначеність інформації у функціонуванні різнотипних РЕР.

Звичайно, коли керуючі рішення приймає агрегатор/оператор ЛЕС, слід намагатися мінімізувати як обсяги неповноти інформації, так і їх вплив на роботу агрегатора/оператора ЛЕС та на функціонування ЛЕС у цілому. Зробити це можна, використовуючи окремий клас динамічних ігор з неповною інформацією, відомий як «сигнальні ігри».

Визначення. Сигнальна гра – це гра зі спостережуваними діями, у якій:

1. Є два гравці – відправник S та одержувач R .
2. В одержувача один тип, у відправника – більше одного.
3. Відправник робить перший хід, а одержувач – другий.

Відправник, тип якого невідомий, може сповістити свій тип іншому гравцеві, вибравши якусь спостережувану дію. Після запровадження контракування певних обсягів згенерованої електричної енергії процес спостереження за виконанням власника генерувальної установки або СНЕ (у разі арбітражу) своїх зобов'язань, такою дією може бути моніторинг енергетичних процесів, котрий має забезпечуватися певною системою моніторингу.

Відомо, що наявність лише двох періодів у грі зі спостережуваними діями є достатньою умовою для того, щоб ідеальна баєсівська рівновага для таких ігор була «послідовною» [166].

Дамо визначення рівноваги для сигнальної гри. Позначимо через T множини типів гравця S . Нехай M – множина дій (або сигналів) для цього гравця. Нехай $m: T \rightarrow M$ – стратегія гравця S , яка визначає певну дію залежно від типу.

Множини інформації гравця R будуть відповідати сигналам, які може відправити гравець S через систему моніторингу. Нехай $\mu(t | m)$ – віра гравця R , що гравець S належить до типу $t \in T$, за умови, що його першим ходом було $m \in M$. Позначимо через A множини дій гравця R . Нехай $a: M \rightarrow A$ – стратегія гравця R , яка визначає дію залежно від сигналу, що надходить від гравця S . Позначимо виграші $u_S(t, m, a)$ та $u_R(t, m, a)$ для двох гравців відповідно.

Ідеальну баєсівську рівновагу у такому випадку можна сформулювати таким чином [168]:

Визначення. Ідеальною баєсівською рівновагою у чистих стратегіях у сигнальній грі є набір $(m^*(\cdot), a^*(\cdot), \mu(\cdot | \cdot))$, такий, що

1. Для будь-яких $m \in M$ дія $a^*(m)$ максимізує очікуваний виграш гравця R за системи вір $\mu(\cdot | \cdot)$, тобто для усіх $a' \in A$ виконується

$$\sum_{t \in T} \mu(t | m) u_R(t, m, a^*(m)) \geq \sum_{t \in T} \mu(t | m) u_R(t, m, a'). \quad (4.1)$$

2. Для всіх $t \in T$ дія $m^*(t)$ гравця S максимізує його виграш за умови, що гравець R розіграє рівноважну стратегію $a^*(\cdot)$:

$$u_S(t, m^*(t), a^*(m^*(t))) \geq u_S(t, m', a^*(m')) \quad (4.2)$$

для усіх $m' \in M$.

3. Для всіх $m \in M$ такий, що існує $\tilde{t} \in T$ із властивістю $m^*(\tilde{t}) = m$, віра гравця R після ходу m визначається правилом Баєса:

$$\mu(t | m) = \frac{P(t)}{\sum_{t' \in T_m} P(t')}, \quad (4.3)$$

де $P(t)$ – ймовірність того, що гравець S належить до типу $t \in T$, а T_m – усі типи гравців t' , такі, що $m^*(t') = m$.

Перші дві вимоги у цій рівновазі відображають послідовну раціональність гравців. Третя вимога – узгодженість системи переконань зі стратегіями гравців.

Щоб розробити процедуру агрегування РЕР у ЛЕС, розглянемо правила роботи ринку електричної енергії «на добу наперед» (РДН) та на «внутрішньодобовому ринку» (ВДР) [169] в Україні:

1. Участь на РДН і ВДР набувається укладанням з оператором ринку договору про участь у ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку

2. Учасники РДН/ВДР подають заявки на торги на РДН/ВДР, що відображають визначені обсяги та ціни продажу та/або купівлі електричної енергії щодо розрахункових періодів доби постачання.

3. Під час торгів на РДН оператор ринку на основі балансу сукупного попиту та пропозиції на електричну енергію визначає для кожного розрахункового періоду доби постачання торгової зони ціну купівлі-продажу електричної енергії на РДН за принципом граничного ціноутворення та обсяги купленої та проданої на торгах на РДН електричної енергії.

4. Під час торгів на ВДР оператор ринку згідно з порядком визначення ціни на електричну енергію та обсягами купівлі-продажу електричної енергії на РДН визначає обсяги електричної енергії у заявці на торги на ВДР, що акцептуються повністю або частинами за заявленою (пропонованою) ціною.

5. За результатами торгів оператор ринку надає ОСП повідомлення про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії та оприлюднює результати торгів на власному вебсайті.

6. Оператор ринку та учасники РДН/ВДР проводять розрахунки за куплену-продану на РДН/ВДР електричну енергію.

7. Учасники РДН/ВДР оплачують послуги оператора ринку на підставі договору про участь у РДН та ВДР.

Ґрунтуючись на правилах роботи РДН та ВДР, процедуру агрегування для ЛЕС із РЕР можна формалізувати у вигляді відповідної ринкової моделі, показаної на рис. 4.4, у межах побудови ЛЕС на основі моделі SGAM [170].

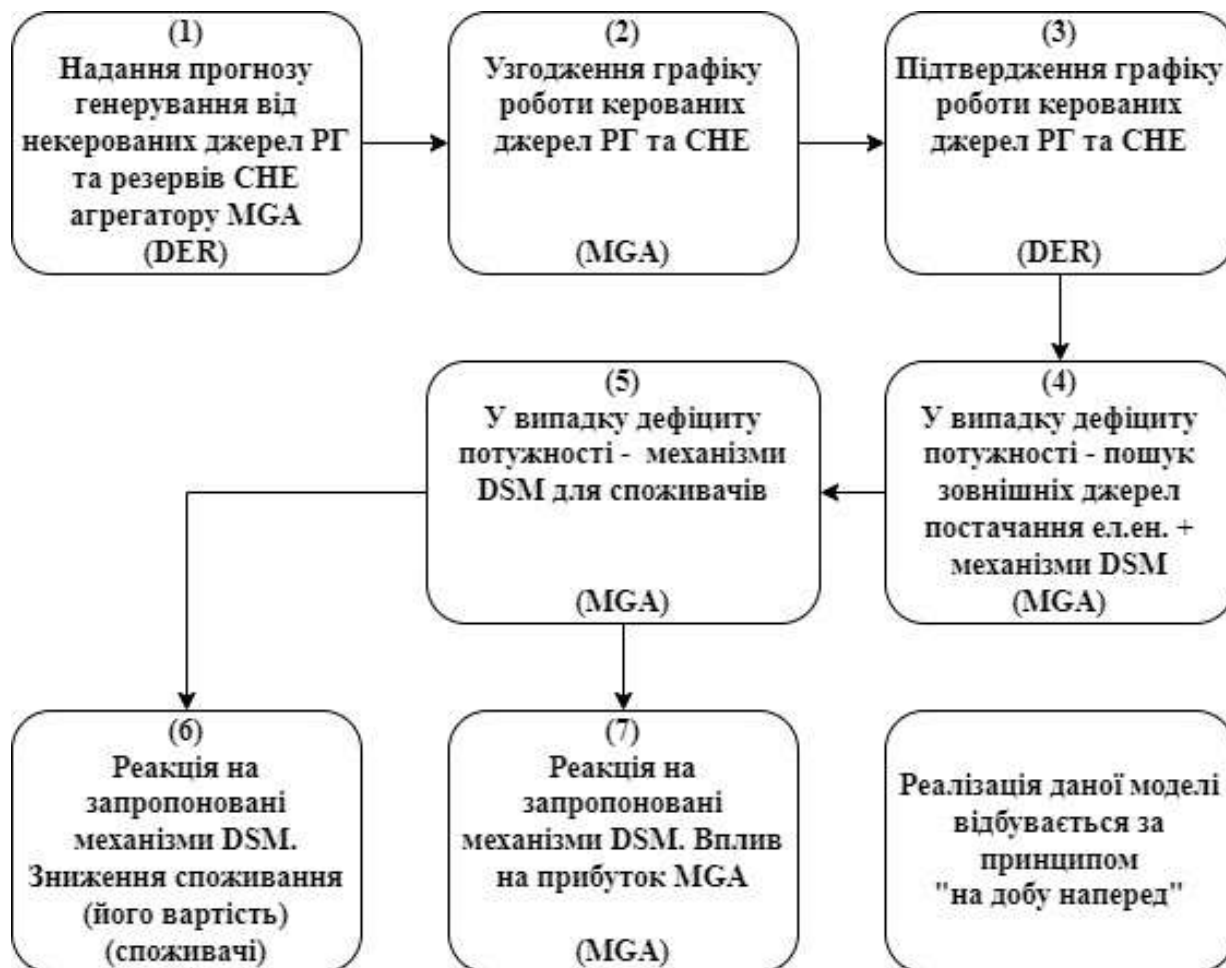


Рис. 4.4 – Ринкова модель агрегування та взаємодії різнотипних РЕР з оператором ЛЕС

Засновуючись на наведених вище визначеннях, сформулюємо теоретико-ігрову модель для агрегування РЕР у ЛЕС – це дасть змогу оптимізувати процес агрегування, максимізуючи виграти усіх гравців через знаходження відповідних рівноважних станів.



Рис. 4.5 – Дерево гри для агрегування РЕР у ЛЕС

Зображене на рис 4.5 дерево гри, основане на ринковій моделі агрегування та взаємодії різнотипних РЕР з оператором ЛЕС, являє собою динамічну гру з досконалою інформацією.

4.3 Теоретико-ігрова модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах

Як зазначалося у п. 4.2, насправді будемо мати динамічну гру з неповною інформацією, адже фактичні обсяги генерування від джерел РГ та обсяги споживання електроенергії часто не збігаються із прогнозними величинами через велику кількість факторів, що впливають на них.

Розглянемо описану гру за умови неповноти інформації. Це означатиме, що слід розглядати два випадки: виконання умов контракту та їх порушення (рис. 4.6).



Рис. 4.6 – Дерево гри з неповною інформацією

Тоді таку гру можна формалізувати таким чином. Агрегатор/оператор ЛЕС – це гравець R , РЕР у вигляді джерела РГ або СНЕ – гравець S . В агрегатора/оператора ЛЕС – єдиний тип, у РЕР або СНЕ – два типи: 1

(можливість покриття усього навантаження РЕР із ймовірністю p) і 2 (часткове покриття навантаження з покриттям решти з мережі або впровадження DSM-програм для споживача, із ймовірністю $1 - p$). Покрокова гра складається із двох етапів: спочатку РЕР, поданий джерелом РГ або СНЕ, виконує умови контракту з повного покриття навантаження / має позитивний баланс із генерування, котре покриває повне навантаження при частково законтракованому (СО – Contract Operation) або не виконує умови контракту (чи частково покриває навантаження за умови, що мав покрити повністю, або мав частково покрити навантаження, але має позитивний небаланс з генерування (Non Contract Operation – NCO)), тобто графік його роботи різниться від прогнозного та законтракованого, після чого агрегатор / оператор ЛЕС здійснює фінансові розрахунки згідно з контрактом (со) або з урахуванням відмінної від законтракованої роботи (псо). Виграш власника РЕР або СНЕ дорівнює 1, якщо його робота була у межах контракту або він має позитивний небаланс з генерування, і 0, якщо вона була відмінна від законтракованої і він має негативний небаланс з генерування. Крім того, власник РЕР або СНЕ має додаткові збитки ($c > 0$) у тому випадку, якщо йому доведеться сплатити штраф за невиконання умов контракту. Агрегатор / оператор ЛЕС отримує виграш 1, якщо власник РЕР або СНЕ виконав умови контракту, і виграш 0 в іншому випадку. Дерево цієї гри зображено на рис. 4.7.

Нехай $m(1), m(2) \in \{CO, NCO\}$ – ходи першого гравця залежно від його типу. Нехай $a(CO), a(NCO) \in \{so, pso\}$ – ходи другого гравця залежно від того, яким був хід першого гравця. Знайдемо ідеальну баєсівську рівновагу і запишемо умови, які вона має задовольняти.

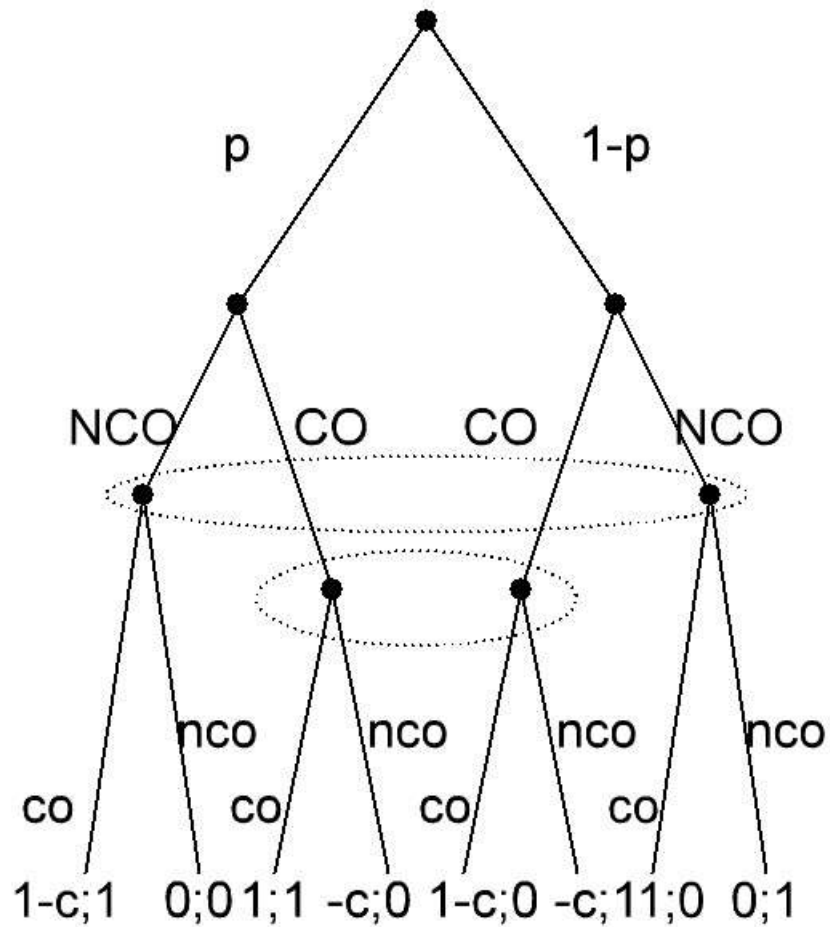


Рис. 4.7 – Дерево сигнальної гри для агрегування РЕР в ЛЕС

1. Щоб знайти рівновагу у цій грі, ми маємо ввести систему віри $\mu_{CO}, \mu_{NCO} \in [0, 1]$. Перше із цих двох значень – це ймовірність, з якою власник джерела РГ або СНЕ відповідає типу 1, якщо він виконав умови контракту. Друге значення – це ймовірність, з якою власник джерела РГ або СНЕ відповідає типу 1, якщо він не виконав умови контракту. Система вір відповідає типу 1, якщо він не виконав умови контракту. Система вір узгоджується зі стратегією гравця S , якщо вона задовольняє такі умови:

$$\begin{aligned}
 \mu_{CO} &= p, \mu_{NCO} \in [0, 1], \text{ якщо } t(1) = CO, m(2) = CO; \\
 \mu_{CO} &= 1, \mu_{NCO} = 0, \text{ якщо } t(1) = CO, m(2) = NCO; \\
 \mu_{CO} &= 0, \mu_{NCO} = 1, \text{ якщо } t(1) = NCO, m(2) = CO; \\
 \mu_{CO} &\in [0, 1], \mu_{NCO} = p, \text{ якщо } t(1) = NCO, m(2) = NCO.
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

2. Сформулюємо умови, які задовольняє стратегія гравця R , якщо вона раціональна щодо системи віри μ_{CO}, μ_{NCO} . Очікуваний виграш власника джерела РГ або СНЕ в інформаційному наборі CO : якщо хід гравця S був CO , то:

– при власному ході nco дорівнює

$$\begin{aligned} E(u_R(\cdot, CO, nco)) &= \mu_{CO} \cdot u_R(1, CO, nco) + (1 - \mu_{CO}) \cdot u_R(2, CO, nco) = \\ &= \mu_{CO} \cdot 0 + (1 - \mu_{CO}) \cdot 1 = 1 - \mu_{CO} \end{aligned} \quad (4.5)$$

– при власному ході co дорівнює

$$\begin{aligned} E(u_R(\cdot, CO, nco)) &= \mu_{CO} \cdot u_R(1, CO, co) + (1 - \mu_{CO}) \cdot u_R(2, CO, co) = \\ &= \mu_{CO} \cdot 1 + (1 - \mu_{CO}) \cdot 0 = \mu_{CO} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Аналогічним чином отримуємо виграші в інформаційній множині NCO . Отже, для $m \in \{CO, NCO\}$ ми повинні мати

$$a(m) = \begin{cases} nco, \mu_m < 0,5 \\ \{nco, co\}, \mu_m = 0,5. \\ co, \mu_m > 0,5 \end{cases} \quad (4.7)$$

3. Визначимо стратегію гравця S залежно від стратегії гравця R . За $c < 1$ отримаємо:

$$(m(1), m(2)) = \begin{cases} (CO, NCO), a(CO) = nco, a(NCO) = nco \\ (NCO, NCO), a(CO) = nco, a(NCO) = co \\ (CO, CO), a(CO) = co, a(NCO) = nco \\ (CO, NCO), a(CO) = co, a(NCO) = co \end{cases} \quad (4.8)$$

За умови, коли $c > 1$, отримаємо $(m(1), m(2)) = (CO, NCO)$ незалежно від $a(CO)$ та $a(NCO)$.

Рівновагою в цій грі є множина $(m^*(1), m^*(2), a^*(CO), a^*(NCO), \mu^*_{CO}, \mu^*_{NCO})$, яка задовольнятиме всі три наведені умови. Кількість та тип рівноваги у цьому разі буде залежати від величини параметра c :

1. Якщо $c < 1$ і $p \geq 0,5$, то матимемо дві рівноваги:

$$\begin{aligned} \text{а) } m^*(1) = m^*(2) = CO, a^*(CO) = co, a^*(NCO) = nco, \mu^*_{CO} = p, \mu^*_{NCO} \in [0; 0,5] \\ \text{б) } m^*(1) = m^*(2) = NCO, a^*(CO) = nco, a^*(NCO) = co, \mu^*_{NCO} = p, \mu^*_{CO} \in [0; 0,5] \end{aligned} \quad (4.9)$$

2. Якщо $c < 1, p < 0,5$, то рівноваги у чистих стратегіях немає.
3. Якщо $c > 1$, то рівновага у чистих стратегіях буде єдина:

$$m^*(1) = CO, m^*(2) = NCO, a^*(CO) = co, a^*(NCO) = nco,$$

$$\mu^*_{CO} = 1, \mu^*_{NCO} = 0.$$

Із викладеного вище можна зробити висновок, що можливі два типи рівноваги. Перші дві рівноваги «змішані», в яких гравці різних типів S виконують одну й ту ж дію. У нашому випадку це означає, що і за повного законтрактованого покриття навантаження від РЕР, і за часткового законтрактованого покриття навантаження РЕР результат із генерування (тобто покриття) навантаження буде однаковим.

Розглянемо, в яких випадках можливий такий перебіг подій. По-перше, потрібно, щоб кількість РЕР, котрі законтракували повне покриття певної групи навантажень, було досить великим ($p \geq 0,5$). У цьому випадку агрегатор/оператор ЛЕС буде розраховувати на виконання усіма РЕР своїх зобов'язань, причому передбачити, хто із РЕР їх не виконає, буде тим важче, чим більше РЕР наявне у структурі ЛЕС. По-друге, потрібно, щоб штрафні санкції для РЕР були нижчими, ніж втрати від недоотриманого прибутку у разі порушення своїх зобов'язань. Якщо обидва типи гравців повністю покривають навантаження (хоча один із них мав покривати лише частину навантаження певного об'єкта), то обов'язково виявиться, що один із них отримає штраф за порушення умов контракту.

Другий тип рівноваги – це роздільна рівновага, за якої гравці S різних типів діятимуть по-різному. У нашому випадку така рівновага тільки одна, кожний із типів гравців виконає свої зобов'язання за контрактом. Така рівновага буде можливою, якщо штрафні санкції для РЕР будуть вищими, ніж втрати від недоотриманого прибутку у разі порушення своїх зобов'язань.

Два описані типи рівноваги, котрі можуть бути досягнуті у такій постановці гри під час реалізації запропонованої моделі агрегування РЕР, відкривають два стратегічних напрями керування РЕР у ЛЕС. Перший напрям

згідно з першим типом рівноваги дає змогу агрегатору неявно стимулювати РЕР до максимізації генерування електричної енергії від джерел РГ та СНЕ, а другий створює більш жорсткі умови, котрі стимулюватимуть РЕР максимально дотримуватися умов контракту.

Висновки до розділу 4

1. На основі зіставного аналізу функціональних зв'язків елементів ЛЕС на різних рівнях взаємодії у межах моделі SGAM визначено, що для різних типів РЕР взаємодія на різних рівнях різнитиметься, – це дало змогу уточнити завдання підвищення ефективності функціонування ЛЕС у межах рівня взаємодії «агрегатор – а розосереджений енергетичний ресурс».

2. Сформована ринкова модель агрегування РЕР у ЛЕС, яка ґрунтується на апараті теорії ігор та правилах роботи ринку електричної енергії України, дозволяє врахувати усі можливі режими функціонування РЕР у ЛЕС.

3. Запропонована теоретико-ігрова модель агрегування РЕР у ЛЕС дала змогу сформулювати два стратегічних напрями керування РЕР у ЛЕС під час їх агрегування. Перший напрям дає змогу агрегатору неявно стимулювати РЕР до максимізації генерування електричної енергії від джерел РГ та систем накопичення електроенергії, а другий створює більш жорсткі умови, котрі стимулюватимуть РЕР максимально дотримуватися законтракованих профілів генерування.

РОЗДІЛ 5 МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ОЕС УКРАЇНИ НА РІВНІ ОСР

5.1 Теоретико-ігрова модель взаємодії електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на рівні операторів систем розподілу

Головним завданням оптимальної взаємодії ЛЕС із централізованою енергосистемою можна вважати створення умов, у яких синтезована система (ЛЕС – ОСР) матиме задані властивості. Мова може йти як про технічні параметри (якість електричної енергії, надійність, рівень втрат) [7], так і про економічні параметри функціонування такої системи.

Розв'язання задачі апроксимації як складової задачі синтезу полягає у побудові такої моделі синтезованої системи, котра, з одного боку, задовольнятиме поставлені вимоги, а з другого – задовольнятиме умови фізичної реалізованості заданих характеристик системи, що утвориться. Розв'язання задачі реалізації полягає у технічній реалізації моделі синтезованої (об'єднаної) системи на заданому технологічному базисі.

Формалізація задачі оптимізації. Для розв'язання задачі апроксимації моделі синтезованої системи серед численних методів оптимізації можуть бути застосовані елементи теорії ігор. Оптимальним рішенням у такому разі буде знаходження рівноважного стану системи [16]. Як і у загальній теорії синтезу, система може мати кілька рівноважних станів, а отже, кілька оптимальних розв'язків задачі [16]. Щоб знайти найбільш оптимальне рішення задачі, доцільно використовувати різні теоретико-ігрові методи, зокрема і пошук рівноваги за Нешем.

Обидві складові моделі системи ЛЕС – ОСР слід подати двома наборами гравців: ОСР електричної енергії (Distribution System Operator – DSO) та

операторами ЛЕС або окремих джерел РГ. Кожна із груп характеризується окремим набором електровартісних моделей [3], котрі характеризують різні групи оптимізаційних задач для кожної зі складових синтезованих систем. Для групи гравців DSO основними завданнями у межах розв'язання задачі синтезу можна вважати [7, 171]:

- забезпечення належного рівня ПЯЕ;
- підвищення надійності системи;
- мінімізацію втрат електричної енергії.

Для оператора ЛЕС основними завданнями є:

- мінімізація витрат або LCOE;
- максимізація прибутку від продажу генерованої електричної енергії.

Як видно з рис. 5.1, зазначені задачі абсолютно різні за змістом.

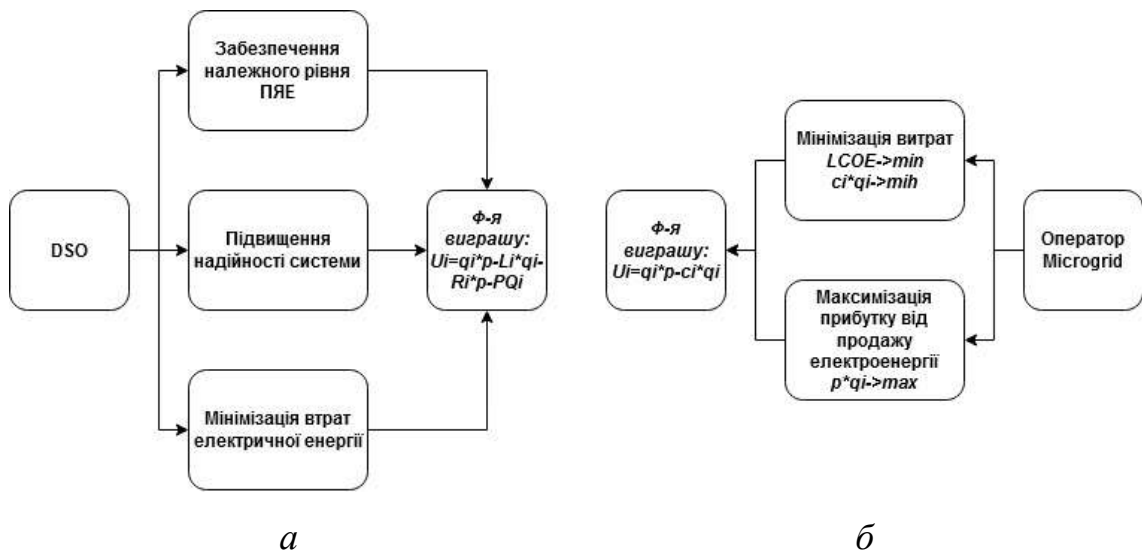


Рис. 5.1 – Формалізація функції виграшу: *a* – для групи гравців DSO;
б – для оператора Microgrid

Щоб розв'язати задачі синтезу у такій постановці, формалізуємо гру. У таку гру, $G = \langle I, S, u \rangle$, грають дві різні групи гравців, а саме:

- оператори RES – *Renewable Energy Sources* (оператори Microgrid);
- оператори системи розподілу (DSO).

Набір гравців поданий таким чином:

$$I = \{RES_1, RES_2 \dots RES_N, DSO_1, DSO_2 \dots DSO_M\}. \quad (5.1)$$

Відповідно до своїх завдань у цій грі кожний набір гравців матиме різні стратегії. Для стратегій *DSO*

$$S_{DSO_i} = \{ "NR", "RES", "CHP", "BAU" \}, \quad (5.2)$$

де *NR* – реконфігурація мережі (network reconfiguration) із застосуванням різних типів секціонувальних пристроїв для зниження втрат і забезпечення надійного функціонування системи; *RES* – залучення джерел РГ, зокрема НВДЕ, для зниження втрат і забезпечення надійного функціонування системи (як резервів потужності); *CHP* – залучення ТЕЦ для покриття пікових навантажень і забезпечення надійного функціонування системи; *BAU* – звичайна робота без залучення додаткових джерел генерації.

Для стратегій операторів Microgrid

$$S_{RES_i} = \{ "BAU", "DSM" \}, \quad (5.3)$$

де *BAU* – генерування електричної енергії у мережу без участі у програмах керування попитом (*DSM*); *DSM* – залучення до різноманітних програм *DSM*.

Прибуток кожного комплекту гравців можна записати таким чином:

$$u_{RES_i} = \{0, 1, 2\}, \quad (5.4)$$

де 0 – самопостачання, 1 – прибуток від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії, 2 – додатковий прибуток від участі в різних програмах *DSM*;

$$u_{DSO_i} = \{0, 1, 2\}, \quad (5.5)$$

де 0 – робота у звичайному режимі енергосистеми (Business As Usual (*BAU*)); 1 – зменшення втрат електричної енергії та підвищення надійності; 2 – зменшення втрат електричної енергії та підвищення надійності з меншими витратами за рахунок різних програм *DSM*.

Слід зазначити, що у формалізованому вигляді функції виграшу будуть мати різний вигляд (див. рис. 5.1). Оскільки основним товаром (продуктом),

котрий виробляє оператор Microgrid, є електрична енергія, то максимальним виграшем для нього буде прибуток (рис. 5.2) [6]. Якщо вважати, що витрати на виробництво електричної енергії за $LCOE$ будуть рівними $c_i \cdot q_i$, де $0 \leq c_i < 1$ – витрати на генерування 1 кВт·год електричної енергії. Функцію виграшу для оператора Microgrid слід записати з урахуванням прибутку, який становитиме $u_i = p \cdot q_i - c_i \cdot q_i$.

Слід зазначити, що оператор DSO може сприяти зменшенню навантаження виробникам, які здійснюють виробництво електричної енергії на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії на локальних ринках. Таким чином, прибуток оператора Microgrid може прямо залежати від стратегії DSO.

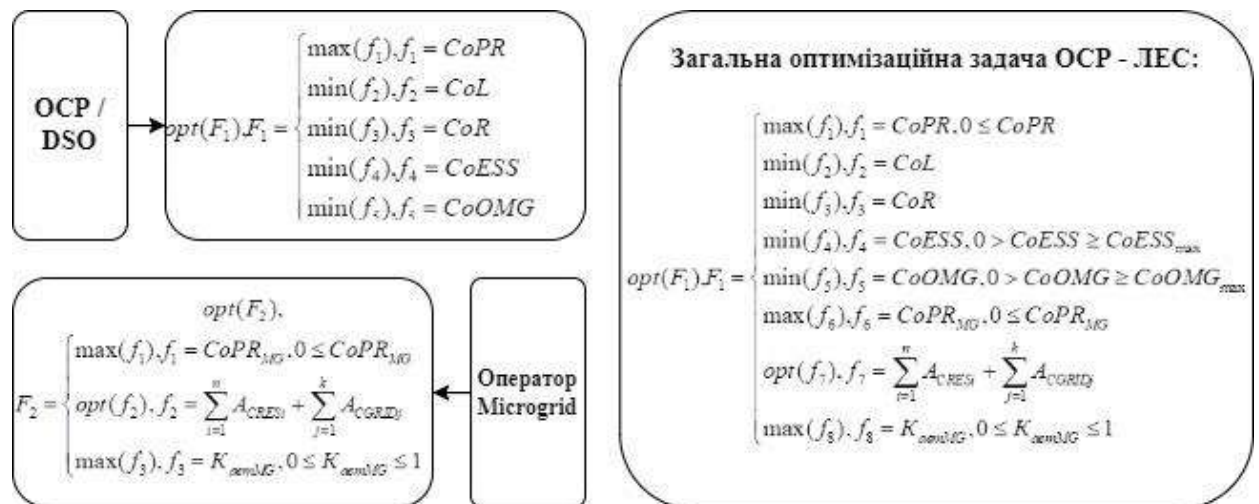


Рис. 5.2 – Оптимізаційні моделі DSO, оператора *Microgrid* та синтезованої системи із РГ

5.2 Оптимізація теоретико-ігрової моделі взаємодії електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на рівні операторів систем розподілу

Відповідно до задач DSO функцію виграшу можна записати з урахуванням прибутку від реалізованої електроенергії $p \cdot q_i$, витрат на забезпечення надійності системи (або плати за недовідпуск електроенергії ENS) R_i , втрат електричної енергії L_i , %, та витрат, пов'язаних із забезпеченням якості електричної енергії PQ_i . Функція виграшу для DSO матиме такий вигляд: $u_i = p \cdot q_i - L_i \cdot q_i - R_i \cdot p - PQ_i$.

У такому випадку, матриця гри буде мати такий вигляд:

		DSO			
		NR	RES	CHP	BAU
RES	BAU	(1;1)	(1;0)	(1;1)	(1;0)
	DSM	(1;0)	(1;2)	(1;0)	(1;0)

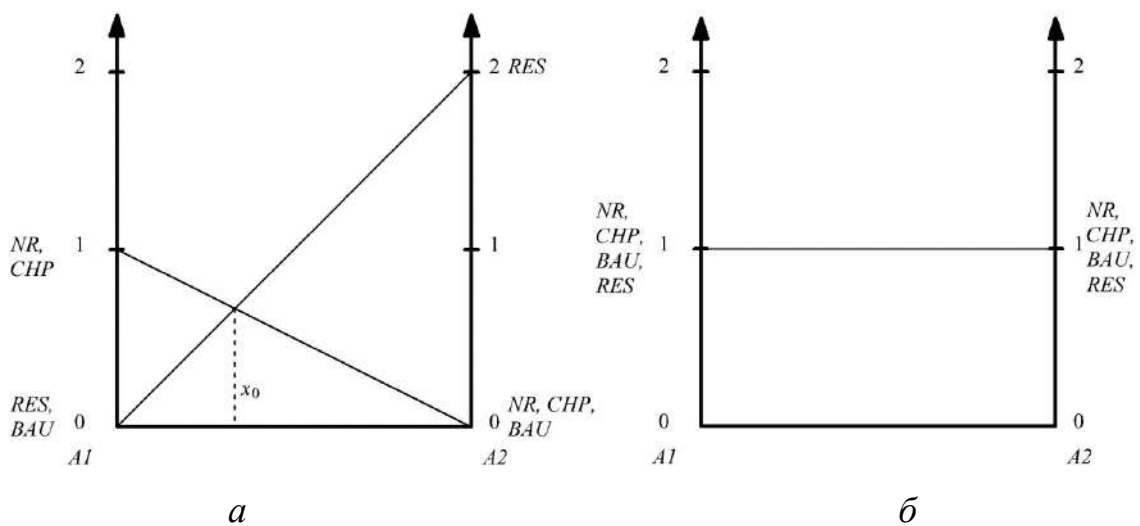


Рис. 5.3 – Геометричне подання оптимізаційної задачі:

a – виграші для групи гравців DSO;

b – виграші для оператора Microgrid

Як бачимо із цієї матриці та геометричного подання (рис. 5.3), утворена модель синтезованої системи може мати кілька рівноважних станів. Найвигіднішим, а отже й найоптимальнішим для DSO, буде профіль стратегій {«DSM», «RES»}, котрий є рівноважним та домінуючим над рештою профілів стратегій.

Утім, з точки зору оператора Microgrid, участь у програмах DSM веде до додаткових витрат, пов'язаних із дооснащенням джерел РГ СНЕ та технічними інтелектуальними засобами керування [7, 16], що суперечить ідеї їх мінімізації. Для стимулювання оператора Microgrid у сприянні виконання завдань DSO доцільно модифікувати тариф, за яким оператор Microgrid продає електроенергію на ринку, з урахуванням сучасних механізмів тарифікації у межах різноманітних програм DSM [7, 172].

З огляду на вищезазначене, для максимізації прибутку оператор Microgrid буде реалізовувати генеровану електричну енергію на локальному балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг. Якщо функцію виграшу для оператора Microgrid записати з урахуванням додаткового прибутку від забезпечення надійності енергосистеми та забезпечення нормативних показників ПЯЕ, використовуючи модель динамічної тарифікації, то вона буде

мати вигляд $u_i = p \cdot q_i - c_i \cdot q_i + PQ_i$, з урахуванням тарифних зон (t): $u_{RESi} = \sum_{i=1}^n u_{ii}$

Тоді, матриця гри буде мати вигляд

		DSO			
		NR	RES	CHP	BAU
RES	BAU	(1;1)	(1;0)	(1;1)	(1;0)
	DSM	(1;0)	(2;2)	(1;0)	(1;0)

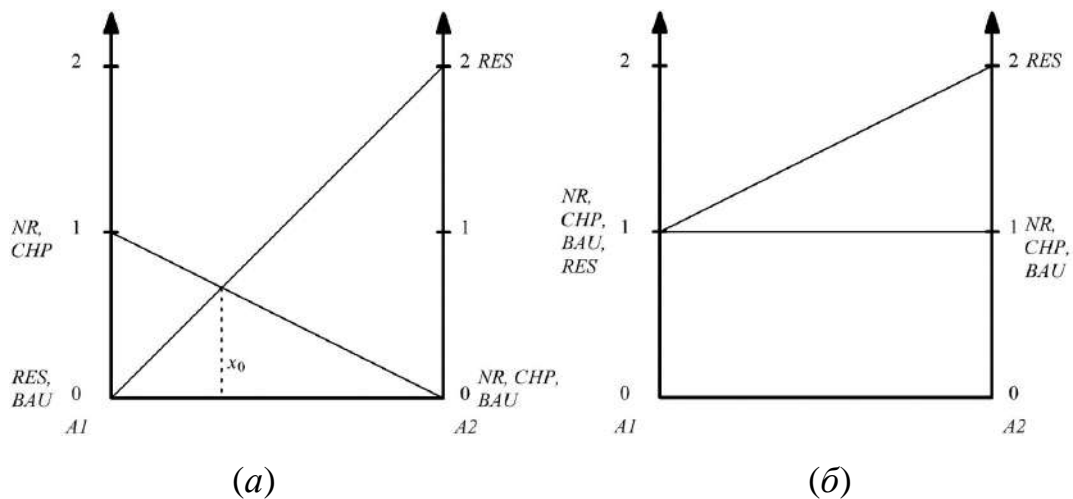


Рис. 5.4 – Геометричне подання оптимізаційної задачі:

a – виграші для групи гравців DSO; *б* – виграші для оператора Microgrid

Таким чином, для матриці, геометричне подання якої зображено на рис. 5.4, утворена модель синтезованої системи буде мати профіль стратегій {«DSM», «RES»}, який сильно домінує над рештою профілів стратегій, а стан системи за цим профілем буде рівноважним за Нешем, а отже, найбільш оптимальним з точки зору усіх гравців.

5.3 Вимоги до систем моніторингу для локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами

Основні каталізатори для розвитку ЛЕС виникли у нещодавно: розвиток твердотільних накопичувальних приладів і комп'ютерів; розвиток пристроїв силової електроніки (ПСЕ); розвиток систем SCADA і принципів вимірювання електричних параметрів; розвиток систем керування, інформаційних і комунікаційних технологій; прилади вимірювання потужності (PMUs), вимірювальні системи (WAMS). Це привело до розвитку технологій, які у наш час об'єднуються у межах концепції Smart Grid. Мікроенергосистеми (ЛЕС) були запропоновані як мережева архітектура розподільних мереж у межах концепції Smart Grid, здатних повною мірою використовувати вигоди від

інтеграції великої кількості джерел РГ малої потужності (загальною потужністю до 1 МВт) у системах розподілу електроенергії на низькій напрузі для забезпечення потрібного рівня якості електропостачання споживачів [173].

Оскільки генерація стає більш децентралізованою завдяки інтеграції значної кількості джерел РГ, енергетичні ринки та електромережі повинні адаптуватися на рівні систем передачі та розподілу. Таким чином, ЛЕС та пов'язана з ними концепція ЛЕР стають дедалі більш важливими для стійкої та надійної роботи енергетичних систем [174–176].

Впроваджуючи моделі змінного ціноутворення, агрегатор має враховувати характеристики різних типів джерел РГ та LCOE для кожного типу джерел РГ, щоб стимулювати кожного місцевого учасника ринку електроенергії окремо.

Відповідно до окреслених структурних особливостей сучасний розвиток ЛЕС для розв'язання задач керування енергетичними потоками та оптимізації режимів генерування і споживання електричної енергії неможливий без наявності систем Smart-моніторингу і керування. Модель такої комплексної ЛЕС охоплює напрями від схемотехнічного та технологічного аж до формування відповідних бізнес-процесів – це, зокрема, розвиток ІКТ; поширення джерел РГ, зокрема ВДЕ, формування різних за типом та потужністю локальних систем енергозабезпечення; розвиток енергетичних кооперативів, агрегаторів навантажень і генераторів електроенергії із широким застосуванням активних споживачів (prosumer); урізноманітнення навантажень за швидкого розвитку технологій перетворення та накопичення електроенергії; формування нових ринкових механізмів і нових бізнес-моделей з урахуванням положень клієнтоорієнтованого підходу концепції Smart Grid; наявність системи двостороннього обміну енергією та інформацією в реальному часі відносно точки приєднання.

Для розвитку динамічного ціноутворення треба враховувати технічні

можливості Smart-лічильників. Ефективне динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дають змогу надійно відслідковувати споживання у конкретні часові інтервали, що відповідають інтервалам, визначеним ринковими відносинами.

Загалом, система керування ЛЕС має відповідати таким вимогам:

1. Експлуатація Microgrid у допустимих межах (первинне і вторинне керування в обох режимах роботи).
2. Розподіл активної та реактивної потужності (первинне і вторинне керування у режимі підключення до мережі).
3. Безперебійне підключення та відключення від основної мережі (первинне і вторинне керування в обох режимах роботи).
4. Участь у ринку з оптимізацією локальної ЛЕС та обмін електроенергією з мережею (третинне керування в ізольованому режимі).
5. Безперебійне живлення чутливих навантажень, таких як медичне обладнання та комп'ютерні сервери (в обох робочих режимах).
6. Робота з «чорним пуском» (black start) у разі будь-якої загальної помилки (в ізольованому режимі).
7. Підвищення продуктивності та надійності системи завдяки забезпеченню підтримки систем акумуляування енергії (первинне і вторинне керування в обох режимах роботи).

З точки зору реалізації системи керування ЛЕС поділяють на дві категорії – централізовані та децентралізовані [177]. Кожну використовують залежно від типу ЛЕС, мережевих умов та рівня керування. В останніх дослідженнях серед різних структур керування ієрархічне керування було найбільш широко використовуваним засобом, який реалізується у централізованих і децентралізованих структурах. Ієрархічне керування має три рівні керування, включаючи первинне, вторинне і третинне (рис. 5.6) [178].

Система керування ЛЕС повинна мати такі характеристики.

Вихідне керування: напруги та струми блоків РГ мають відслідковувати їх еталонні значення, а коливання мають бути повністю загасальними (первинне і вторинне керування в обох режимах роботи).

Балансування потужності: блоки РГ у ЛЕС повинні мати можливості для компенсації раптового дисбалансу активної потужності та збереження відхилення частоти і напруги у прийнятному діапазоні (первинне і вторинне керування в обох режимах роботи).

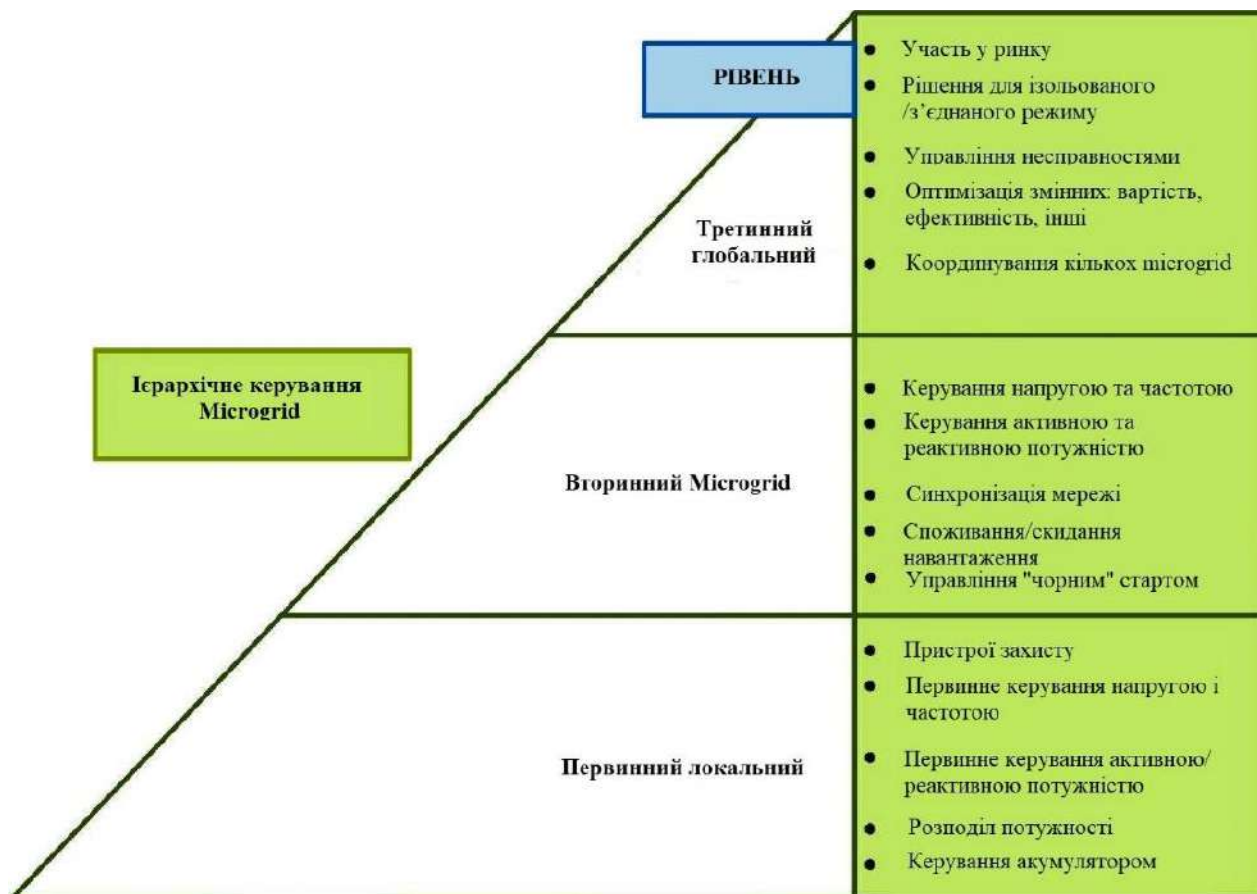


Рис. 5.6 – Система керування ЛЕС/Microgrid – часові межі та область дії

Керування попитом (DSM): відповідні DSM-методи мають бути розроблені для керування навантаженням (третинне керування в обох режимах роботи).

Економічна диспетчеризація: належна диспетчеризація блоків РГ в ЛЕС/Microgrid знижує експлуатаційні витрати та збільшує загальний прибуток (первинне, вторинне і третинне керування в ізолизованому режимі).

Особливості роботи СК ЛЕС наведено у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Порівняння між первинним, вторинним і третинним керуванням Microgrid

Параметри	Первинне керування	Вторинне керування	Третинне керування
Режим роботи	Децентралізоване (тобто впроваджується локально в кожному DG)	Централізоване (тобто з урахуванням усіх DG)	Централізоване (тобто з урахуванням усіх DG та microgrid)
Мета контролю	Стабільність напруги та частоти. Зменшення циркулюючого струму між DG. Належний розподіл активної та реактивної потужності між DG	Напруга Microgrid, частота, активна потужність і контроль реактивної потужності. Забезпечує компенсацію відхилень частоти та значення напруги, спричинених первинним керуванням. Забезпечує синхронізацію Microgrid з енергомережею	Контроль потоку електроенергії між мережею та Microgrid. Забезпечує економічну роботу Microgrid як в ізолюваному, так і в мережевому режимі. Задану точку інвертора Microgrid можна регулювати третинним керуванням
Використання схеми зв'язку	Відсутнє	Присутнє	Присутнє
Постійна часу	Невелика	Більша, ніж у первинному керуванні	Більша ніж у первинному та вторинному керуванні
Швидкість роботи	Висока	Повільніша, ніж у первинному керуванні	Повільніша ніж у первинному та вторинному керуванні
Пропускна здатність рівнів керування	Не застосовується (оскільки не використовується схема зв'язку)	Низька	Найнижча
Використаний метод контролю	Контроль падіння, метод реактивної потужності – напруги тощо	Техніка на мультиагентній основі, контроль падіння, техніка на основі технології «gossip», техніка оптимізації на основі потенційних функцій	Керування на основі лгоритму «gossip», прогнозне керування моделлю

Як згадувалося, керування ЛЕС може бути реалізовано за формою і централізованого і децентралізованого керування. У централізованій структурі ієрархічні рівні керування можна класифікувати так:

1. Локальні блоки керування, включаючи мікроконтролери (МК) джерел і локальні контролери (ЛК).
2. Центральний контролер ЛЕС (MGCC).
3. Система керування розподільними мережами (DMS).

Переваги та незручності під час застосування кожної моделі керування згідно з наведеною ієрархічною структурою наведено у табл. 5.2 [179–182].

Таблиця 5.2 – Архітектури керування для гібридної системи: переваги та незручності

СК	Переваги	Незручності
Централізована	<ul style="list-style-type: none"> – Сильна керованість і можливість спостереження в режимі реального часу за всією microgrid (MG). – Забезпечує сильний нагляд і широкий контроль за всією системою. – Зрілі та усталені підходи до керування багатьма системами. – Підходить для систем MG невеликого розміру, де зібрана інформація передається за допомогою зв'язку з низькою пропускнуою здатністю. – Підходить для внутрішнього керування MG. – Глобальна оптимізація всіх суб'єктів однієї MG. – Пропонує високопродуктивний обчислювальний блок і безпечну комунікаційну інфраструктуру. – Зберігає стратегію керування, яка повністю враховує MG і залежить від простої архітектури системи для створення глобальних знань, що полегшує розгортання керування енергоменеджменту. – Просте економічне впровадження та легке обслуговування центрального контролера (СС). – Оптимальне рішення гарантовано 	<ul style="list-style-type: none"> – Відмова центрального контролера впливає на роботу всієї системи. – Велике обчислювальне навантаження є технічною перешкодою для розгортання. – Погано спроектовано для підтримки функціоналу підключення великої кількості суб'єктів; – Потрібен високий рівень зв'язку завдяки прямій – взаємодії кожного суб'єкта з СС; – Вимагання потужного блоку обробки для СС. – Більш схильний до збоїв, оскільки лише один блок контролює напругу та призводить до скорочення життєвого циклу АКБ. – Погана масштабованість і відповідальність за коротший термін служби батареї. – Оскільки вся інформація збирається та обробляється в одному СС, обчислювальне навантаження збільшується, що робить керування менш ефективним для вимог зв'язку в реальному часі. – Знижується надійність усієї системи

Таблиця 5.2 – Продовження

СК	Переваги	Незручності
Децентралізована	<ul style="list-style-type: none"> – Розосереджена система обробки з можливістю автономного керування. – Комунікація однорангових вузлів, що забезпечує більшу гнучкість роботи та уникнення збою однієї точки. – Більш висока надійність за рахунок резервування контролерів і зв'язку. – Розосереджені генератори керуються незалежними контролерами через їх локальні змінні, що забезпечує резервування каналу зв'язку. – Недостатня інформація про інші суб'єкти систем MG. – Стратегія керування падіння зазвичай дозволяє уникнути циркуляції струмів між перетворювачами без використання цифрового зв'язку. – Уникнення відмови однієї точки, підвищення можливостей розширення та забезпечення більшої гнучкості роботи. – Висока конфіденційність для суб'єктів і менший обсяг інформації. – Зменшення потреби в обчисленнях і звільнення трафіку у мережі зв'язку. – Зменшує обчислювальне навантаження і підвищує надійність і міцність. – Легка реалізація функції «plug-and-play» 	<ul style="list-style-type: none"> – Неповна інформація про загальний стан Microgrid. – Контролювання середнього значення напруги та струму вимагає більшої передачі даних через Microgrid. – Локальна оптимізація в системі енергоменеджменту не може забезпечити глобальне рішення для мінімізації операційних витрат загальної MG. – Розосереджена обробка не гарантує глобальних оптимальних результатів для всієї системи MG. – Висока складність реалізації порівняно із централізованим та ієрархічним контролем. – Проблема залежності навантаження, відповідальна за циркуляційні струми в розосереджених генераторах, точність розподілу навантаження може бути досягнута за допомогою компромісу відхилень напруг порівняно з їх номінальними значеннями. – Непридатність для нелінійних навантажень через гармоніки та нездатність досягти узгодженої роботи багатьох компонентів з різними характеристиками, а також погана перехідна продуктивність. – Вимагає ефективної синхронізації та міцного зв'язку для досягнення синхронності. – Вимагає швидкого періодичного переналаштування

Таблиця 5.2 – Продовження

Ієрархічна	<ul style="list-style-type: none"> – Більше підходить для систем MG постійного струму. – Напруга та струм регулюються локально перетворювачами джерела. – Гнучке регулювання напруги системи в прийнятних Інтервалах. – Економічний розподіл електроенергії між перетворювачами. Між MG, комунальною мережею, а також сусідніми MG. – Синхронні генератори з однаковою частотою по всій мережі. – Операційні обмеження розподіляються на різні рівні, скорочуючи час обробки. – Усунення поточних неузгодженостей між контролерами. – Об'єднання попередніх структур управління. – Можливе оптимальне рішення 	<ul style="list-style-type: none"> – Розосереджені генератори повинні брати участь у керуванні напругою та частотою. – Деякі генератори працюють в режимі обмеженої потужності, постачаючи лише ту потужність, яка запланована ринком електроенергії. – Розосереджені генератори відповідають за коригування відмінностей між запланованим попитом і фактичним навантаженням. Таким чином, попит слід прогнозувати, щоб правильно спланувати вихід генераторів. – Необхідна координація сусідніх шарів. – Немає передачі інформації та енергії, якщо є збій зв'язку у верхньому шарі. – Менше обчислювальних навантажень
------------	--	--

У наш час успішно розвивається такий напрямок Microgrid, як послуга (Microgrid as a Service, MGaaS). MGaaS є новою хмарною бізнес-моделлю, що ґрунтується на інноваціях Microgrid, діджиталізації та інших нововведеннях, таких як Інтернет речей (IoT), штучний інтелект і блокчейн (технологічна платформа цифрової книги для покращення енергетичних операцій) [183].

5.4 Елементи та структура системи моніторингу для забезпечення агрегування розосереджених енергетичних ресурсів

Як зазначалося у попередньому пункті, Smart-моніторинг ЛЕС – це багатоцільова складна система моніторингу та контролю: розподіл потужності навантаження, регулювання напруги/частоти та якості електроенергії, участь у локальних ринках, коротко- та довгострокове планування.

Виділяють три рівня Smart-моніторингу:

- перший рівень є базовим, – це моніторинг у реальному часі параметрів мережі: частоти, напруги, струмів. Швидке інформування щодо наявності невідповідностей у системі, також збирання даних з усіх датчиків у системі. Цей рівень вважають найскладнішим;

- другий рівень є продовженням першого рівня, – у ньому відбувається аналіз якості параметрів електричної енергії та якості енергопостачання, відповідність стандартам всіх параметрів мережі. Крім того, він контролює синхронізацію та обмін електроенергією між елементами локальної системи;

- третій рівень – на основі отриманих даних, що формуються згідно з алгоритмами інформація для участі у ринках електроенергії. Виконується загальна перевірка даних та вирішується, які кроки зробити далі.

Щоб впровадити таку систему Smart-моніторингу для ЛЕС, потрібні три основні компоненти [7]:

1. *Комунікаційна програмна платформа* – служить основою для оператора мережі для надсилання ринкових сигналів стороннім агрегаторам, клієнтам джерел РГ або напряму власникам джерел РГ. За допомогою відповідної програмної платформи *i*-й ОСР або сторонній агрегатор можуть безпосередньо керувати окремими джерелами РГ, надсилати сигнали споживачам і надсилати запити на надання послуг третіми сторонами.

2. *Апаратна комунікаційна платформа* – дає змогу власникам джерел РГ реагувати на запити ОСР, агрегаторів третьої сторони або клієнтів джерел РГ. Якщо джерело РГ відповідає на відповідний запит, комунікаційна платформа відстежує згенеровані РГ у мережу обсяги електричної енергії та надсилає дані назад до ОСР або до стороннього агрегатора. Фотоелектричні модулі та акумуляторні батареї, оснащені сучасними інверторами, сумісні з цими платформами, як і деякі пристрої, такі як інтелектуальні термостати та зарядні пристрої для електромобілів.

3. *Обладнання джерел РГ* – фотоелектричні системи, вітрові установки, СНЕ, електромобілі, розумна побутова техніка, дизельні генератори та ін. Тип джерела РГ, який має право брати участь в агрегації, залежить від типу комунікаційної платформи, регуляторних факторів і місця розташування (вимоги щодо розміщення, навколишнього середовища та інші вимоги для участі у процесі агрегування).

На рис. 5.7 зображено архітектуру системи Smart-моніторингу ЛЕС, котра враховує усі типи джерел РГ та СНЕ й особливості їх функціонування. Така система працює у режимі реального часу в певних часових інтервалах $t \in [1, 2, \dots, T]$, забезпечуючи обмін інформаційними потоками, які, у свою чергу, дозволяють керувати енергопотоками, забезпечуючи оптимальне функціонування системи моніторингу на всіх трьох рівнях, а відтак і оптимальну роботу ЛЕС.

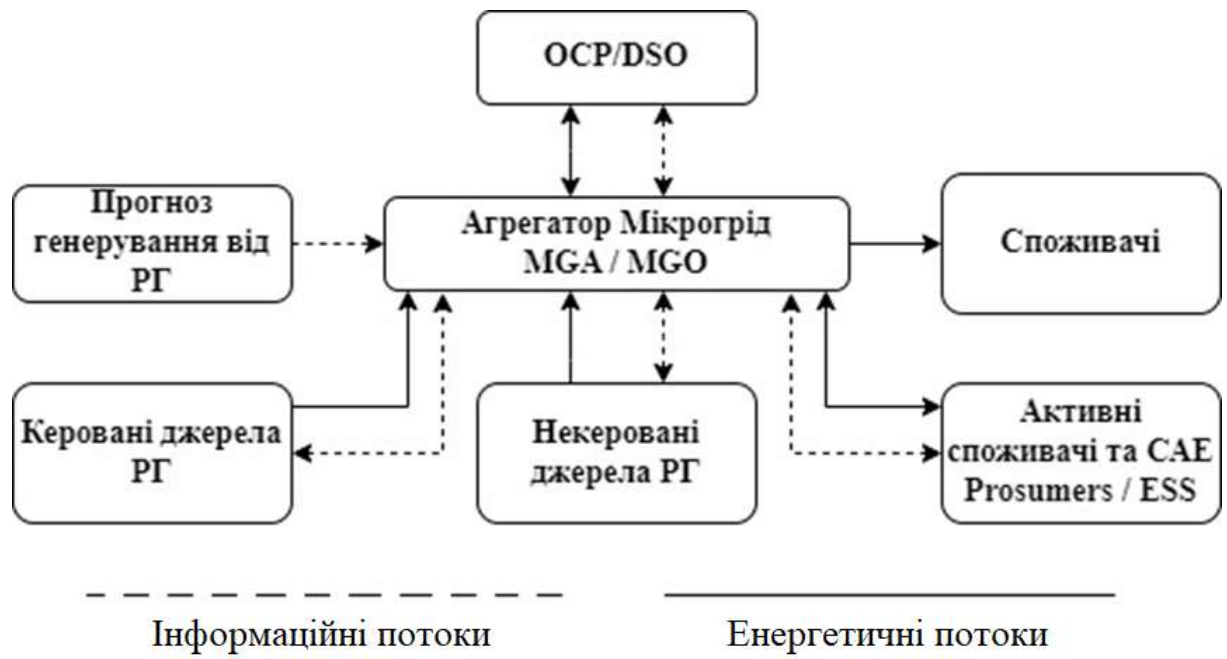


Рис. 5.7 – Структура системи Smart-моніторингу ЛЕС

Висновки до розділу 5

1. На основі аналізу оптимізаційних задач операторів систем розподілу та ЛЕС сформовано комплексну задачу оптимізації для моделей локальних систем із РЕР та моделей централізованих електроенергетичних систем у межах теорії ігор.

2. Запропонована процедура оптимізації теоретико-ігрової моделі у межах формалізованої гри на основі використання механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом дає змогу знайти раціональне рішення серед інших рішень поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій гравців.

3. За результатами дослідження запропоновано архітектуру системи Smart-моніторингу ЛЕС із РЕР, котра враховує усі типи джерел РГ, систем накопичення енергії та особливості їх функціонування. Така архітектура забезпечує обмін інформаційними потоками у режимі реального часу, що дає змогу керувати енергопотоками, забезпечуючи оптимальне функціонування системи моніторингу на всіх ієрархічних рівнях, а відтак і оптимальну роботу ЛЕС.

РОЗДІЛ 6 МЕХАНІЗМ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ НА РІЗНИХ ІЄРАРХІЧНИХ РІВНЯХ

6.1 Механізм оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах

Якщо задачу теоретико-ігрового синтезу моделі системи ЛЕС як Microgrid із джерелами РГ та НВДЕ із централізованими електроенергетичними системами можна формалізувати у вигляді статичної гри з повною інформацією, як це показано у [7], то задача оптимального балансування енергопотоків всередині самих ЛЕС/Microgrid є більш складною та багатофакторною.

Щоб розв'язати задачу агрегації різнотипних генерувальних установок РГ і СНЕ оператором/агрегатором Microgrid-системи у такій постановці, формалізуємо гру, що буде відображати усі можливі стратегії гравців. У таку гру, $G = \langle I, S, u \rangle$, грають дві різні групи гравців, а саме: генерувальні установки РГ та СНЕ (Distributed Energy Resources – DER) та оператори/агрегатори Microgrid (MGA). Набір гравців поданий таким чином:

$$I = \{DER_1, DER_2 \dots DER_N, MGA_1, MGA_2 \dots MGA_M\}. \quad (6.1)$$

Генерувальні установки РГ та СНЕ є суб'єктами, що надають послуги з генерування електроенергії в досліджуваній Microgrid-системі. Агрегатори Microgrid – MGA мають за мету отримати максимальний дохід від взаємодії з ОСР/ DSO на локальному ринку електроенергії. Оператор системи розподілу має на меті зменшити навантаження на розподільні мережі у прогнозовані періоди пікового споживання електроенергії та залучити менш «дорогих» постачальників електроенергії для покриття пікового попиту на електричну енергію. Запропоновано реалізацію зазначених вище цілей досягати завдяки

залученню різноманітних програм керування попитом (DSM), які стимулюватимуть власників РГ та СНЕ до активної поведінки за рахунок додаткових виплат до тарифів, що діють на ринку.

Відповідно до своїх завдань у цій грі кожний набір гравців матиме різні стратегії. Стратегії РЕР

$$S_{DERi} = \{ "DSM", "BAU" \}, \quad (6.2)$$

де BAU – генерування електричної енергії у мережу без участі у програмах керування попитом (DSM); DSM – залучення до різноманітних програм DSM і допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

Стратегіями операторів/агрегаторів Microgrid будуть такі:

$$S_{MGAi} = \{ "B", "NB", "PN", "PNP" \}, \quad (6.3)$$

де B/NB – бонусний платіж/відсутність бонусного платежу від MGA генерувальним установкам РГ та СНЕ у разі участі останніх у програмах керування попитом (DSM) з урахуванням додаткового прибутку MGA від цього; PN/NPN – штрафний платіж/відсутність штрафного платежу у разі невиконання стратегії DSM та з урахуванням прибутку/збитків MGA від цього.

Дохід кожного комплекта гравців можна виразити такою функцією виграшу:

$$u_{DERi} = \{ 0; 0,25; 0,5; 0,75; 1 \}, \quad (6.4)$$

де 0 – дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії з урахуванням нарахованих штрафів, за невиконання законтракованої стратегії згідно зі своїм типом; 0,25 – дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії без нарахованих штрафів, проте менший, оскільки генерування установкою РГ/СНЕ було меншим від законтракованої стратегії згідно зі своїм типом; 0,5 – базовий дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії без бонусів чи штрафів; 0,75 – базовий дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії з урахуванням вартості додаткової

генерації поза законтракованими обсягами; 1 – дохід з урахуванням додаткового прибутку від участі у різних програмах DSM та надання допоміжних послуг;

$$u_{MGAi} = \{0; 0,5; 1\}, \quad (6.5)$$

де 0 – зменшений дохід з урахуванням залучення додаткових генерувальних потужностей для покриття недовгенерції, законтракованої джерелами РГ/СНЕ; 0,5 – базовий дохід; 1 – дохід з урахуванням додаткових надходжень за участі РЕР у програмах керування попитом та надання допоміжних послуг.

Дослідивши структуру Microgrid-систем із джерелами РГ і СНЕ та режими їх функціонування, доцільно провести процедуру синтезу означених елементів у єдину систему у вигляді динамічної гри з неповною інформацією.

Більше того, для розв'язання оптимізаційної задачі доцільним є створення спеціального механізму $M = \langle A, g \rangle$. Поняття «механізм» (M) з точки зору теорії ігор можна розглядати як правила гри, котрі можуть забезпечити найбільшу користь кожному із гравців.

Завданням є придумати такі правила гри, щоб електрична енергія, генерована генерувальними установками РГ (гравцями i), була продана через агрегатора(ів) Microgrid (гравцями j) на ринку електричної енергії за максимальною ціною, яку можна отримати, зокрема за рахунок надання допоміжних послуг.

Інакше кажучи, потрібно, щоб для кожного профілю типів гравців у грі з неповною інформацією, яка відповідає роботі агрегатора Microgrid на ринку електричної енергії за участю цих гравців, реалізовувався якийсь конкретний результат. Формалізувавши це завдання, отримаємо функцію $f: T \rightarrow C$ (функцію громадського вибору («Social choice function»)), котра буде визначати результат, реалізації якого агрегатор Microgrid міг домогтися залежно від графіка генерування та обсягів згенерованої електроенергії генерувальними установками РГ (які визначають типи гравців). Щоб отримати оптимальні для усіх гравців результати, можна створити умови, щоб для кожного профілю

типів гравців потрібний нам профіль дій був рівновагою Неша (можливо, не єдиним профілем з такою рівновагою) у грі з неповною інформацією.

Побудова потрібного механізму має ґрунтуватися на принципі «відвертості». Таким чином, пошук потрібного механізму зведеться до механізмів, котрі спонукатимуть усіх гравців чесно повідомляти агрегатору системи Microgrid свої типи та діяти відповідно до отриманих від агрегатора Microgrid стратегій. Понад те, для реалізації принципу відвертості відповідний механізм M має бути «спонукально сумісним», тобто механізм повинен «спонукати» гравців правдиво розкривати свої типи [7].

Отже, механізм M можна вважати «спонукально сумісним», якщо у грі G_M домінуючою баєсівською стратегією кожного гравця i є правдиве сповіщення агрегатора системи Microgrid щодо своєї функції «переваги»:

$$\tilde{s}_i(u_i) = u_i, i = 1, \dots, n. \quad (6.6)$$

У такому випадку згідно з визначенням домінуючої баєсівської стратегії [7] можна вважати механізм M «спонукально сумісним», якщо для $i = 1, \dots, n$ та усіх $u_i \in U_i$ справедливою буде рівність

$$u_i(f(u_i, u_{-i})) - p_i(u_i, u_{-i}) \geq u_i(f(\bar{u}_i, u_{-i})) - p_i(\bar{u}_i, u_{-i}), u_i, \bar{u}_i \in U_i. \quad (6.7)$$

Оскільки домінуюча баєсівська ситуація рівноваги є баєсівським рівноважним станом за будь-яких уявлень кожного окремого гравця щодо типів решти гравців, то «спонукально сумісний» механізм є «спонукально сумісним» у баєсівському сенсі за будь-якої системи уявлень $\{\mu_i\}_{i=1}^n$. Також «спонукально сумісний» у баєсівському сенсі механізм M реалізує функцію громадського вибору f .

Для однієї з найчастіше використовуваних функцій «соціального благополуччя», для котрої найбільш бажаним є результат $a \in A$, сумарний переважний вибір усіх гравців $\sum_{i=1}^n u_i(a)$ є максимальним.

Під час формалізації відповідної сигнальної гри слід брати до уваги умовний поділ джерел РГ та СНЕ на типи [9] у межах побудови Microgrid-системи на основі моделі SGAM [8, 10]. Таким чином, відповідна гра матиме

вигляд, як показано на рис. 6.1.

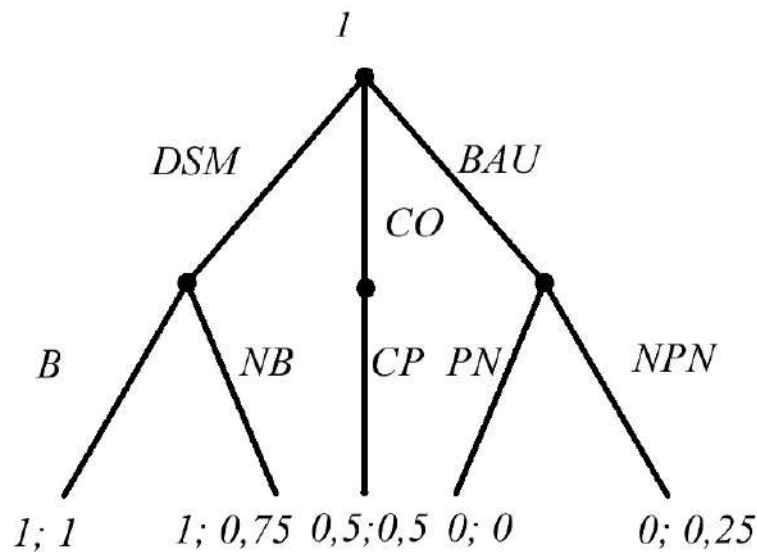


Рис. 6.1 – Дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ та СНЕ з оператором Microgrid

А з урахуванням типів джерел РГ та СНЕ для відображення моделі агрегування різнотипних джерел РГ та СНЕ в одну Microgrid-систему слід використовувати такі типи: «Некеровані генерувальні установки РГ (T_1)», «Керовані генерувальні установки РГ (T_2)» і «Системи акумулювання енергії (T_3)». Таким чином, для кожного типу РЕР буде застосовуватися окрема цінова модель, що буде відображати можливості установки певного типу працювати за певним профілем на ринку електричної енергії у різних тарифних зонах та надавати допоміжні послуги.

Тоді гра $G^* = \langle I, S, u \rangle$ буде виконуватися двома наборами гравців, а саме: РЕР типу T_1 / РЕР типу T_2 / РЕР типу T_3 / prosumer та операторами/агрегаторами Microgrid (MGA). набір гравців поданий таким чином:

$$I = \{DER_{T1-1} \dots DER_{T1-N}, DER_{T2-1} \dots DER_{T2-N}, DER_{T3-1} \dots DER_{T3-N}, MGA_1, MGA_2 \dots MGA_M\} \quad (6.8)$$

Кожний набір гравців матиме власні унікальні стратегії. Стратегії РЕР такі:

$$S_{DERTi-i} = \{ "DSM", "CO", "BAU" \}, \quad (6.9)$$

де *BAU* – генерування електричної енергії у мережу без участі у програмах керування попитом (*DSM*); *CO* – генерування законтракованих обсягів електричної енергії відповідно до свого типу; *DSM* – залучення до різноманітних програм *DSM* та допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

Стратегіями операторів/агрегаторів *Microgrid* будуть такими:

$$S_{MGAi} = \{ "B", "NB", "CP", "PN", "PNP" \}, \quad (6.10)$$

де *B/NB* – бонусний платіж/відсутність бонусного платежу від *MGA* генерувальним установкам *РГ* та *СНЕ* у разі участі останніх у програмах керування попитом (*DSM*) з урахуванням додаткового прибутку *MGA* від цього; *CP* – виплати згідно з типом у випадку, коли він правдивий; *PN/NPN* – штрафний платіж/відсутність штрафного платежу у разі невиконання стратегії *DSM* та з урахуванням прибутку/збитків *MGA* від цього.

Відповідно до визначених типів генерувальних установок *РГ* відповідний механізм можна зобразити послідовністю дій, показаною на рис. 6.2.

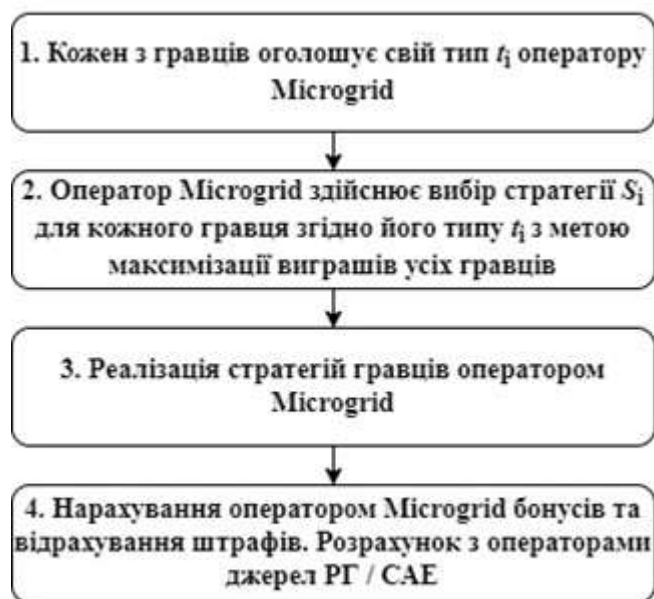


Рис. 6.2 – Механізм, котрий описує послідовність гри для усіх типів генерувальних установок РГ та СНЕ

Відповідно до зазначених особливостей слід означити такі типи гравців для генерувальних установок РГ та СНЕ:

Некеровані генерувальні установки РГ (T_1):

t_1 – СЕС;

t_2 – ВЕС.

Керовані генерувальні установки РГ (T_2):

t_3 – СЕС із системами акумулювання енергії;

t_4 – ВЕС із системами акумулювання енергії;

t_5 – МГЕС;

t_6 – паливні комірки;

t_7 – дизель-генератори, ПГУ та ГТУ, зокрема установки на біопаливі.

Системи акумулювання енергії (T_3):

t_8 – активний споживач (Prosumer) із СНЕ.

Реалізацію механізму M , поданого на рис. 6.2, можна для наочності зобразити у вигляді дерева гри, зображеного на рис. 6.3.

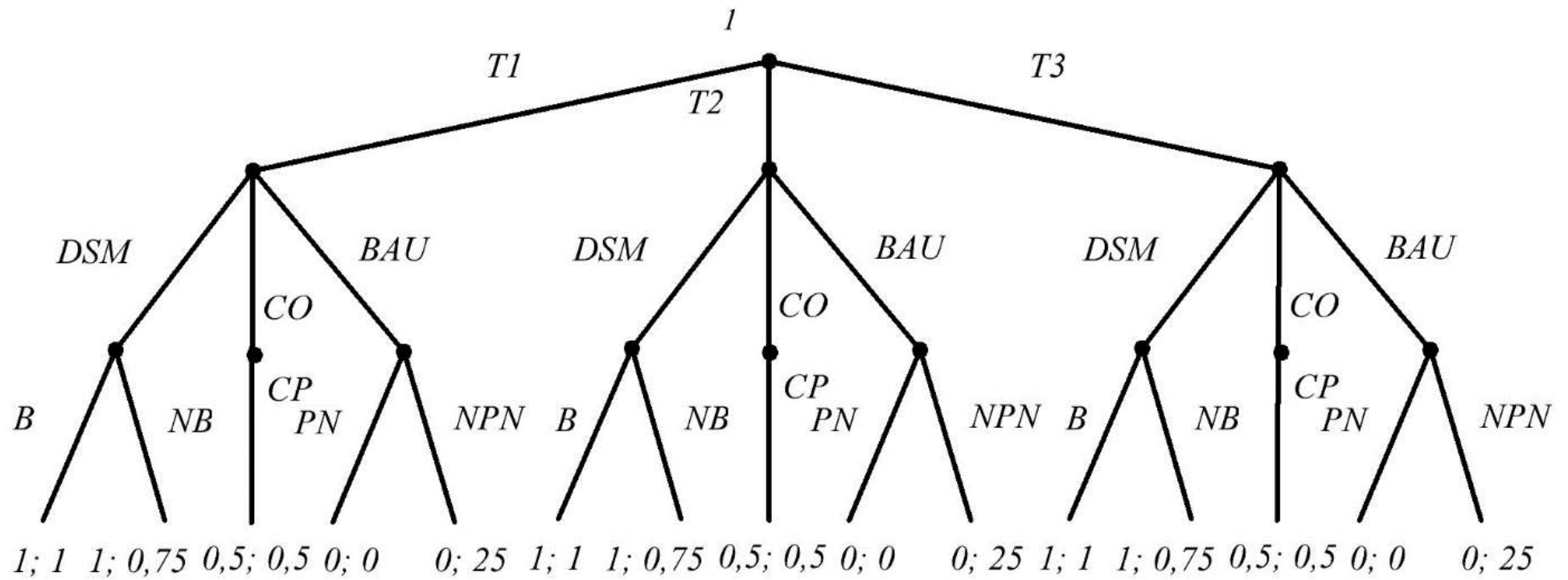


Рис. 6.3 – Дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ та СНЕ типів T_1 , T_2 та T_3 із МГА

У розгорнутому вигляді, з урахуванням деталізації типів генерувальних установок РГ та СНЕ ($t_1, t_2 \in T_1, t_3 - t_7 \in T_2, t_8 \in T_3$) запропонований механізм матиме вигляд, зображений на рис. 6.3.

При цьому, спосіб нарахування штрафів:

$$PN = \begin{cases} 0, & P - P_{ref} \geq 0 \\ (P_{ref} - P) \cdot \omega_i, & P - P_{ref} < 0 \end{cases}, \quad (6.11)$$

$$u_{iPN} = \begin{cases} 0, & P - P_{ref} \geq 0 \\ p_i - (P_{ref} - P) \cdot \omega_i, & P - P_{ref} < 0 \end{cases}, \quad (6.12)$$

де P – фактичний дохід оператора Microgrid; P_{ref} – очікуваний розрахунковий дохід оператора Microgrid за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали відповідно до нього; p_i – дохід i -го оператора РГ/СНЕ до моменту нарахування бонусів/штрафів; ω_i – ваговий коефіцієнт i -го оператора РГ/СНЕ, котрий відповідає його частці від недоотриманого прибутку оператором Microgrid під час реалізації електроенергії від різних гравців (РГ/СНЕ).

Спосіб нарахування бонусів буде таким:

$$B = \begin{cases} (P - P_{ref}) \cdot 0,5 \cdot \omega_i, & P - P_{ref} > 0 \\ 0, & P - P_{ref} \leq 0 \end{cases}, \quad (6.13)$$

$$u_{iB} = \begin{cases} p_i + (P - P_{ref}) \cdot 0,5 \cdot \omega_i, & P - P_{ref} > 0 \\ 0, & P - P_{ref} \leq 0 \end{cases}, \quad (6.14)$$

де P – фактичний дохід оператора Microgrid; P_{ref} – очікуваний розрахунковий дохід оператора Microgrid за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали відповідно до нього; p_i – дохід i -го оператора РГ/СНЕ до моменту нарахування бонусів/штрафів; ω_i – ваговий коефіцієнт i -го оператора РГ/СНЕ, котрий відповідає його частці від недоотриманого прибутку оператором Microgrid під час реалізації електроенергії від різних гравців (РГ/СНЕ).

За умови, що всі типи правдиві,

$$P_{ref} = \sum_{i=1}^n p_{iDSO} \cdot q_{iRES/ESS} - \sum_{i=1}^n p_{iMG} \cdot q_{iRES/ESS},$$

за умови, що не всі типи правдиві,

$$P = \sum_{i=1}^n p_{iDSO} \cdot q_{iRES/ESS} - \sum_{i=1}^n p_{iMG} \cdot q_{iRES/ESS},$$

де P – фактичний дохід оператора Microgrid; P_{ref} – дохід оператора Microgrid за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали відповідно до нього; p_{iDSO} – ціна, за якою оператор Microgrid продає електричну енергію, згенеровану за розрахунковий період від i -го оператора РГ/СНЕ на локальному ринку; p_{iMG} – ціна, за якою оператор Microgrid купує електричну енергію, згенеровану за розрахунковий період від i -го оператора РГ/СНЕ на локальному ринку; q_i – обсяги електричної енергії, згенеровані за розрахунковий період від i -го оператора РГ/СНЕ.

Якщо всі типи РГ/СНЕ правдиві й оператори РГ/СНЕ працювали відповідно до нього, $P = P_{ref}$.

Для реалізації поставленої задачі було використано такий тариф на електричну енергію:

$$T_1 = LCOE_{MG} + t_{fix} + MARR_{MGA} + t_{DER} = 0,95 \cdot T_{grid}. \quad (6.15)$$

Для цього як базовий тариф від постачальника електричної енергії на локальному ринку використаємо такий:

$$T_{grid} = \Pi_{max}^{PDH} - \Pi_{сер}^{PDH}, \quad (6.16)$$

де $T_{grid} = T^{OH}$ – тариф на послуги постачальника «останньої надії», грн/МВт·год; Π_{max}^{PDH} – середньоарифметичне значення цін на електричну енергію за чотири години з найвищими цінами ринку «на добу наперед» для кожної доби перших два місяців базового періоду, базовий тариф визначає та оприлюднює оператор ринку на офіційному вебсайті протягом перших п'яти днів останнього місяця базового періоду, грн/МВт·год; $\Pi_{сер}^{PDH}$ – фактична

середня ціна на електричну енергію, що склалася на ринку «на добу наперед» за перші два місяці базового періоду, яку визначає та оприлюднює оператор ринку на офіційному вебсайті протягом перших п'яти днів останнього місяця базового періоду, грн/МВт·год [184].

Згідно з [34] як базовий тариф на локальному ринку візьмемо тариф для споживачів, приєднаних до системи передачі, знехтувавши величиною складової плати за розподіл, адже вважатимемо, що у межах локальної системи електрична енергія, генерована РЕР, буде споживатися локально. Величину базового тарифу візьмемо 6 658,99 грн/МВт год.

Водночас тариф агрегатора для різнотипних РЕР

$$T_{2i} = LCOE_i + t_{DER} = LCOE_i + \frac{pro}{q} * \omega_i \quad (6.17)$$

де *pro* – сумарний дохід за мінусом $MARR_{MGA}$ та складової t_{fix} ; *q* – обсяг згенерованої електроенергії; ω_i – ваговий коефіцієнт *i*-го РЕР,

$$C_{DER} = T_{2i} \cdot q + B + PN \quad (6.18)$$

де C_{DER} – вартість електричної енергії для кожного окремого РЕР; *q* – обсяг згенерованої електроенергії; *B* – бонусний платіж; *PN* – штрафний платіж.

Слід зауважити, що оскільки для РГ типу T_1 виконання стратегії *CO* майже ніколи неможливе, джерела РГ цього типу некеровані а на 100 % спрогнозувати графік генерування для них у наш час неможливо, для такого типу гравців дерево гри можна подати у вигляді, зображеному на рис. 6.4.

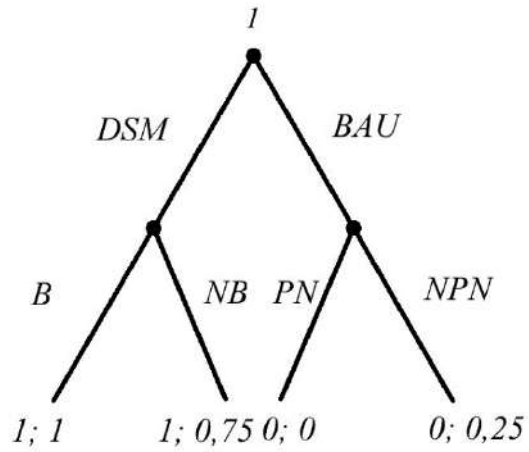


Рис. 6.4 – Дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ типу T_1 з оператором Microgrid

Відповідно, розгорнутий вигляд механізму подано на рис. 6.5. Цей механізм враховує особливості усіх типів гравців та можливість взаємодії між ними.

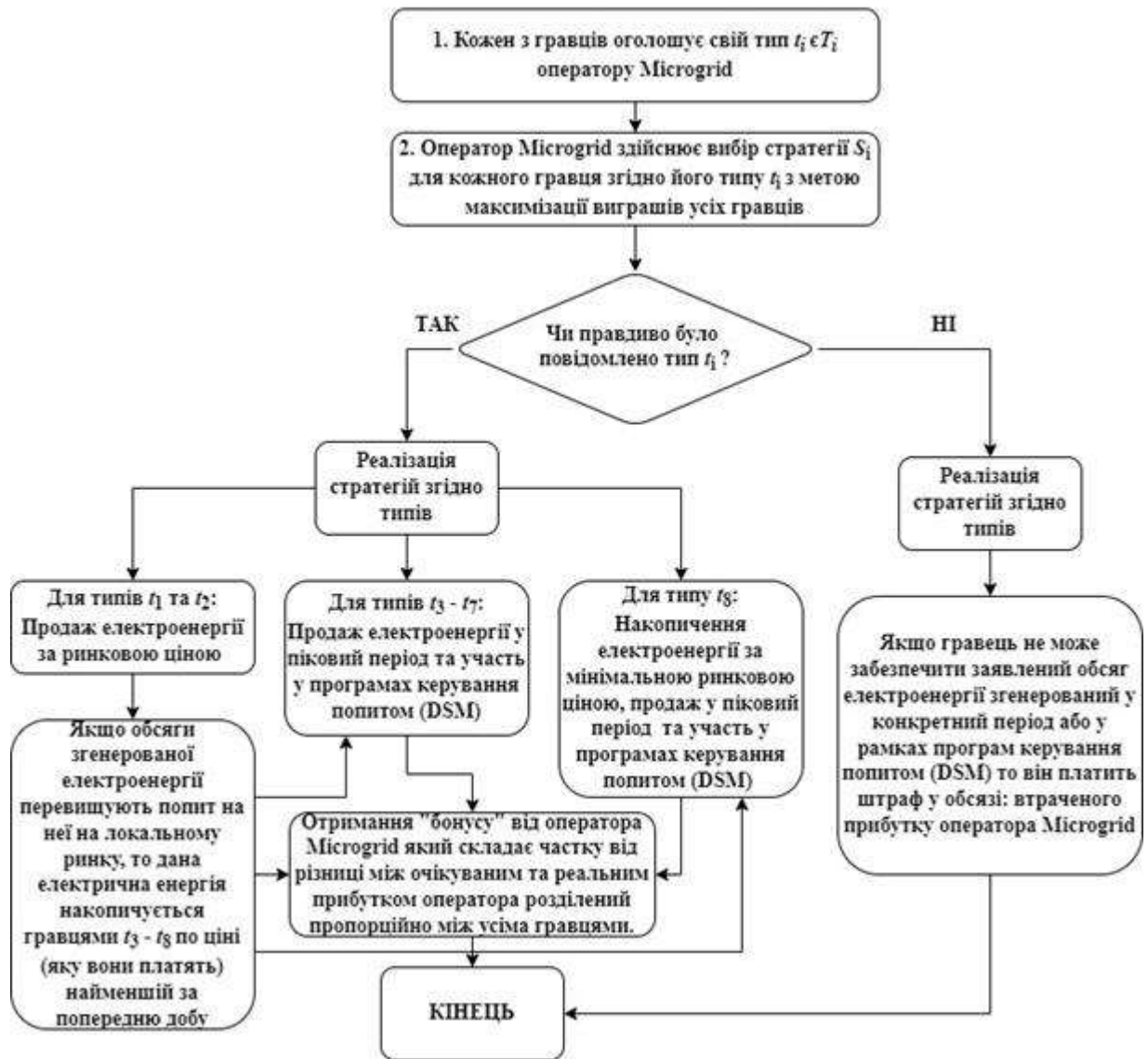


Рис 6.5 – Розгорнуте подання механізму

6.2 Визначення оптимальних стратегій агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах

Для визначення оптимальних стратегій агрегування різнотипних джерел РГ та СНЕ у Microgrid-системах проведемо моделювання формалізованих ігрових задач у програмному середовищі Game Theory Explorer [13]. Game Theory Explorer є програмним інструментом для створення й аналізу моделей стратегічної взаємодії.

У результаті моделювання для джерел РГ та СНЕ типу T_1 ігрова матриця буде мати вигляд, як показано на рис. 6.6.

		2			
		B PN	B NPN	NB PN	NB NPN
1	DSM	1	1	3/4	3/4
	BAU	0	1/4	0	1/4
		0	0	0	0

Рис. 6.6 – Ігрова матриця взаємодії джерел РГ типу T_1 із MGA [13]

Розв'язання матриці показано на рис. 6.7.

```

Solver
2 x 4 payoff matrix A:
1 1 1 1
0 0 0 0

2 x 4 payoff matrix B:
1 1 3/4 3/4
0 1/4 0 1/4

EE = Extreme Equilibrium, EP = Expected Payoff
Decimal Output
EE 1 P1: (1) 1.000000 0.000000 EP= 1.0 P2: (1) 0.000000 1.000000 0.000000 0.000000 EP= 1.0
EE 2 P1: (1) 1.000000 0.000000 EP= 1.0 P2: (2) 1.000000 0.000000 0.000000 0.000000 EP= 1.0

Rational Output
EE 1 P1: (1) 1 0 EP= 1 P2: (1) 0 1 0 0 EP= 1
EE 2 P1: (1) 1 0 EP= 1 P2: (2) 1 0 0 0 EP= 1

Connected component 1:
{1} x {1, 2}

```

Рис. 6.7 – Моделювання ігрової матриці взаємодії джерел РГ типу T_1 із MGA

Як видно з рис. 6.8, за такої постановки гри оптимальним за Нешем алгоритмом роботи Місрогрід-систем із джерелами РГ та СНЕ буде пара стратегій, $S_i = \{ "DSM", "B" \}$, для спрощеної ігрової моделі для джерел РГ типу T_1 .

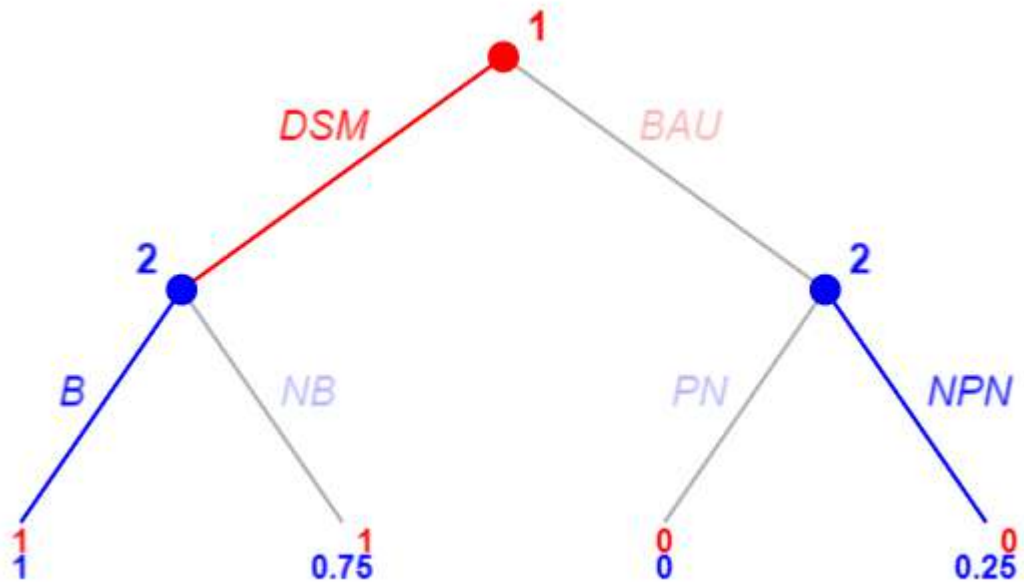


Рис. 6.8 – Моделювання пошуку оптимальних стратегій взаємодії джерел РГ типу T_1 із MGA

Аналогічним чином проведемо моделювання для усіх трьох типів гравців. Відповідну спрощену ігрову матрицю зображено на рис. 6.9.

	DSM	BAU	DSM	BAU	DSM	BAU	DSM	BAU	DSM	BAU	DSM	BAU
DSM DSM	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DSM DSM B	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DSM A DSM	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DSM A B	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAU DSM DSM	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAU DSM B	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAU A DSM	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAU A B	0	1/4	0	1/4	0	1/4	0	1/4	0	1/4	0	1/4

Рис. 6.9 – Ігрова матриця взаємодії джерел РГ та СНЕ типів T_1 , T_2 та T_3 із MGA

Розв'язання цієї ігрової матриці зображено на рис. 6.10.

Solver											
EE	11	P1:	(4)	0	0	0	0	1	0	0	EP= 1
EE	12	P1:	(4)	0	0	0	0	1	0	0	EP= 1
EE	13	P1:	(4)	0	0	0	0	1	0	0	EP= 1
EE	14	P1:	(4)	0	0	0	0	1	0	0	EP= 1
EE	15	P1:	(5)	0	0	0	0	0	1	0	EP= 1
EE	16	P1:	(5)	0	0	0	0	0	1	0	EP= 1
EE	17	P1:	(6)	0	1	0	0	0	0	0	EP= 1
EE	18	P1:	(6)	0	1	0	0	0	0	0	EP= 1
EE	19	P1:	(6)	0	1	0	0	0	0	0	EP= 1
EE	20	P1:	(6)	0	1	0	0	0	0	0	EP= 1
EE	21	P1:	(7)	0	0	1	0	0	0	0	EP= 1
EE	22	P1:	(7)	0	0	1	0	0	0	0	EP= 1
EE	23	P1:	(7)	0	0	1	0	0	0	0	EP= 1
EE	24	P1:	(7)	0	0	1	0	0	0	0	EP= 1

Connected component 1:	
{1, 2, 4, 7}	x {1, 6}
{1, 3, 6, 7}	x {4, 5}
{1, 7}	x {1, 4, 5, 6}
{1, 4, 5, 6}	x {2, 3}
{1, 6}	x {2, 3, 4, 5}
{1}	x {1, 2, 3, 4, 5, 6}
{1, 4}	x {1, 2, 3, 6}

Рис. 6.10 – Моделювання ігрової матриці взаємодії джерел РГ типу T_1 із MGA

Як видно з рис. 6.11, за такої постановки гри оптимальним за Нешем алгоритмом роботи Microgrid-систем із джерелами РГ та СНЕ буде пара стратегій: $S_j = \{ "DSM", "B" \}$ (що підтверджують результати моделювання у програмному продукті Game Theory Explorer). Також запропонований механізм враховує непостійність потенціалу різнотипних джерел РГ (рис. 6.5). Так, під час генерування обсягів електричної енергії, які перевищують узгоджений із MGA профіль роботи РЕР, надлишки згенерованої електричної енергії накопичуються СНЕ типів $t_3 - t_8$, а якщо таких типів немає у структурі Microgrid-системи, передаються в загальну мережу. Якщо РЕР генерують менше, ніж вказано в узгодженому із MGA профілі, нестача електричної енергії покривається із загальної мережі, тоді другою за оптимальністю парою стратегій буде $S_j = \{ "BAU", "NPN" \}$. У випадку, коли це неможливо, РЕР сплачує за недовідпуск електроенергії (що і є «штрафним» платежем, передбаченим механізмом).

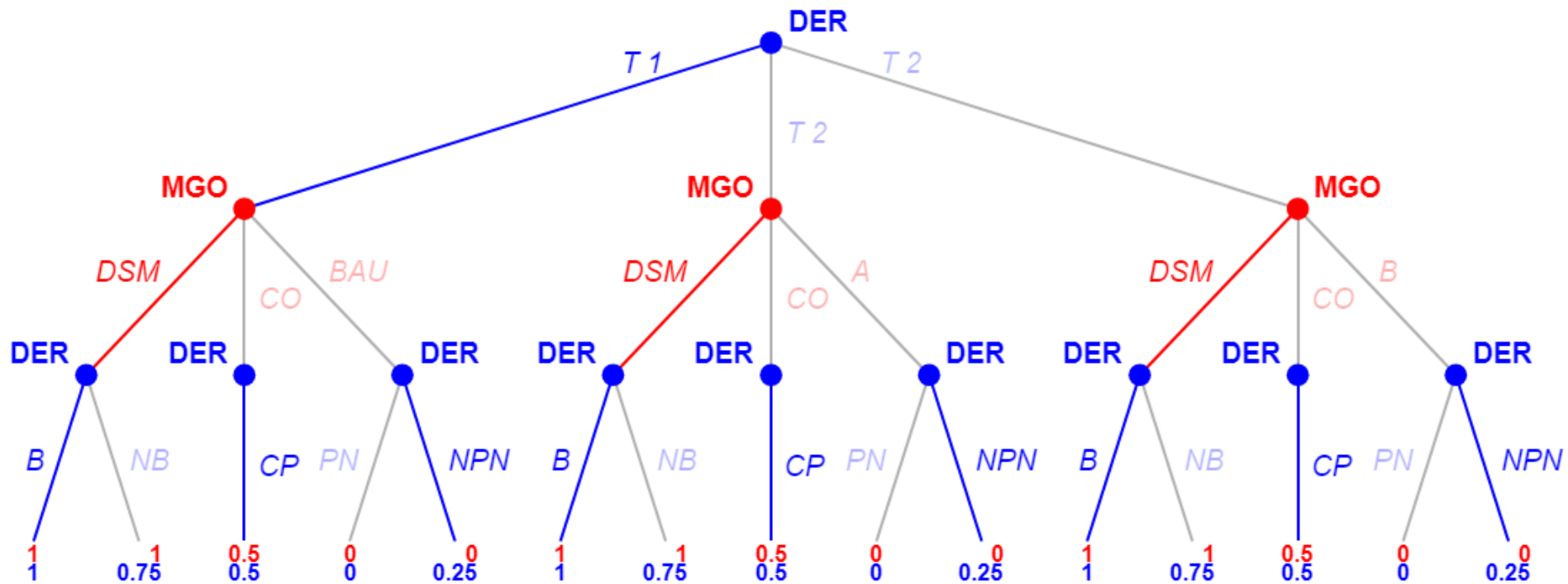


Рис. 6.11 – Моделювання пошуку оптимальних стратегій взаємодії джерел РГ та СНЕ типів T_1 , T_2 та T_3 із MGA [13]

Як приклад, розглянемо Microgrid-систему із джерелами РГ типів T_1 і T_2 . Як некерване джерело енергії оберемо СФЕУ, а як джерела типу T_2 візьмемо МГЕС. На рис. 6.12 показано прогнозні значення генерування електроенергії генераторами типів T_1 і T_2 та прогнозний графік навантаження, відповідно до якого агрегатор визначає стратегії роботи джерел типів T_1 та T_2 . На рис. 6.13 змодельовано графіки фактичної роботи генераторів типів T_1 та T_2 і фактичний графік навантажень, відносно яких було розраховано виграші гравців у межах виконання своїх стратегій за запропонованим механізмом.

Більш детально значення прогнозованого та фактичного генерування для джерела типу T_1 зображено на рис. 6.14, а для джерела типу T_2 – на рис. 6.15.

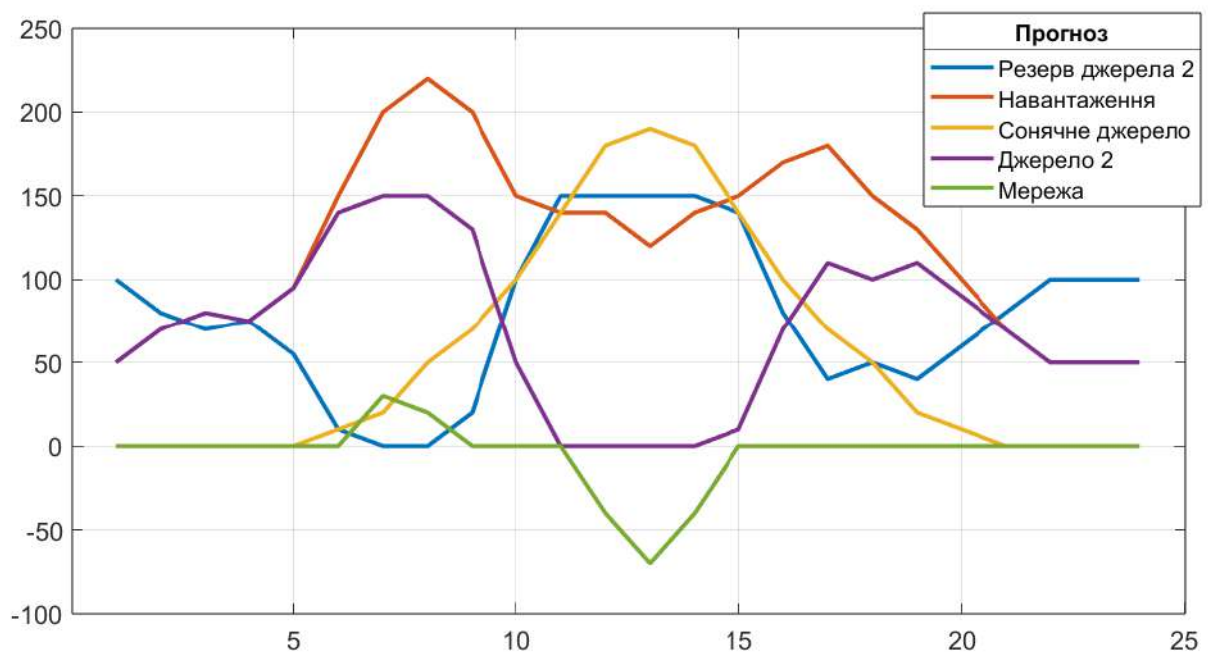


Рис. 6.12 – Моделювання прогнозних значень генерування та споживання електроенергії у Microgrid-системі із РГ

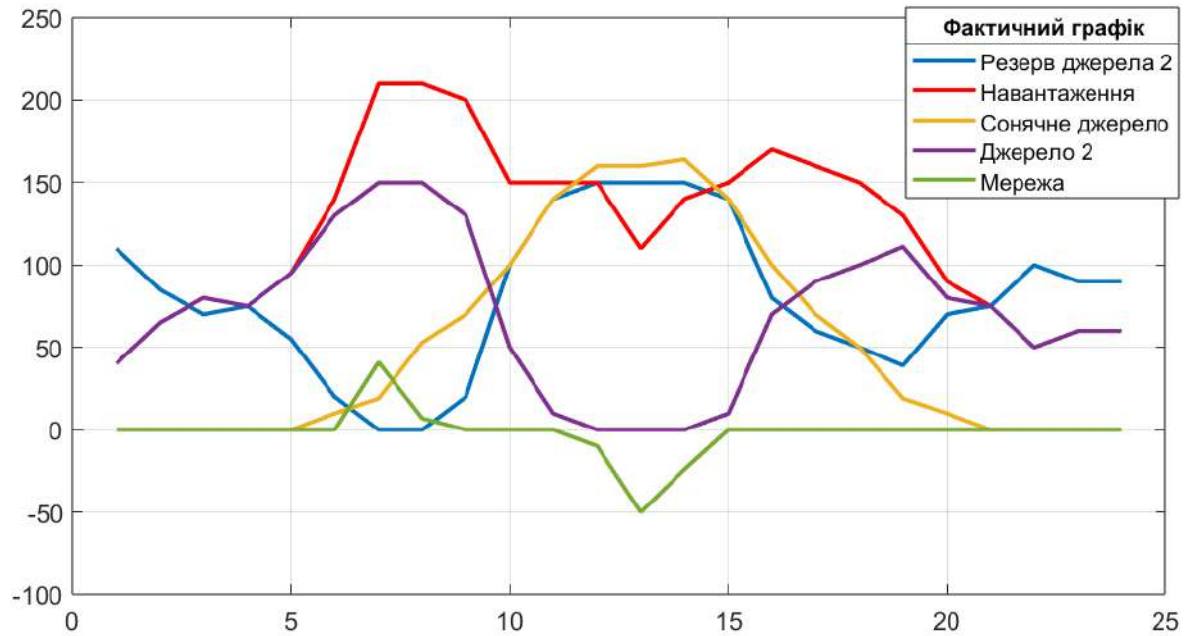
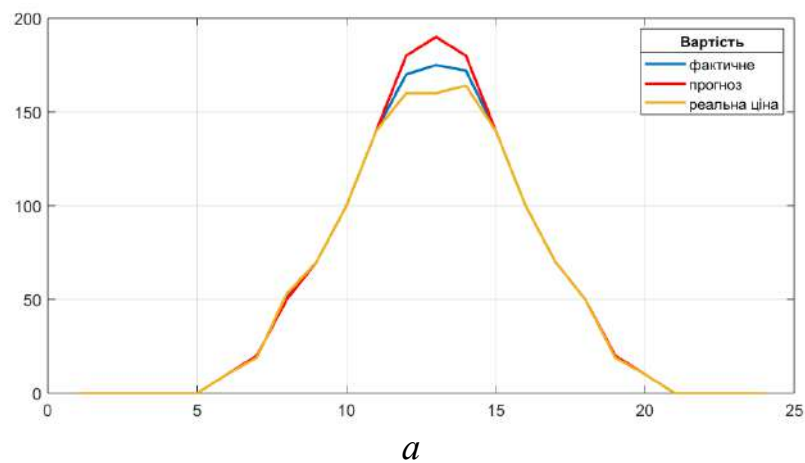
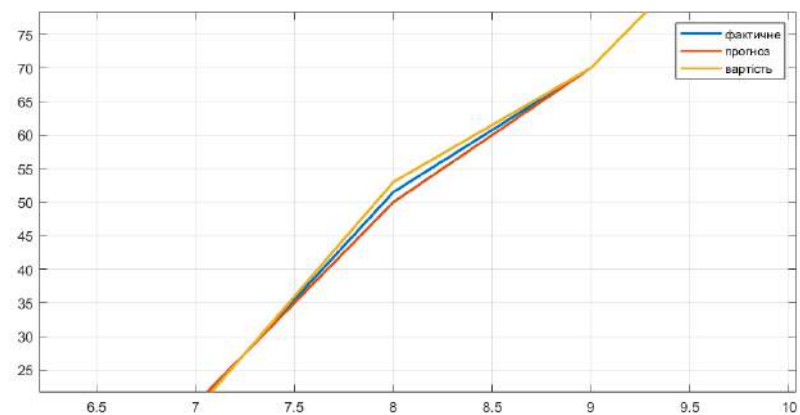


Рис. 6.13 – Моделювання фактичних значень генерування та споживання електроенергії у Microgrid-системі із PV



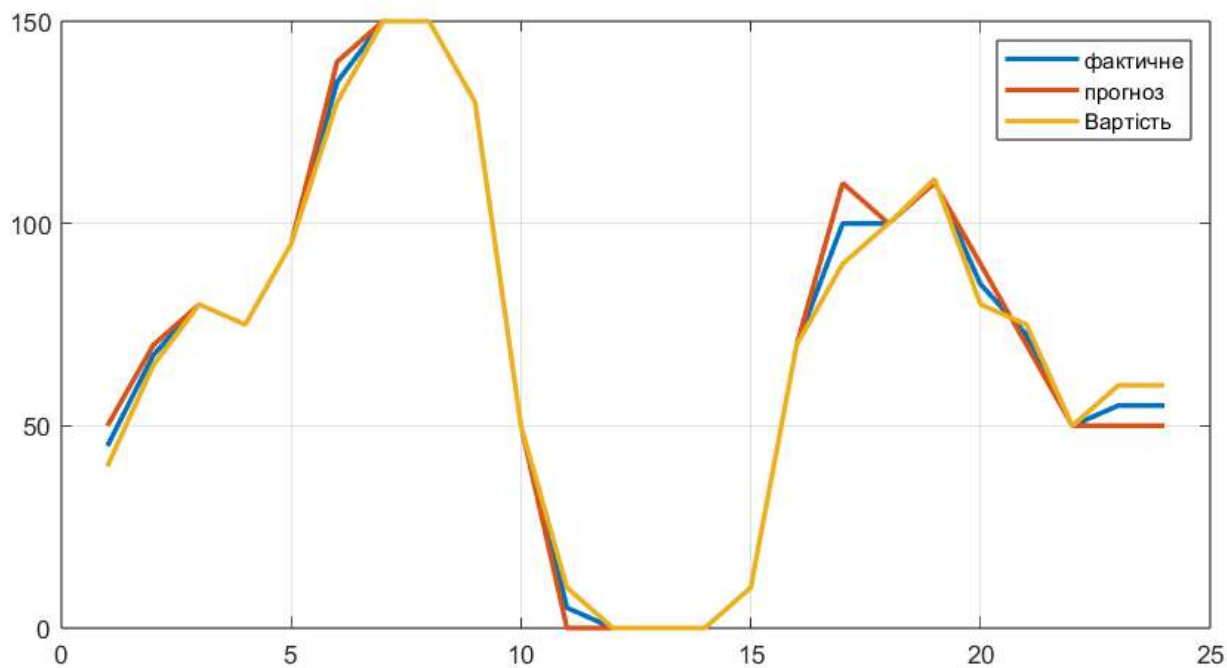
a



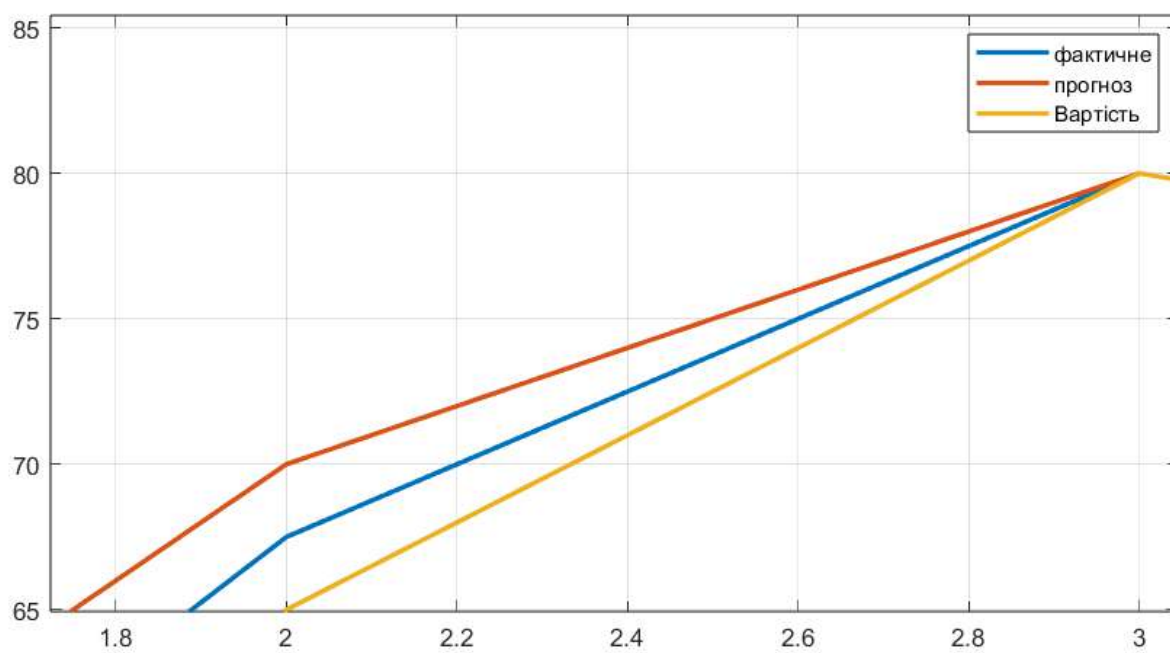
б

Рис. 6.14 – Моделювання режимів роботи джерела типу T_1 :

a – повне зображення; *б* – фрагмент



a



б

Рис. 6.15 – Моделювання режимів роботи джерела типу T_2 :

a – повне зображення; *б* – фрагмент

Результати моделювання наочно ілюструють роботу запропонованого механізму агрегування джерел РГ та СНЕ у Microgrid-системі та процес розрахунку доходів від генерування різномісними джерелами РГ.

Також розглянемо Microgrid-систему з активним споживачем, котрий має у своєму розпорядженні СНЕ, та ефективність роботи такої системи через оператора Microgrid на ринку електричної енергії.

Враховуючи великий діапазон добових цін на РДН, який зображено на рис. 6.16 [11], за обраний для розрахунку час – (серпень 2021 року) оцінимо можливість СНЕ для реалізації стратегії DSM, а саме заряджання за найнижчою ціною на ринку та розряджання його у пікові періоди за найвищою ціною на ринку.

Для цього порахуємо роботу СНЕ за умови накопичення електричної енергії у нічні години доби та відпуску у період вечірнього максимуму (табл. 6.1).

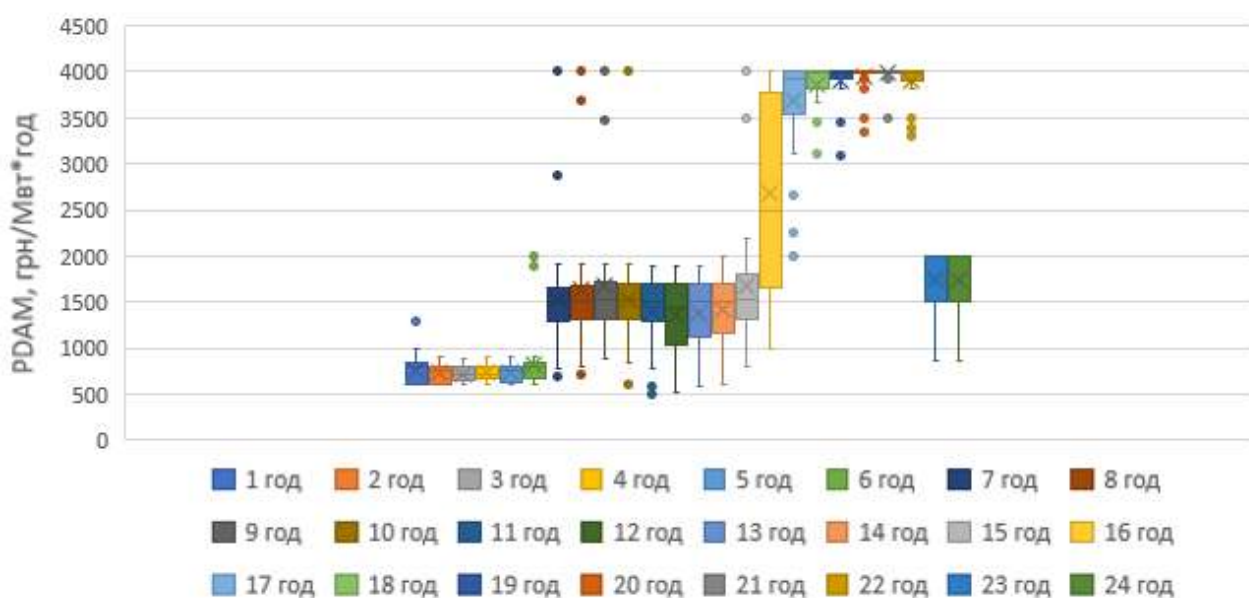


Рис. 6.16 – Діапазон цін РДН за періодами доби за серпень 2021 року

Таблиця 6.1 – Результати стратегії цінового арбітражу за серпень 2021 року

Реалізація стратегії DSM СНЕ під час взаємодії з агрегатором Microgrid:	Агрегатор Microgrid	СНЕ	Разом
Кількість циклів заряду/розряду за серпень 2021 року		31	31
Загальні витрати з усіх циклів заряджання, грн		-145 596	-145 596
Загальна виручка з усіх циклів розряджання, грн	797 387		797 387
Потенційний дохід, грн	65 179	586 611	651 790
Дохід з одного циклу	2 102	18 923	21 025

В обраному періоді для заданої системи у табл. 6.1 наведено результати розрахунку моделювання стратегії DSM для СНЕ упродовж місяця через оператора Microgrid (*MARR* останнього у розрахунках прийнято за 10 %), що свідчить про економічну доцільність участі СНЕ у роботі ринку електричної енергії для забезпечення власних потреб. Останнє наочно ілюструє доцільність реалізації оптимальної пари стратегій $S_i = \{ "DSM", "B" \}$ на прикладі гравців типу «*t*₈».

6.3 Вимоги до процедур моніторингу та керування у локальних електроенергетичних системах із розосередженими енергетичними ресурсами

Попри те, що ЛЕС пропонує ряд переваг, їх впровадження пов'язане з багатьма проблемами, які окреслюють вимоги до процедур моніторингу та керування. Ці виклики можна структурувати таким чином:

- Двонаправлений потік електроенергії – розподільний фідер був розроблений для потоку електроенергії в одному напрямку, але через винайдення Microgrid, яка включає розосереджені генератори малої потужності, потужність перетікає в обох напрямках, що може призвести до ускладнення координації захисту, небажаної схеми потоку електроенергії.

- Проблеми з якістю електроенергії в Microgrid змінного/постійного струму. Гармоніки, коливання напруги та частоти в Microgrid змінного струму, а також такі проблеми, як пусковий струм, циркуляційний струм, несправності

шини постійного струму, пов'язані з Microgrid постійного струму, є основними проблемами в роботі Microgrid.

- Низька інерційність. Локальна електроенергетична система демонструє низьку інерційність, переважно містить розосереджені генератори з електронним інтерфейсом, які можуть покращити динамічну продуктивність системи. Утім, коли Microgrid працює в ізолюваному режимі, ця низька інерція, якщо не вжити належних заходів контролю, може спричинити високу швидкість девіації частоти.

- Ізолюваний режим роботи – через несправності або падіння напруги робота Microgrid змінюється з режиму підключення до мережі до роботи в ізолюваному режимі. У цій ситуації керування потоком електроенергії та керування напругою і частотою стає проблемою для надійної та ефективної роботи Microgrid. Крім того, проблеми з перевантаженням і низькою якістю електроенергії стають поширеними в автономному режимі роботи.

- Скоординоване керування декількома розосередженими генераторами (DG). Локальна електроенергетична система складається з кількох розосереджених генераторів, що мають різні характеристики роботи та керування, тому належний контроль координації цих DG також викликає велике занепокоєння.

- Варіанти накопичення енергії. Локальна електроенергетична система, що має кілька РЕР, складається переважно з поновлюваних джерел, які за природою дуже переривчасті, тому для продовження електропостачання потрібні ефективні системи накопичення енергії. Крім того, це стабілізує дисбаланс навантаження і генерації та сприяє безпечній та надійній роботі Microgrid.

- Економічна та надійна робота. Економічна робота Microgrid разом з постійним значенням напруги та частоти є серйозною проблемою.

- Виклики технології та кібербезпеки. Наявність недорогих технологій для безпечної та надійної роботи, а також необхідність належного контролю і

технології для інтеграції відновлюваних джерел є ключовим викликом. Потреба у швидкісних і точних обчислювальних пристроях і системі зв'язку є наступним викликом для надійної роботи Microgrid.

- Регуляторні бар'єри. Навіть сьогодні більшість органів регулювання ще не знайомі з концепцією Microgrid, а також не знають, як слід розвивати політику, пов'язану з Microgrid. Також деякі органи регулювання забороняють громадам здійснювати розвиток інфраструктури.

Враховуючи зазначене вище, вимоги до моніторингу та керування ЛЕС визначаються таким. Профіль і прогнозованість залишкового навантаження є двома ключовими показниками завдань, що стоять перед іншими елементами електроенергетичної системи. Відновлювані джерела енергії поділяють на диспетчеризовані та недиспетчеризовані. Зростає роль традиційних ЛЕС, агрегаторів генерації та споживання електроенергії, віртуальних електростанцій, активних споживачів.

Залишається незмінним таке завдання – на основі відомих методів керування оптимізувати в ЛЕС електроенергетичні процеси з точки зору:

- ефективності (оптимізації) використання первинного палива;
- оптимізації графіка відбору потужності від «третьої» сторони;
- оптимізації відбору потужності від генератора;
- мінімізації втрат електроенергії під час її передачі та розподілу;
- оптимізації режимів електроспоживання;
- забезпечення вимог щодо якості електроенергії та якості енергопостачання, зокрема стійкості системи, стабільності та надійності її роботи;
- мінімізації витрат сумарних коштів на генерацію та споживання електроенергії за горизонтальними та вертикальними рівнями;
- забезпечення стійкості й підвищення здатності до адаптації.

Якість функціонування ЛЕС на сучасних локальних ринках вимагає врахування економічних факторів, зокрема, забезпечення взаєморозрахунків

між елементами систем (генерацією та споживачами), застосування динамічної тарифікації для забезпечення ефективного функціонування на локальних ринках електроенергії як, власне, Microgrid, так VPP і просюмер.

На рівні локальних систем енергозабезпечення тарифікація обов'язково має ґрунтуватись на динамічних моделях, які враховуватимуть принципово динамічний характер генерації та регулювання споживання електроенергії в системі та стимулювання відповідних бажаних дій зі сторони споживача.

У динамічній тарифікації слід застосовувати розрахунок тарифу не за інтервалом часу, а за станом, а також з метою контролю оптимальності рівнів генерації і споживання електроенергії використовувати еталонний тариф та формування еталонних профілів генерації і споживання електроенергії. Для оцінювання нев'язки щодо поточних та оптимальних режимів електроживлення (оцінювання рівня технологічних і комерційних втрат) планується використати модифіковану реактивну потужність Фризе. Щоб оцінити обмінні процеси та парціальний вплив у спотворенні якості електроенергії, доцільно застосовувати обмінну потужність.

Також слід формувати еталонний (ідеальний) тариф для формування квазіоптимального тарифного плану, який має дозволяти:

1) зміну тарифу не за інтервалом часу, а за поточними значеннями витрат палива та потужності електроспоживання (зокрема, оцінки активної та реактивної потужності, врахування втрат в електричних мережах, профілів графіків навантажень);

2) визначення тарифу на електроенергію за станом;

3) миттєву вартість як інтегральну (усереднену) миттєву характеристику вартості електроенергії на заданому «малому» інтервалі часу.

Крім цього, треба:

1) провести аудит системи АСКОЕ;

2) розширити перелік допоміжних послуг з регулювання;

3) оцінити ефективність роботи елементів Microgrid-системи,

насамперед VPP та активних споживачів (просюмерів).

Уведення еталонного тарифу дає змогу забезпечити сумісну оптимізацію економічних і технічних (енергетичних) показників роботи Microgrid-систем. З урахуванням сумісної узгодженої роботи генераторів та навантаження Microgrid-системи запропоновано підведення реального балансу складових енергії з використанням витрат первинного палива та побудову балансу грошових еквівалентів.

Процедури Smart-моніторингу мають забезпечувати: нормативно-методичне забезпечення динамічної тарифікації; розвиток механізмів/алгоритмів, їх практичну реалізацію щодо керування попитом під час генерації та споживання електроенергії; практичні рекомендації щодо нормування витрат палива та електроенергії, агрегація генерації та споживання електроенергії (агрегаторів); алгоритми оптимізації функціонування активних споживачів та енергетичних кооперативів; програмні засоби систем моніторингу та енергетичного аудиту ефективності роботи гібридних систем енергозабезпечення; зразки інтелектуальних обчислювачів для систем моніторингу та керування; технічні прототипи (зразки) Smart-лічильника з розширеними функціональними можливостями; алгоритми агрегації генераторів та навантажень; система керування для гібридних систем енергозабезпечення із врахуванням параметрів, характеристик, умов обладнання, що експлуатується в Україні (систем моніторингу та оцінки енергоефективності).

Застосування відповідної системи моніторингу, котра дасть змогу забезпечити впровадження динамічної тарифікації в ЛЕС, дозволить вирішити такі завдання:

- оцінювання точності вимірювання з урахуванням потреби забезпечувати гнучкість роботи електроенергетичної системи;
- адекватний (реальний) баланс витрат палива та споживання електроенергії;

– уточнення дольової участі об'єктів щодо обсягів генерації та споживання електроенергії, рівнів втрат електроенергії в системах передачі та розподілу;

– дольова участь (внесок) елементів системи у спотворення якості електроенергії (енергопостачання) (аналіз складових додаткових втрат електроенергії);

– визначення поточних реальних (адекватних, об'єктивних) тарифів на електроенергію, що змінюються залежно від наявних режимів генерації електроенергії (дизель-генератори, СЕС, ВЕС тощо) та споживання;

– розв'язання задачі балансування рівнів генерації та споживання електроенергії, можливість оцінити рівні неоптимальності, оцінювання ролі систем акумулювання енергії;

– уточнення фінансових розрахунків (грошових потоків), формування цінових сигналів між елементами системи як за горизонтальним, так і за вертикальним рівнями; зокрема, здійснення «квазіфінансових» розрахунків між елементами VPP та елементами активних споживачів (з врахуванням механізмів керування попитом);

– реалізація еталонного тарифу для формування квазіоптимального тарифного плану, оцінювання неоптимальності та прогнозування залежно від інтервалу часу;

– можливість поєднання неоптимальності фінансової з неоптимальністю енергопроцесів (за потужністю Фризе);

– планування закупівель обсягів первинного палива та можливих обсягів споживання електроенергії;

– формування сигналів для керування РГ та електроспоживання, зокрема із залученням механізмів керування попитом.

Напрями застосування: живлення об'єктів критичної інфраструктури; уточнення і регулювання бізнес-процесів; оптимізація використання первинного палива, зниження викидів CO₂; розроблення (уточнення)

нормативних витрат палива; розроблення відповідного нормативно-методичного забезпечення; системи подвійного призначення, автономних об'єктів.

За рахунок Smart-моніторингу здійснюватиметься зв'язок макроекономічних параметрів системи з її електротехнічними параметрами, розширено метод динамічної тарифікації на основі рівняння економічного балансу та рівнянь, що описують динамічну зміну електротехнічних параметрів системи.

Формування тарифної ціни буде ґрунтуватись на динамічних моделях, які включатимуть динамічний характер регулювання потужності системи і стимулювання відповідних бажаних дій. Динамічна модель тарифікації електроенергії на основі рівняння економічного балансу (поєднання енергетичних показників енергогенерувальної системи та економічних показників макроекономічної системи) надасть змогу враховувати вартість первинного носія електроенергії залежно від рівня генерованої та споживаної енергії у поточному часі, у динамічних режимах зміни електротехнічних параметрів. Створена математична модель враховує як динамічну зміну рівня генерованої електроенергії, так і динамічну зміну вартості одиниці електроенергії і дозволяє розраховувати реальний (вартість, витрати) щосекундний або погодинний тариф електроенергії у разі динамічної зміни рівня генерованої електроенергії.

Висновки до розділу 6

1. За результатами дослідження у межах першого ієрархічного рівня взаємодії РЕР у ЛЕС розроблено механізм взаємодії РЕР трьох типів: «Некеровані генерувальні установки РГ», «Керовані генерувальні установки РГ» та «Системи накопичення електричної енергії» з агрегатором/оператором ЛЕС.

2. Визначено оптимальні стратегії агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС на основі визначення рівноваги за Нешем для кожного типу РЕР під час взаємодії з агрегатором. Числові розрахунки ілюструють результат роботи запропонованого механізму на прикладі реалізації оптимальних стратегій взаємодії агрегатора та гравців типу «Системи накопичення електричної енергії».

3. Для забезпечення можливості дотримання визначених оптимальних стратегій оптимальної взаємодії різнотипних РЕР сформовано вимоги до процедур моніторингу та керування у ЛЕС із РЕР.

4. З урахуванням отриманих результатів запропонована модель може бути впроваджена у межах реалізації плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року під час побудови Microgrid-систем для підвищення надійності ЕМ та якості електропостачання, за умови, що всі джерела РГ та власники СНЕ зможуть продавати згенеровану електричну енергію лише через оператора/агрегатора Microgrid.

РОЗДІЛ 7 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВЗАЄМОДІЇ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

7.1 **Методологія підвищення енергетичної ефективності локальних електроенергетичних систем з активними споживачами**

Реалізація стратегії активного споживача передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі. З метою оптимізації таких режимів у другому розділі було створено модель оцінювання ефективності функціонування активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання. Ця модель ґрунтується на використанні як технічних, так і економічних характеристик функціонування активних споживачів з різною технологічною конфігурацією генерувального обладнання.

Енергетична ефективність – це не лише енергозбереження, а й оптимізація співвідношення ефекту (корисності, якості, вартості, обсягів виробництва, якості життя, соціального комфорту) та енергетичних витрат, яких вимагає вироблене благо. Керування енергоефективністю – складна, але вкрай важлива частина загальної системи забезпечення підвищення рівня енергетичної ефективності. Керування енергоефективністю ґрунтується на поєднанні законодавчої і нормативної бази, механізмів фінансування, інституційної організації та механізмів координування, спрямованих на підтримку реалізації стратегій, політик і програм підвищення рівня енергетичної ефективності.

Передбачається, що має бути реалізовано такі основні аспекти керування енергоефективністю функціонування активного споживача:

- правове середовище (стратегії і програми, плани заходів і механізми фінансування);

- організаційна структура (зв'язок активного споживача з ОСР, агрегатором ЛЕС для участі у роботі ОРЕ або ЛЕР);
- нормативне забезпечення (міжнародні та національні стандарти, методологія, методики, інструкції, настанови щодо керування енергоефективністю);
- тренінгова складова (формування стратегії забезпечення та розвитку компетенцій, підготовленості й обізнаності активного споживача у сфері роботи енергетичних ринків, енергетичного менеджменту та підвищення рівня енергетичної ефективності; підготовка, перепідготовка і підвищення кваліфікації кадрів і тренінги персоналу різних рівнів керування на регулярній основі за актуалізованими та адаптованими до сфери діяльності компанії методологіями, цільовими методиками та програмами);
- механізми координації (державна та корпоративна координація, планові показники й характеристики енергоефективності, енергомоніторинг, оцінка, аудит, аналіз).

Досвід європейських країн свідчить, що впровадження політики енергоефективності вимагає змін на рівні управлінських рішень через розроблення, побудову, впровадження та сертифікацію систем енергетичного менеджменту відповідно до міжнародного стандарту ISO 50001 «Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо застосування».

Методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами має ґрунтуватися саме на принципах, закладених в основу стандарту ISO 50001 (СЕНМ), як і в основу стандартів ISO 9001 (система менеджменту якості – СМЯ), ISO 14001 (система екологічного менеджменту – СЕМ) та ISO 45001 (система менеджменту промислової безпеки і охорони праці – СМБ), адже в їх основу покладено цикл «Плануй – Виконуй – Контролюй – Покращуй» (цикл PDCA), спрямований на неухильне поліпшення.

Відповідна методика може бути формалізована у такому вигляді:

1. Планування режимів функціонування активного споживача.
 - 1.1. Оцінювання власного споживання (режими споживання, обладнання).
 - 1.2. Визначення потенціалу реагування на програми керування попитом (DSM).
 - 1.3. Визначення наявного потенціалу генерувального обладнання та СНЕ.
2. Робота у межах запланованого графіка функціонування активного споживача.
3. Аналіз ефективності функціонування активного споживача.
 - 3.1. Визначення вартості спожитої електроенергії (Cost Of Energy –

$$COE_{pros} = \sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj} \quad (7.1)$$

де c^{ARESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ, $A_{RESP} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; c^{GRIDj} – вартість електроенергії, спожитої з мережі; A_{GRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{GRIDP} = \{A_{GRID1}, A_{GRID2}, \dots, A_{GRIDn}\}$.

3.2. Визначення величини прибутку від продажу електроенергії та надання окремих допоміжних послуг на ОРЕ чи ЛЕР ($CoPR_{pros}$):

$$CoPR_{pros} = \sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}, 0 \leq A_{GRESi} \leq A(TTC), \quad (7.2)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу, A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; $A(TTC)$ (Total Transfer Capacity – гранична пропускна спроможність) – обсяги енергії, обмежені максимальною величиною активної потужності, яка може бути передана у відповідному напрямку електричними мережами без порушення вимог операційної безпеки, кВт·год.

3.3. Оцінювання рівня споживання (дотримання оптимального графіка споживання):

$$opt(f_{3pros}), f_{3pros} = \sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}, \quad (7.3)$$

де A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRID} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$.

3.4. Визначення обсягів енергії, виробленої від власних джерел розосередженої генерації (A_{RESi}).

3.5. Визначення впливів на екологію (GHG – (Green House Gases – парникові гази (ПГ))).

3.6. Визначення показника «автономності» активного споживача $K_{авт}$:

$$K_{авт} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{j=1}^m A_{CPROsj}} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n A_{CRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}}, \quad (7.4)$$

де $K_{авт}$ – показник «автономності» активного споживача; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; A_{CPROSi} – обсяги електроенергії, споживаної активним споживачем, $A_{CPROSP} = \{A_{CPROSP1}, A_{CPROSP2}, \dots, A_{CPROSPn}\}$; A_{CRESi} – обсяги електроенергії, спожитої від джерел РГ, $A_{CRES} = \{A_{CRES1}, A_{CRES2}, \dots, A_{CRESn}\}$; A_{CGRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{CGRIDP} = \{A_{CGRID1}, A_{CGRID2}, \dots, A_{CGRIDn}\}$.

3.7. Визначення показника рентабельності активного споживача P_{ac} або R_{pros} :

$$P_{ac} = R_{pros} = \frac{CoPR_{pros}}{COE_{pros}} = \frac{\sum_{i=1}^n C^{AGRESi} A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n C^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k C^{AGRIDj} A_{GRIDj}}, \quad (7.5)$$

де c^{AGRESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу; A_{GRESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ у мережу, $A_{GRES} = \{A_{GRES1}, A_{GRES2}, \dots, A_{GRESn}\}$; c^{ARESi} – вартість електроенергії, генерованої джерелами РГ; A_{RESi} – обсяги електроенергії, генерованої джерелами РГ, $A_{RES} = \{A_{RES1}, A_{RES2}, \dots, A_{RESn}\}$; c^{GRIDj} – вартість електроенергії, спожитої з мережі; A_{GRIDj} – обсяги електроенергії, спожитої з мережі, $A_{GRID} = \{A_{GRID1}, A_{GRID2}, \dots, A_{GRIDn}\}$.

3.8. Визначення показника ефективності функціонування активного споживача (E_{ac}):

$$E_{ac} = K_{авт} \cdot P_{ac} = \frac{\sum_{i=1}^n A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n A_{GRESi} + \sum_{j=1}^k A_{CGRIDj}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n c^{AGRESi} A_{GRESi}}{\sum_{i=1}^n c^{ARESi} A_{RESi} + \sum_{j=1}^k c^{AGRIDj} A_{GRIDj}} \quad (7.6)$$

3.9. Побудова візуалізованого профілю показників ефективності функціонування активного споживача.

3.10. Визначення відхилень фактичних значень від запланованого графіка функціонування активного споживача.

4. Внесення коригувальних дій у режими функціонування активного споживача.

5. Побудова та порівняння фактичного візуалізованого профілю показників ефективності функціонування активного споживача з попередніми профілями його роботи.

6. Визначення потенціалу до покращення профілю показників ефективності функціонування активного споживача.

Така методика може бути подана у вигляді алгоритму, який ілюструє ефективність циклу неперервного покращення, котрий ліг в основу розробленої методики (рис. 7.1).

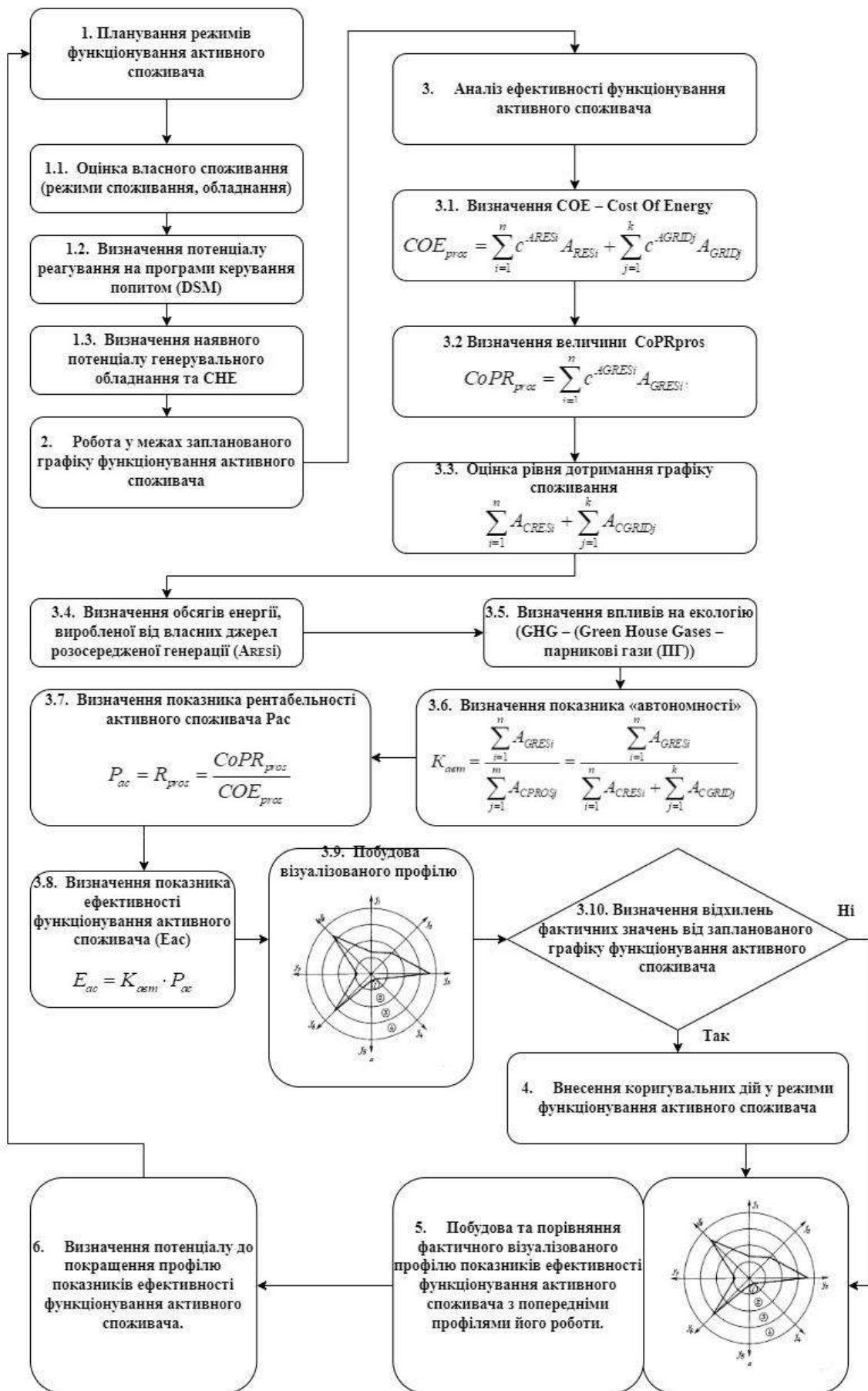


Рис. 7.1 – Алгоритм підвищення ефективності роботи АС

7.2 Особливості нормативно-методичного забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах

Ґрунтуючись на описаних методиках і механізмі, наведених у попередніх розділах, можна сформувавши послідовність оптимальної процедури агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС з урахуванням нормативно-методичного забезпечення, котре має бути наявним для забезпечення оптимальної роботи ЛЕС на ОПЕ чи ЛЕР. Вона являтиме собою теоретико-ігрову ринкову модель сигнальної гри з неповною інформацією.

Цю модель можна описати таким чином:

1. Є два види гравців – це РЕР S_{PEP} та агрегатор R_{MG} .
2. У агрегатора один тип, у РЕР – така множина типів: $T = T_1 \cup T_2 \cup T_3$ ($t_1, t_2 \in T_1, t_3 - t_7 \in T_2, t_8 \in T_3$), де T_1 – некеровані генерувальні установки РЕР (T_1); t_1 – СЕС; t_2 – ВЕС; T_2 – керовані генерувальні установки РГ; t_3 – СЕС із системами акумулювання енергії; t_4 – ВЕС із системами акумулювання енергії; t_5 – МГЕС; t_6 – паливні комірки; t_7 – дизель-генератори, ПГУ та ГТУ, зокрема установки на біопаливі; T_3 – системи акумулювання енергії; t_8 – активний споживач (просюмер) із СНЕ.

3. Розосереджений енергетичний ресурс робить перший хід, агрегатор – другий.

Розосереджений енергетичний ресурс, тип якого заздалегідь невідомий, може сповістити свій тип другому гравцеві, вибравши якусь спостережувану дію. У разі запровадження контракування певних обсягів згенерованої електричної енергії процес спостереження за виконанням власника генерувальної установки або СНЕ (у разі арбітражу) своїх зобов'язань, такою дією може бути моніторинг енергетичних процесів, котрий має забезпечуватися системою моніторингу, структуру якої наведено у розд. 5.3 цієї дисертації.

Позначимо через T множину типів гравця S_{PEP} . Нехай M – множина дій (або сигналів) для цього гравця. Нехай $m: T \rightarrow M$ – стратегія гравця S , яка визначає певну дію залежно від типу.

Множини інформації гравця R_{MG} будуть відповідати сигналам, які може відправити гравець S_{PEP} через систему моніторингу. Нехай $\mu(t | m)$ – віра гравця R_{MG} , що гравець S_{PEP} належить до типу $t \in T$, за умови, що його першим ходом було $m \in M$. Позначимо через A множину дій гравця R_{MG} . Нехай $a: M \rightarrow A$ – стратегія гравця R_{MG} , яка визначає дію залежно від сигналу, що надходить від гравця S_{PEP} . Позначимо виграші $u_S(t, m, a)$ та $u_R(t, m, a)$ для двох гравців відповідно.

Процедура агрегування буде включати наступну послідовність дій:

1. Надання прогнозу генерування PEP агрегатору (сповіщення типів).
2. Узгодження графіків роботи керованих PEP, зокрема СНЕ.
3. Укладання з агрегатором договору про участь у ЛЕР у форматі «на добу наперед», у внутрішньодобовому ринку та ринку допоміжних послуг з узгодженими графіками роботи PEP.
4. Укладання агрегатором з оператором оптового ринку електричної енергії договору про участь у ринку «на добу наперед» та у внутрішньодобовому ринку.
5. Агрегатор подає заявки на торги на РДН/ВДР в ОРЕ, що відображають визначені обсяги та ціни продажу та/або купівлі електричної енергії щодо розрахункових періодів доби постачання.
6. За результатами торгів оператор ринку надає ОСП повідомлення про договірні обсяги купівлі-продажу електричної енергії та оприлюднює результати торгів на власному вебсайті.
7. Оператор ринку та агрегатор як учасник РДН/ВДР проводять розрахунки за куплену-продану на РДН/ВДР електричну енергію.
8. Агрегатор як учасник РДН/ВДР оплачує послуги оператора ринку на підставі договору про участь у РДН та ВДР.

9. У випадку дефіциту потужності застосування програм керування попитом (DSM) на основі динамічної тарифікації до споживачів.

9.1. Визначення та коригування тарифу на електричну енергію у режимі реального часу.

9.1.1.1. Обчислення показника K_{EN} .

9.1.1.2. Обчислення показника K_P .

9.1.1.3. Групування даних погодинних значень показників K_P та K_{EN} в окремі групи на основі значень еластичності.

9.1.1.4. Побудова регресійної моделі, котра дасть змогу розрахувати у відносних одиницях, на скільки треба підвищити / знизити тариф на електричну енергію для кожної окремої групи, створеної на основі значення еластичності.

9.1.1.5. Скоригувати тариф на обсяги електричної енергії, визначені у межах побудованої моделі відповідно до значення, визначеного у попередніх пунктах.

9.1.1.6. Визначити значення K_{DSM} для кожного інтервалу t_i та для оцінювання ефективності запровадження отриманої моделі.

10. Агрегатор та РЕР як учасники ЛЕР проводять розрахунки за куплену-продану на ЛЕР електричну енергію.

Таку процедуру можна зобразити у вигляді алгоритму (рис. 7.2) та відповідного дерева гри (рис. 7.3).

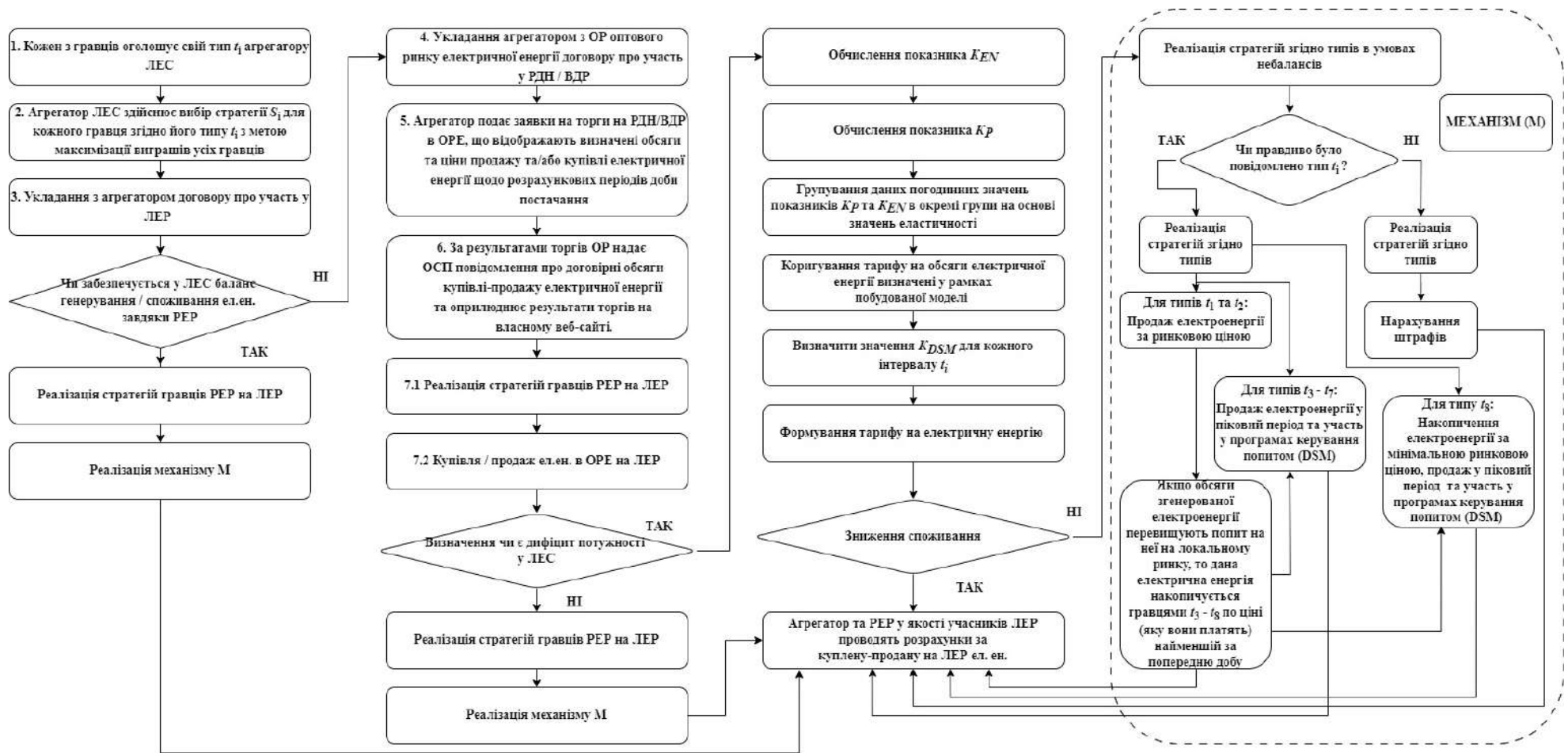


Рис. 7.2 – Алгоритм агрегування РЕР у ЛЕС

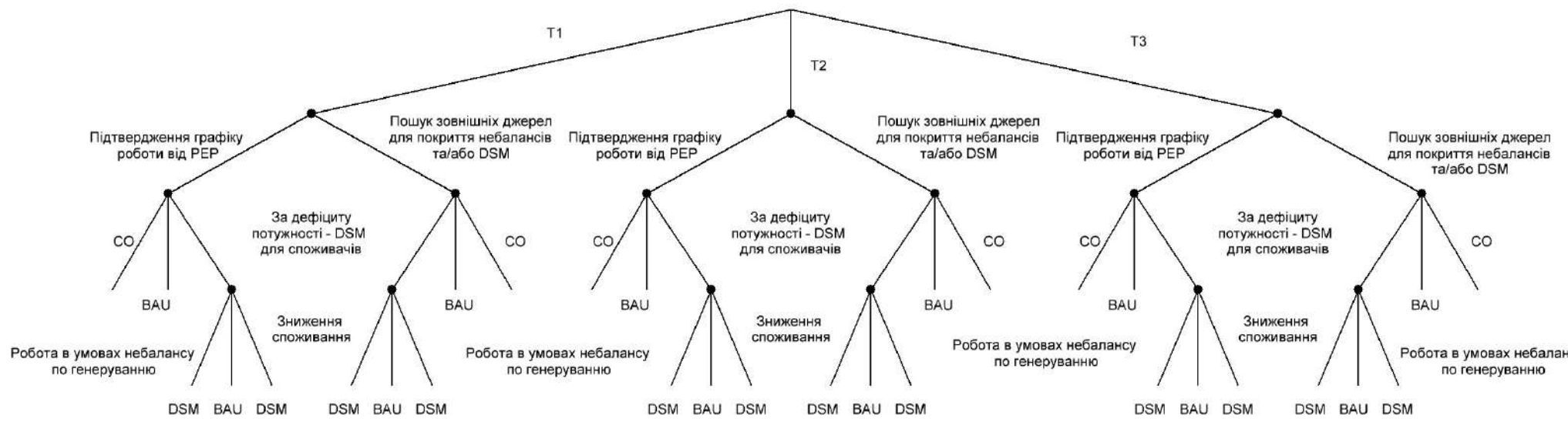


Рис. 7.3 – Дерево гри для агрегування PEP у ЛЕС з урахуванням різних типів PEP

7.3 Підвищення ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем із розосередженими енергетичними ресурсами на локальних енергетичних ринках

Як видно із попереднього пункту та зі структури запропонованого у дисертації механізму M , процедура агрегації різнотипних РЕР є досить варіативною. Разом з тим, рівень взаємодії РЕР на етапі реалізації ними своїх типів можна оптимізувати, утворивши коаліції між гравцями різних типів (рис. 7.4).

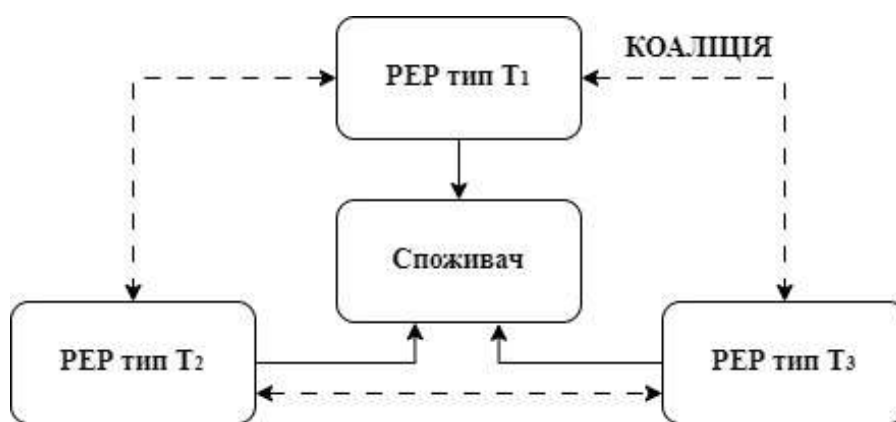


Рис. 7.4 – Коаліція між різними типами РЕР

Умови запропонованого механізму M такі, що робота в умовах, які порушують законтракований тип РЕР, веде до збитків у вигляді штрафів за невиконання умов контракту та плати за недовідпуск електричної енергії споживачу (якщо це передбачено). Понад те, запропонований механізм передбачає можливість енергообміну між РЕР різних типів для забезпечення балансу генерування і споживання на ЛЕР. Справді, фактичні обсяги генерованої електричної енергії некерованими джерелами РГ та графік їх роботи майже ніколи не будуть збігатися з фактичними, тому взаємодія із СНЕ є найкращим варіантом уникнення збитків. Оскільки запропонований механізм M спонукає, але не примушує до такої взаємодії, розглянемо цю взаємодію у межах теоретико-ігрової моделі коаліційної гри, щоб визначити усі переваги такої взаємодії.

Коаліційні ігри різняться від ігор іншої категорії, безкоаліційних ігор тим, що на першому місці стоять проблеми утворення коаліцій гравців, в них можливі зобов'язувальні угоди між гравцями. Такі угоди називають зобов'язувальними, тому що їх безумовно дотримуються гравці через саму природу гри; наслідками цих угод є укладання союзів між гравцями (точніше, створення коаліцій) і трансфери, тобто передача корисностей (виграшу) від одних гравців іншим. Вибір узгоджених дій, стратегій, ходів у конкретних позиціях – це об'єкт вивчення теорій стратегічних і позиційних ігор. У коаліційних іграх більш важливим є той аспект, який має справу з поділом виграшів, отриманих коаліцією, серед учасників цієї коаліції.

У свою чергу, коаліційні ігри поділяють на ігри з трансферабельною корисністю та ігри з нетрансферабельною корисністю.

В іграх із трансферабельною корисністю корисність вимірюють в універсальних, загальноприйнятих для всіх гравців одиницях, її можна передавати від одного гравця іншому без втрат і трансформації. В інших випадках мають справу з іграми з нетрансферабельною корисністю, прикладом якої є гроші.

Коаліційну гру із трансферабельною корисністю задають множиною гравців N і характеристичною функцією $v: (N, v)$.

Коаліцією K називають будь-яку підмножину множини усіх гравців. Великою коаліцією називають множину всіх гравців.

У нашому випадку $N = \{T_1, T_2, T_3\}$.

Усі можливі коаліції K нашої гри (рис. 7.4): $\emptyset, \{T_1\}, \{T_2\}, \{T_3\}, \{T_1, T_2\}, \{T_1, T_3\}, \{T_2, T_3\}, \{T_1, T_2, T_3\}$ – велика коаліція (N).

Подамо гру у нормальній формі $G = (N, (S_i), (u_i))$. Якщо усі зазначені типи гравців домовляться використовувати стратегічний профіль s_N , то виграш гравців можна зобразити у вигляді вектора $u(s_N) = (u_i(s_N)) \in \mathbb{R}^N$.

Після перебору усіх стратегічних профілів із S_N отримаємо множину у просторі \mathbb{R}^N , котру позначимо $V(N)$. Оскільки наша гра скінченна (сукупний

виграш визначається для усіх гравців за результатами кожної доби їх роботи), до кожного вектора $V(N)$ додають також усі менші. Множинами $V(K)$ позначимо множини стратегічних профілів для коаліцій K . Більше того, позначимо через $V^\alpha(K)$ множину векторів у просторі \mathbb{R}^K , котра гарантуватиме певну коаліцію K (за принципом мінімаксу).

Отже, наша гра буде формалізована таким чином:

$$u_K(T) = \begin{cases} CK, T \subset K \\ 0, CO \\ PN, \text{в інших випадках} \end{cases}, \quad (7.7)$$

де CK – розподіл доходу залежно від обсягів прибутку коаліції; CO – виконання умов контракту гравцями без участі у коаліції; PN – штраф за невиконання умов контракту, котрий розраховують за виразами, наведеними у підрозд. 6.1.

Вирішенням цієї гри буде елемент з ядра $C(V)$, яке являє собою множину усіх недомінованих розподілів коаліційної гри V , що має властивості ефективності та раціональності. Очевидно, що у разі взаємодії РЕР між собою буде наявний певний невід’ємний прибуток, разом з тим, якщо гравець не бере участі у коаліції, він буде змушений сплатити штраф за невиконання умов контракту.

Ефективність – весь виграш великої коаліції має бути розподілений між гравцями. Вектор виграшів є ефективним, якщо сума виграшів гравців дорівнює виграшу великої коаліції.

Коаліційна раціональність – не має бути такої коаліції, яка захотіла б залишити велику коаліцію. Вектор виграшів є коаліційно раціональним, якщо яку б коаліцію K ми не взяли, гравці, що входять у коаліцію K , отримують в цьому векторі виграші у сумі не менше того виграшу, який вони отримали б, якби коаліція K відкололася від великої коаліції, і в результаті цього, відповідно, вони змогли б отримати виграш $v(K)$.

У такій постановці задачі оптимізації взаємодії різнотипних РЕР кожний із типів гравців у разі своєї раціональності буде намагатися уникнути штрафу за невиконання умов контракту, що підвищить загальний прибуток учасників ЛЕР.

Розглянемо приклад такої гри для системи, котра працює без під'єднання до мережі, та складається із таких компонентів:

- двох сонячних генераторів (максимальна P кожного 95 кВт);
- двох вітряних генератора (максимальна P кожного 25 кВт);
- дизель-генератора (на 50 кВт);
- АКБ (на 50 кВт).

Програма розрахунку (Додаток Е) включає:

- розрахунок прогнозованої генерації джерел живлення;
- розрахунок прогнозованих розподілів потужностей по працюючих генераторах;
- розрахунок прогнозованої та фактичної вартості електроенергії;
- порівняння прогнозованих і фактичних графіків навантаження для встановлення бонусів і штрафів.

Алгоритм розподілу потужностей працює таким чином:

1 Знаходять потужності на кожному інтервалі часу кожного джерела живлення:

$$P_{PV} = \sum_{k=1}^k P_{PVk}, \quad (7.8)$$

$$P_W = \sum_{n=1}^n P_{Wn}, \quad (7.9)$$

де k, n – кількість джерел у системі.

2. Розраховують різницю між рівнями генерації сонячних генераторів і навантаження:

$$\Delta_{PV} = P_{PV} - P_n, \quad (7.10)$$

якщо $\Delta_{PV} > 0$ – навантаження живиться від сонячних генераторів, після задоволення потреб навантаження надлишок використовують для заряджання акумулятора. Потужності вітрогенераторів використовують також для заряджання системи зберігання:

– якщо $\Delta_{PV} = 0$, сонячні генератори живлять навантаження; енергія вітру відправляється у СНЕ;

– якщо $\Delta_{PV} < 0$, потужності PV недостатньо, щоб задовольнити навантаження; використовується енергія вітру.

Розраховують різницю генерації вітрогенераторів та Δ_{PV} :

$$\Delta_W = P_w - \Delta_{PV}, \quad (7.11)$$

– якщо $\Delta_W > 0$, навантаження живиться від сонячних генераторів, після задоволення потреб навантаження надлишок використовується для зарядки акумулятора;

– якщо $\Delta_W = 0$, вітрогенератор живить лише навантаження;

– якщо $\Delta_W < 0$, потужності вітрогенераторів недостатньо, і щоб задовольнити навантаження, використовують акумулятори;

$$\Delta_B = P_B - \Delta_W, \quad (7.12)$$

– якщо $\Delta_B \geq 0$, навантаження живиться від акумулятора,

– якщо $\Delta_B < 0$, потужності акумулятора недостатньо, і щоб задовольнити навантаження, використовують дизель-генератор.

3. Розраховують собівартість генерації кожного окремого джерела живлення та сумарної вартості генерації.

Для дизель-генераторів враховують суттєву статтю витрат – паливо.

Розрахунок $LCOE$ дизель-генератора включає питомі витрати палива, ціну за 1 літр палива та капітальні затрати:

$$LCOEdisel = (dP_{gen}^3 + cP_{gen}^2 + bP_{gen} + a) \cdot C_{disel} + C_{cap}. \quad (7.13)$$

4. Формують тариф для споживача з урахуванням рівнів потужностей кожного джерела.

5. Розраховують прибуток постачальників, який включає декілька етапів:

- оцінювання фактичних і планових графіків потужностей генераторів;
- розрахунок бонусів і штрафів;
- розрахунок прибутку постачальників.

Добовий профіль навантаження для такої гри поданий на 24 інтервалах (рис. 7.5).

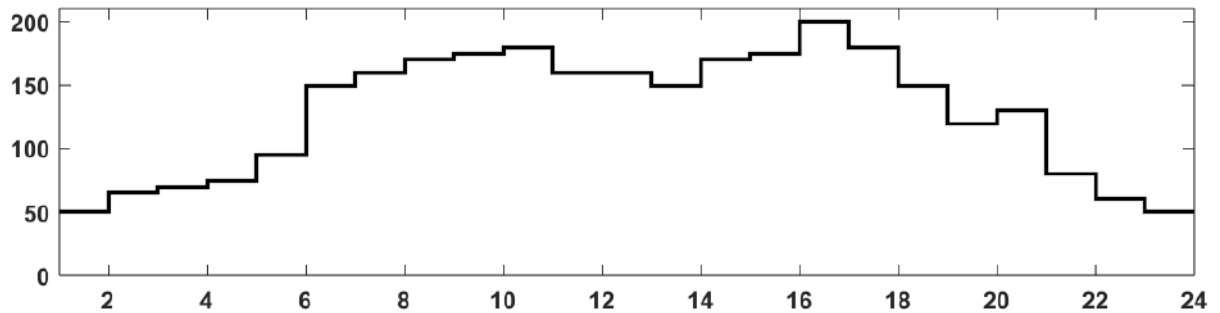


Рис. 7.5 – Добовий графік навантаження

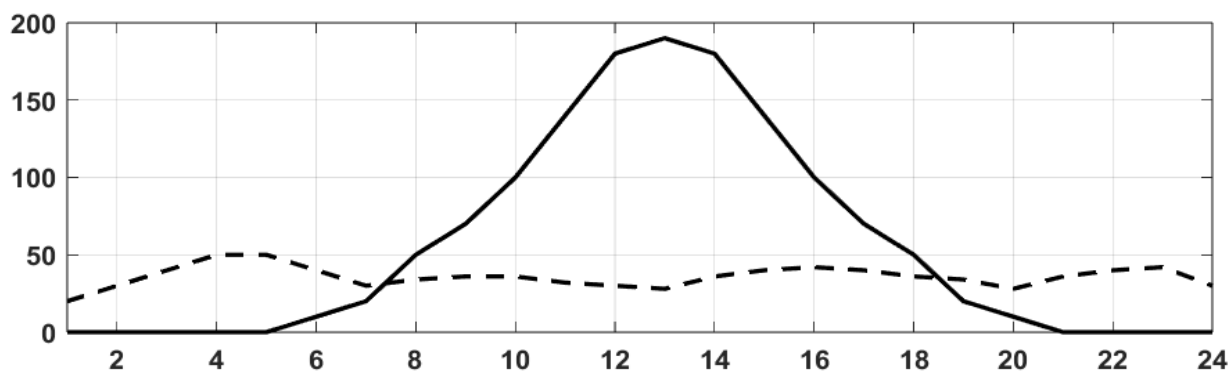


Рис. 7.6 – Прогнозовані графіки генерації PER

Згідно з пунктами 1 та 2 алгоритму розрахунку отримано графіки розподілу потужностей – запланований (рис. 7.7) та фактичний (рис. 7.8). Потужність навантаження однакова для обох випадків. Змінились значення вироблених потужностей відновлюваних джерел.

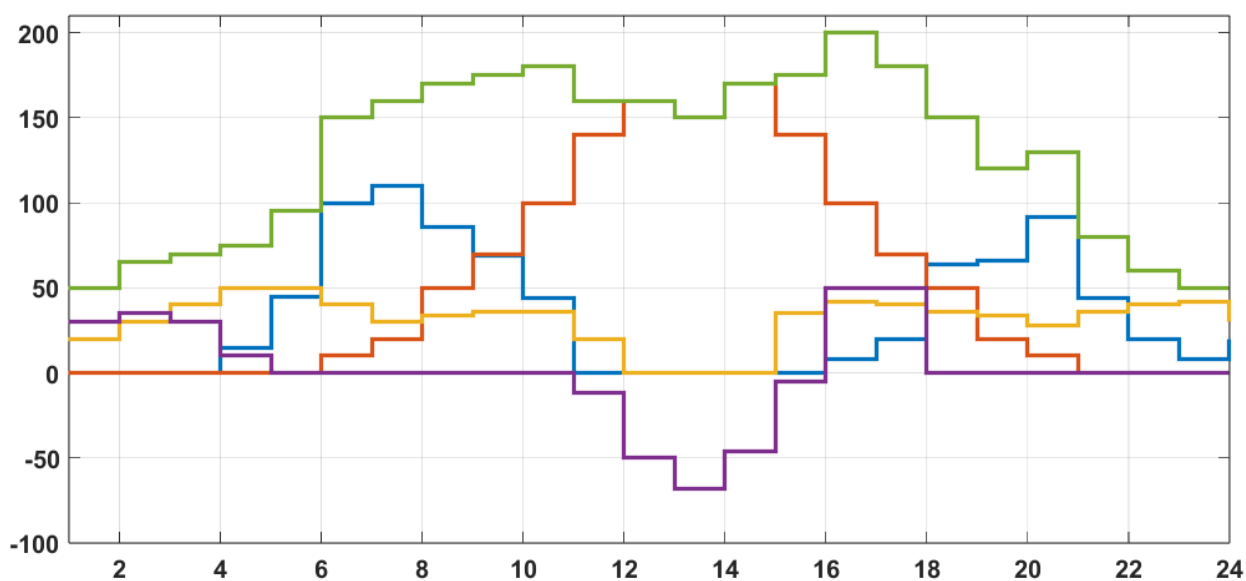


Рис. 7.7 – Запланований графік розподілу потужностей

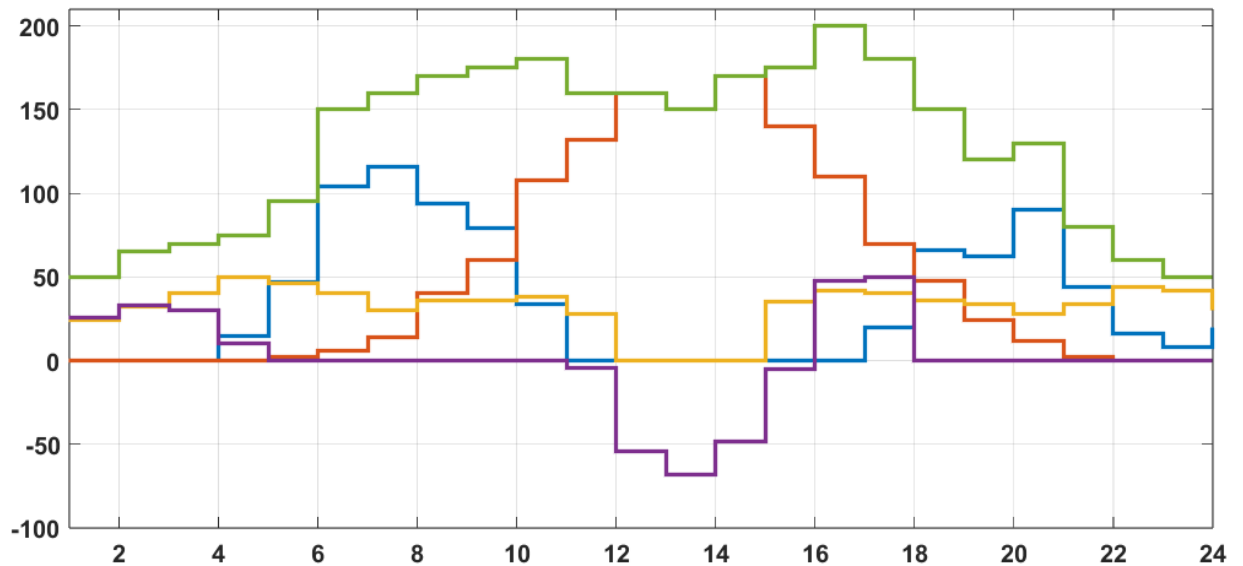


Рис. 7.8 – Фактичний графік розподілу потужностей

Згідно з пунктом 3 алгоритму отримано значення загальних добових витрат на генерацію \$356,2 та добову вартість \$737,3, яку платить споживач, щогодинні графіки показано на рис. 7.9.

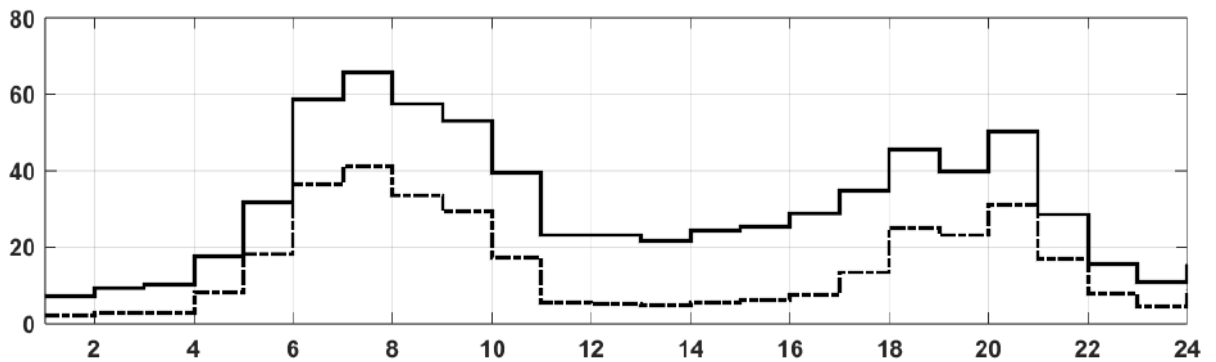


Рис. 7.9 – Затрати на генерацію електроенергії та ціна, яку платить споживач для фактичних графіків навантаження

Розрахунок бонусів і штрафів виконують згідно з виразами, наведеними у пункті 6.1.

Для джерел живлення бонуси нараховуються за виконання умови

$$\begin{aligned}
 P_{PV\text{план}} &< P_{PV\text{факт}}, \\
 P_{W\text{план}} &< P_{W\text{факт}}, \\
 P_{diesel\text{план}} &< P_{diesel\text{факт}}
 \end{aligned}
 \tag{7.14}$$

Бонуси та штрафи для відновлюваних джерел встановлюють для ділянок, на яких не відбувається віддача енергії відновлюваних джерел у СНЕ.

Для відновлюваних джерел живлення штрафи нараховують у разі виконання умови

$$\begin{aligned}
 P_{PV\text{план}} &> P_{PV\text{факт}}, \\
 P_{W\text{план}} &> P_{W\text{факт}}.
 \end{aligned}
 \tag{7.15}$$

Для дизель-генератора штрафи не накладаються, для СНЕ не діють ані бонуси, ані штрафи, лише враховується додатковий прибуток при закупівлі електроенергії на зарядження у межах коаліції.

Як результат, отримуємо розраховані бонуси та штрафи для кожного типу генераторів (рис. 7.10–7.12).

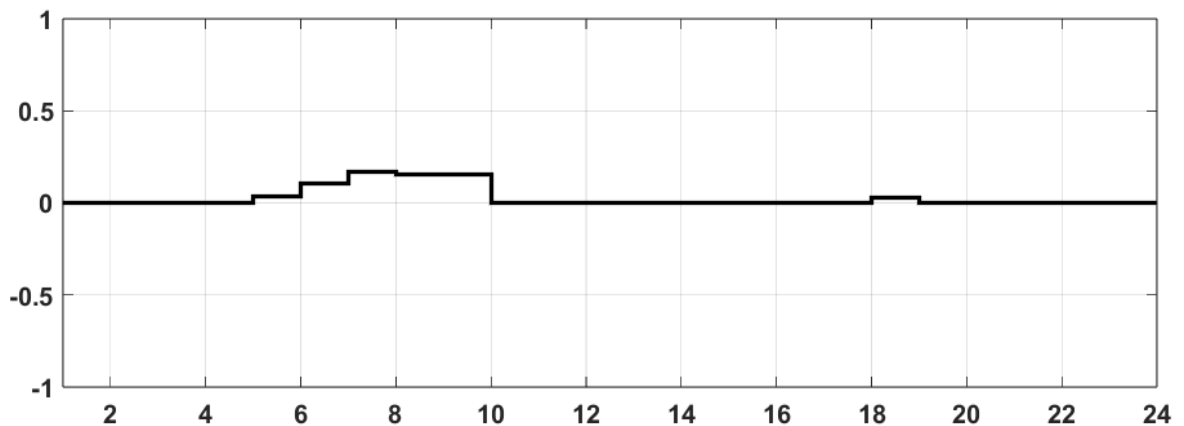


Рис. 7.10 – Бонус дизель-генератора

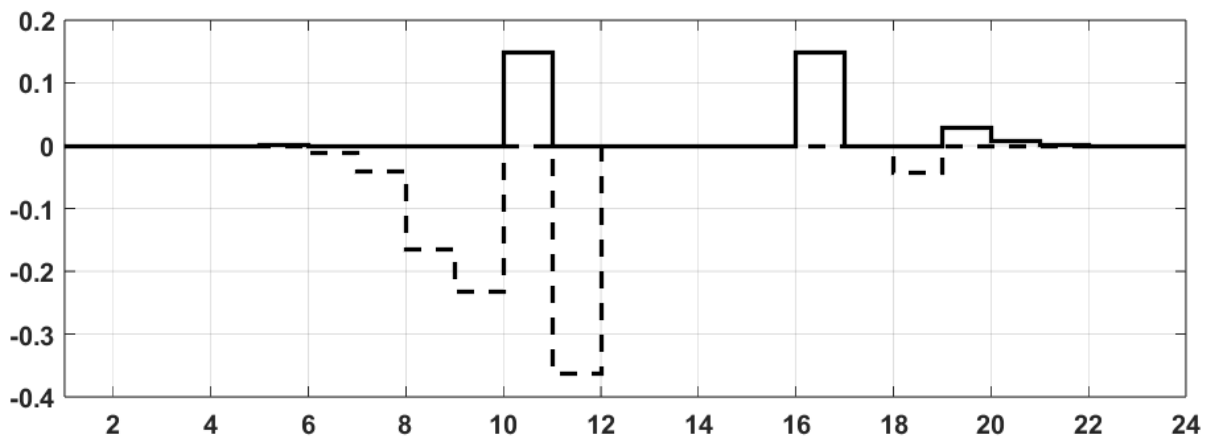


Рис. 7.11 – Бонус та штраф для сонячного джерела

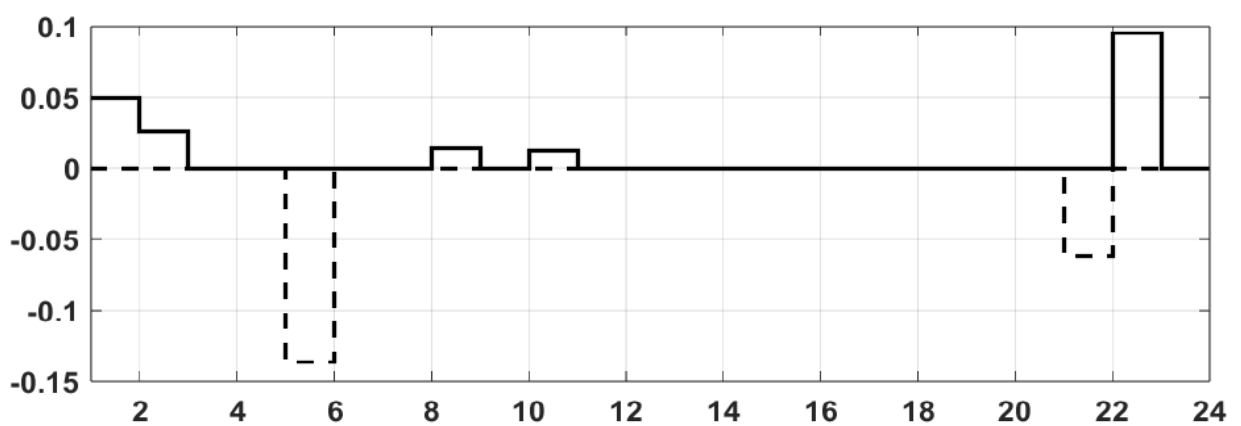


Рис. 7.12 – Бонуси та штрафи для вітрогенератора

Результати моделювання показують, що за наявності коаліції штрафних платежів у системі не було б, таким чином усі гравці збільшили б свій дохід.

Результати, отримані в дисертаційній роботі, впроваджені у дослідження при виконанні науково-дослідних робіт, у розробки при виконанні госпдоговірної тематики, державними та приватними підприємствами енергетичної галузі, а також у навчальний процес кафедри електропостачання (табл. 7.1).

Таблиця 7.1 – Впровадження отриманих наукових результатів

№ з/п	Де впроваджено	Наукові результати
1	НКРЕКП	1. Нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів. 2. Методика оцінювання ефективності функціонування активного споживача на основі його реагування на програми керування попитом
2	ТОВ «Приморська енергетична компанія»	1. Модель цінового арбітражу для систем із ВДЕ та накопичувачами електричної енергії. 2. Методологія визначення ефективності функціонування систем накопичення електроенергії у локальних електроенергетичних системах
3	МПП «АНІГЕР»	1. Методика підвищення енергетичної ефективності локальних електроенергетичних систем з активними споживачами. 2. Нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів. 3. Спосіб коригування ціни при динамічній тарифікації
4	При виконанні міжнародного проекту «Boosting the Blue Economy in the Black Sea Region by Initiating a Business Collaboration Framework in the field of Fisheries and Aquaculture, Coastal and Maritime Tourism and Maritime Transport» (Acronym: 4BIZ)	Теоретико-ігрові моделі взаємодії стартапів для підвищення ефективності їх розвитку
5	При виконанні НДР «Smart-моніторинг ефективності функціонування локальних систем енергозабезпечення з альтернативними джерелами енергії» (терміни виконання: 29.05.2023–31.12.2024 рр. № РН-34/2023 від 29.05.2023 р.)	Теоретико-ігрові моделі взаємодії різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів і вимоги до структури та елементів системи Smart-моніторингу
6	При виконанні НДР № 0117U004285 «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями та активними споживачами в умовах енергоринку» від 24.02.2017 р.	Структурні моделі функціонування активних споживачів і віртуальних електростанцій, механізми керування попитом на електричну енергію в умовах агрегування різнотипних джерел розосередженої генерації

Таблиця 7.1 – продовження

7	При виконанні НДР № 0117U003825 «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» від 06.10.2017 р.	Моделі функціональної взаємодії систем накопичення електричної енергії у межах інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів
8	При виконанні НДР № 5 «Дослідження та порівняння базових рівнів споживання енергоресурсів протягом двох опалювальних сезонів двоповерхової будівлі готельного комплексу «ЛІГЕНА», розташованого за адресою м. Бориспіль, вул. В. Момота, 53» від 30.06.2020 р.	Моделі просторової візуалізації енергетичних характеристик об'єкта
9	При виконанні НДР № 8E201.01.01.05.001-PO-KPI-01 «Розробка та обґрунтування плану розвитку та шляхів підвищення ефективності громадського електротранспорту м. Чернігів» від 22.08.2017 р.	Модель оцінювання застосування систем накопичення електричної енергії для електротранспорту м. Чернігів
10	При виконанні НДР № Д/0201.01/2400.01/10 «Порівняльний аналіз сучасних адміністративно-нормативних перетворень на лібералізованих ринках електричної енергії та газу України; аналіз сучасних технологічних трендів та прогностичних моделей в умовах функціонування лібералізованих ринках електричної енергії та газу України» від 12.02.2021 р.	Методи взаємної інтеграції моделей локальних систем із джерелами РГ та моделей централізованих електроенергетичних систем на основі використання механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом
11	При виконанні НДР № Д/0201.01/2400.01/19 «Обґрунтування доцільності заміни кабельних ліній 10 кВ у м. Чернігові» від 25.05.2021 р.	Модель техніко-економічної оцінки доцільності використання систем накопичення при реконструкції кабельних мереж 10 кВ у м. Чернігові
12	У навчальний процес кафедри електропостачання	Теоретико-ігрові моделі динамічних ігор з повною інформацією, котрі відображують взаємодію різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів та споживачів через агрегаторів локальних електроенергетичних систем

Висновки до розділу 7

1. Розроблена методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати коригувальні дії щодо режимів їх роботи та визначати потенціал до підвищення ефективності їх функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Результати розрахунків свідчать, що перехід активного споживача, котрий має фіксований тариф на електричну енергію на рівні 6,08 грн/кВт·год на тариф, диференційований за тарифними зонами дасть змогу отримати економію коштів за добу в обсязі 12 % від витрат за фіксованого тарифу. Також ця методика дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС в умовах російської агресії.

2. Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС створює підґрунтя до впровадження ЛЕР для підвищення автономності роботи ЛЕС із РЕР, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

3. Удосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії РЕР із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їх взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-прикладну проблему розвитку наукових основ оптимальної взаємодії РЕР у ЛЕС щодо розвитку теоретичних засад, розробки моделей і методів, які забезпечують агрегацію і взаємодію елементів РГ та накопичувачів у межах таких систем та з операторами систем розподілу ОЕС України. Практичне впровадження результатів досліджень сприяє підвищенню ефективності функціонування ЛЕС із РЕР.

Основні результати дисертаційної роботи:

1. На основі проведеного аналізу визначено, що основним трендом в електроенергетичній галузі є розвиток і впровадження в ЕМ енергосистем РЕР на основі ВДЕ та СНЕ. Аналіз моделей систем з РЕР дав змогу виокремити елементи ЛЕС такі, як активні споживачі та ВЕС. Визначено наявне підґрунтя для забезпечення взаємодії різнотипних РЕР. Сформовано ієрархічну модель функціонування ЛЕС із різнотипними РЕР, яка дає змогу оцінити взаємодію РЕР на трьох рівнях.

2. Сформовано баланси миттєвих потужностей для моделей активних споживачів, які дали змогу сформулювати задачу оптимізації режимів функціонування активних споживачів, з урахуванням економічних, енергетичних та екологічних характеристик. Запропонована на їх основі модель оцінювання та показник ефективності поєднують економічні та енергетичні показники. Досягнення максимального значення показника ефективності функціонування через збільшення автономності роботи активних споживачів, а також завдяки максимізації прибутку від продажу надлишків генерованої джерелами РГ електроенергії в мережу у межах $[0; E_{max}]$ характеризує ефективність функціонування кожного окремого активного споживача.

3. Розширена множина показників ефективності функціонування активних споживачів на основі показника, котрий враховує реакцію останнього на програми керування попитом, дає змогу оцінити спроможність активного споживача реагувати на програми керування попитом та ефект від участі у зазначених програмах. Результати розрахунків свідчать про те, що перехід активного споживача, котрий має фіксований тариф на електричну енергію на рівні 6,08 грн/кВт·год на тариф, диференційований за тарифними зонами, дасть змогу отримати економію коштів за добу в обсязі 12 % від витрат за фіксованого тарифу.

4. Запропонований спосіб візуалізації показників функціонування активних споживачів дає змогу проводити багатофакторне оцінювання ефективності його роботи. Запропоновані профілі функціонування активних споживачів відображають ефективність його роботи щодо середніх та максимальних значень функцій сформованої оптимізаційної задачі. Так, було визначено аномальне відхилення одного з показників (перевищення середньорічного значення у 2,884 рази), що сигналізує про необхідність внесення коригувальних дій у режими роботи активного споживача на певному часовому інтервалі.

5. Сформульовано оптимізаційну задачу, яка враховує складові взаємодії локальних електроенергетичних систем з іншими ієрархічними рівнями. Удосконалена методологія визначення показника *LCOE* дає змогу врахувати усі типи джерел енергії у локальних електроенергетичних системах і формує відповідні цінові сигнали потенційним інвесторам, котрі націлені інвестувати у розвиток РЕР. Запропоновані додаткові складові дали змогу підвищити точність розрахунку на 3,2 %.

6. Запропоновано безрозмірну функцію, яка дозволяє отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається постійний відбір потужності, так і від інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах.

Використання показника реактивної потужності за Фризе щодо нерівномірності інтенсивності розряду систем накопичення є індикатором енергоефективності роботи системи накопичення як елемента локальної системи а також індикатором роботи локальної системи з накопичувачами електричної енергії.

7. Розроблено модель коригування ціни під час динамічної тарифікації, котра враховує наявну пропозицію з генерування в кожний окремий момент часу на основі наявної пропозиції та під час групування окремих часових зон за їх еластичністю. Так, якщо треба стимулювати збільшення попиту у 1,09 разів за величини коефіцієнта еластичності $-0,850$ визначено, що тариф на електричну енергію для певного споживача потрібно знизити до рівня $0,835$ від базового. Така модель дає змогу визначити рівень впливу на зміну ціни на електроенергію у разі запровадження програм керування попитом. Запропонований показник ефективності запровадження програм керування попитом на електричну енергію (K_{DSM}) дає змогу визначити фактичні можливості споживачів зі зміни своїх графіків навантаження, що є вкрай важливо для забезпечення ефективної взаємодії із системним оператором. Так, визначено, що навіть зі зміною тарифу до рівня $0,835$ від базового фактична спроможність споживача до зміни свого профілю споживання сягає лише рівня 83% від базового.

8. Сформована ринкова модель агрегування РЕР у ЛЕС, що ґрунтується на апараті теорії ігор і правилах роботи ринку електричної енергії України і враховує усі можливі режими функціонування РЕР у ЛЕС.

9. Запропонована теоретико-ігрова модель агрегування РЕР у ЛЕС дала змогу сформулювати два стратегічних напрями керування РЕР у ЛЕС під час їх агрегування. Перший напрям дає змогу агрегатору неявно стимулювати РЕР до максимізації генерування електричної енергії від джерел РГ та систем накопичення електроенергії, а другий створює більш жорсткі умови, котрі

стимулюватимуть РЕР максимально дотримуватися законтракованих профілів генерування.

10. Сформована комплексна задача оптимізації для моделей локальних систем із РЕР та моделей централізованих електроенергетичних систем у межах теорії ігор і процедура оптимізації теоретико-ігрової моделі у межах формалізованої гри на основі використання механізмів динамічної тарифікації у межах програм керування попитом дає змогу знайти раціональне рішення серед інших рішень поставленої ігрової задачі знаходженням рівноважних за Нешем стратегій гравців.

11. Запропоновано архітектуру системи Smart-моніторингу ЛЕС із РЕР, котра враховує усі типи джерел РГ, СНЕ та особливості їх функціонування. Ця архітектура забезпечує обмін інформаційними потоками у режимі реального часу, що дає змогу керувати енергопотоками, забезпечуючи оптимальне функціонування системи моніторингу на всіх ієрархічних рівнях, а відтак і оптимальну роботу ЛЕС. Щоб забезпечити можливості дотримуватись визначених стратегій оптимальної взаємодії різнотипних РЕР, сформовано вимоги до процедур моніторингу та керування у ЛЕС із РЕР.

12. За результатами дослідження розроблено модель взаємодії РЕР трьох типів: «Некеровані генерувальні установки РГ», «Керовані генерувальні установки РГ» та «Системи накопичення електричної енергії» з агрегатором/оператором ЛЕС. Визначено оптимальні стратегії агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС на основі визначення рівноваги за Нешем для кожного типу РЕР під час взаємодії з агрегатором. Числові розрахунки ілюструють результат роботи запропонованого механізму на прикладі реалізації оптимальних стратегій взаємодії агрегатора та гравців типу «Системи накопичення електричної енергії».

13. Розроблена методика підвищення енергетичної ефективності ЛЕС з активними споживачами дає змогу на основі оцінювання технічних та економічних параметрів режимів роботи активних споживачів формувати

коригувальні дії щодо режимів їх роботи та визначати потенціал до підвищення ефективності їх функціонування, а відтак і до функціонування ЛЕС. Цю методику було впроваджено в МПП «АНІГЕР» під час розробки архітектури систем моніторингу енергетичних систем із ДРГ. Вона дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи ЛЕС в умовах російської агресії.

14. Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних РЕР у ЛЕС впроваджено у НКРЕКП, оскільки створює підґрунтя до впровадження ЛЕР, що сприятиме підвищенню ефективності функціонування ОЕС України через підвищення автономності роботи ЕМ із РЕР, це особливо важливо для функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

15. Вдосконалені теоретико-ігрові моделі взаємодії РЕР із централізованими електроенергетичними системами дають змогу підвищити ефективність їхньої взаємодії завдяки можливості відображення різносторонньої взаємодії (на технічному та економічному/ринковому рівнях), що позитивно вплине на режими роботи зазначених систем. Модель цінового арбітражу для систем із ВДЕ та СНЕ енергії було впроваджено у ТОВ «Приморська енергетична компанія». Отримані розрахункові дані, які ґрунтуються на діапазоні цін ринку «на добу наперед» по періодах, дали змогу визначити потенційний щомісячний дохід на рівні 651,790 тис. грн та річний дохід на рівні 7189 тис. грн у разі впровадження відповідної СНЕ. Отримані результати стали базою техніко-економічного обґрунтування впровадження СНЕ для реалізації цінового арбітражу, яке ґрунтується на аналізі цін ринку «на добу наперед» по періодах доби.

16. З урахуванням отриманих результатів, запропонована модель може бути впроваджена у межах реалізації плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року під час побудови Microgrid-систем для підвищення надійності ЕМ та якості електропостачання,

за умови, що всі джерела РГ і власники СНЕ зможуть продавати згенеровану електричну енергію лише через оператора/агрегатора Microgrid.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Denysiuk, S., Derevianko, D., Bielokha, H. (2023). Synthesis of Models of the Complex Electric Power Systems. In: Kyrylenko, O., Denysiuk, S., Derevianko, D., Blinov, I., Zaitsev, I., Zaporozhets, A. (eds) Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol 220. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_6
2. Derevianko D., Zaichenko S. Game-Theoretic Models of Dynamic Pricing in Microgrids with Distributed Generation Sources. In: O. Kyrylenko et al. (eds.), Power Systems Research and Operation, Studies in Systems, Decision and Control 512, https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_10
3. Denysiuk, S., Zaichenko, S., Opryshko, V., & Derevianko, D. (2021). Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. EUREKA: Physics and Engineering, (2), 19-31. <https://doi.org/10.21303/2461-4262.2021.001689>
4. Блінов, І., Трач, І., Парус, Є., Дерев'яно, Д. і Хоменко, В. 2022. Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії. Технічна електродинаміка. 2022, 2 (Бер 2022), 060. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>.
5. Денисюк, С., Дерев'яно, Д. і Белоха, Г. 2022. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. Технічна електродинаміка. 2022, 4 (Лип 2022), 048. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>.
6. Денисюк, С., Белоха, Г. і Дерев'яно, Д. (2023) Оптимізація витрат первинного палива на локальних ринках електроенергії в системах з дизель-генераторами. Технічна електродинаміка. № 1 (Січень, 2023), 056. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.056>.
7. Дерев'яно, Д. і Швірські К. 2024. Побудова моделей оптимальної взаємодії джерел розосередженої генерації та систем акумулювання енергії у

межах Microgrid систем. Технічна електродинаміка. 1 (Січ 2024), 053.
DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2024.01.053>.

8. Дерев'янку Д.Г., Горенко Д.С. Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2016. С.61-69, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2016.85898>.

9. Дерев'янку Д.Г. Особливості режимів функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів / Д. Г. Дерев'янку, О. С. Ярмолук, О. А. Беспалий // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2018. – № 2. – С. 61–67. DOI: 10.30929/2072-2052.2018.2.42.61-67

10. Дерев'янку Д.Г., Панасенко В.С., Масло О.С., Загорський О.М. Оцінювання надійності у локальних системах з установками відновлюваної енергетики. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2019. С.37-45, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2019.196379>.

11. Денисюк С.П., Дерев'янку Д.Г., Горенко Д.С. Особливості оцінювання режимів функціонування локальних систем з джерелами розосередженої генерації та накопичувачами. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №1, 2020. С.7-20, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2020.217558>.

12. Зайченко С.В., Куліш Р.Д., Дерев'янку Д.Г., Жукова Н.І. Обґрунтування діагностичних параметрів автономних джерел електричної енергії на базі двигуна внутрішнього згорання при розробці системи технічного діагностування. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2020. С.29-34, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2020.228607>.

13. Дерев'янку Д.Г., Данілін О.В., Гілевич К.М.. Особливості блискавкозахисту наземних сонячних електростанцій в Україні. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №4, 2020. С.59-63, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2020.233596>.

14. Дерев'янку Д.Г., Колодяжна А.О., Ницун Ю.Г. Особливості визначення економічних показників доцільності впровадження заходів з підвищення енергетичної ефективності. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №2, 2021. С.87-94, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2021.247412>

15. Дерев'янку Д.Г., Беспала Н.Г., Богойко І.І., Колодяжна А.О. Перспективи застосування відновлювальних джерел енергії для теплопостачання громадських і житлових будівель в Україні. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №2, 2022. С.41-47, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2022.261369>

16. Денисюк С.П., Дерев'янку Д.Г., Белоха Г.С., Зайченко С.В. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії. // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №3, 2022. С.7-12, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270225>

17. Дерев'янку Д.Г., Воробель В.В. Підвищення ефективності функціонування Microgrid систем з накопичувачами // Енергетика: економіка, технологія, екологія. №4, 2023. С.22-28, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290885>.

18. Дерев'янку Д.Г., Перегуда О.В. Особливості побудови систем Smart-моніторингу Microgrid систем// Енергетика: економіка, технологія, екологія. №1, 2024. С.57-64, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.298816>

19. Белоха Г.С., Стржелецьки Р.Х., Дерев'янку Д.Г., Радиш І.П. Аналіз та оптимізація процесів заряду електромобілей в транзактивних енергетичних системах// Енергетика: економіка, технологія, екологія. №2, 2024. С.59-66, <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2024.303076>

20. S. Denysiuk and D. Derevianko, "A novel method of complex reliability assessment in microgrids with distributed generation," 2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 2017, pp. 212-215, doi: 10.1109/MEES.2017.8248892.

21. S. Denysiuk, D. Derevianko and D. Horenko, "Reliability analyses in local power systems with DG sources based on the exchange processes assessment," 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 232-235, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250103.

22. S. Denysiuk and D. Derevianko, "Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 211-214, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160212.

23. D. Derevianko and K. Hilevych, "Reliability assessment in local power systems with renewables," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 243-246, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160277.

24. S. Zaichenko, S. Shevchuk, R. Kulish, S. Denysiuk, D. Derevianko and V. Opryshko, "Identification of the least reliable elements of autonomous power plant based on internal combustion and diesel engines by the method of the lowest residual entropy," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 549-552, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570078.

25. S. Denysiuk and D. Derevianko, "The Cost Based DSM Methods in Microgrids with DG Sources," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 544-548, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570096.

26. S. Denysiuk, H. Bielokha, D. Derevianko and B. Vadym, "Design and modeling PV converter with hysteresis control," 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 165-168, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969345.

27. S. Denysiuk, D. Derevianko, H. Bielokha and S. Zaichenko, "Cost-effective Reliability Improvement Methods in Power Systems with Renewables,"

2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2022, pp. 372-377, doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969244.

28. S. Denysiuk, D. Derevianko and H. Bielokha, "Dynamic Pricing in Transactive Energy System with Solar, Wind-generators and Diesel Generator," 2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2023, pp. 1-4. 10.1109/KhPIWeek61412.2023.10313000.

29. D. Derevianko, O. Arlamov, H. Bielokha and K. Liakhova, "Solar PV Systems Installed on Solar Blinds and Shutters to cover the DHW needs in the Mediterranean Countries," 2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2023, pp. 1-4, doi: 10.1109/KhPIWeek61412.2023.10311578.

30. <https://www.iea.org/energy-system/renewables>

31. IEA Electricity Information 2022 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>

32. IEA Sustainable Development Goal 7 <https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2022>

33. IEA, Renewable power generation by technology in the Net Zero Scenario, 2010-2030, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-power-generation-by-technology-in-the-net-zero-scenario-2010-2030>, IEA. Licence: CC BY 4.0

34. IEA, Total renewable electricity capacity additions, 2001-2027, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-renewable-electricity-capacity-additions-2001-2027>, IEA. Licence: CC BY 4.0

35. Зінченко А. Стимулювання розподіленої генерації в 4му Енергетичному пакеті ЄС. Видано фондом ім. Гайнріха Бьоля, Бюро Київ. Україна. Вересень 2020.

36. Ming Ding; Yingyuan Zhang; Meiqin Mao, "Key technologies for microgrids-a review," International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09., pp.1,5, 6-7 April 2009 , Nanjing China.

37. M. Nakhamkin, "Novel Compressed Air Energy Storage Concepts," in Electricity Storage Association Meeting 2006: Energy Storage in Action Knoxville, Tenn.: Energy Storage Association, 2006
38. W. Lachs, D. Sutanto, Uncertainty in electricity supply controlled by energy storage, Proceedings of International Conference on Energy Management and Power Delivery, EPDM'95, 1, November 21–23, 1995, pp. 302–307.
39. S.A. Lone, Mufti. M.D., Integrating redox flow battery system with a wind- diesel power system, in: Proceedings of the International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES'06, December 12–15, 2006, pp. 1–6.
40. J. Zeng, B. Zhang, C. Mao, Y. Wang, Use of battery energy storage system to improve the power quality and stability of wind farms, in: International Conference on Power System Technology, PowerCon 2006, October 1–6, 2006.
41. D. Sutanto, Energy storage system to improve power quality and system reliability, in: Student Conference on Research and Development, SCOReD 2002, 2002, pp. 8–11.
42. M.-T. Tsai, C.-E. Lin, W.-I. Tsai, C.-L. Huang, Design and implementation of a demand-side multifunction battery energy storage system, IEEE Transactions on Industrial Electronics 42 (6) (1995) 642–652.
43. Cheung KYC, Cheung STH, Silva N, et al. Large-scale energy storage systems, Imperial College London, ISE22002/2003, Available online: http://www.homes.doc.ic.ac.uk/~matti/ise2grp/energys-torage_report/ [2007-03-20].
44. Joseph Stekli, Linqun Bai, Umit Cali, Ugur Halden, Marthe Fogstad Dyngre, Distributed energy resource participation in electricity markets: A review of approaches, modeling, and enabling information and communication technologies, Energy Strategy Reviews, Volume 43, 2022, 100940, ISSN 2211-467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100940>.
45. Концепція впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року

46. Денисюк С.П. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій [Текст] // С.П. Денисюк, Д.С. Горенко / Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №2. – С. 25 – 33

47. Кириленко О.В., Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко // Техн. електродинаміка. – 2011. – №1. – С.46–53.

48. Праховник А.В. Стан та перспективи інтеграції децентралізованої генерації в єдину систему енергопостачання / А.В. Праховник, О.В. Кулик // Праці ІЕД НАНУ спец. Випуск – 2006. – с. 39 – 42.

49. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту, №3. 2014. – с.75-79.

50. U.S. Department of Energy, Federal Energy Regulatory Commission, Notice of Proposed Rulemaking, 157 FERC 61,121, 2016. [https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/RM16-23-000\\$ \\$AD16-20-000.pdf](https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/RM16-23-000$ $AD16-20-000.pdf).

51. N. Mahmoudi, E. Heydarian-Forushani, M. Shafie-khah, T.K. Saha, M. Golshan, P. Siano, A bottom-up approach for demand response aggregators' participation in electricity markets, Elec. Power Syst. Res. 143 (2017) 121–129, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.038>.

52. A.M. Carreiro, H.M. Jorge, C.H. Antunes, Energy management systems aggregators: a literature survey, Renew. Sustain. Energy Rev. 73 (2017) 1160–1172, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.179>.

53. NIST, Transactive energy: an overview. <https://www.nist.gov/engineering-laboratory/smart-grid/hot-topics/transactive-energy-overview>.

54. P.D. Martini, L. Kristov, Distribution Systems in A High Distributed Energy Resources Future: Planning, Market Design, Operation and Oversight, Tech.

Rep. LBNL-1003797, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, October 2015. <https://emp.lbl.gov/publications/distribution-systems-high-distributed>.

55. Закон України «Про ринок електричної енергії»

56. L. Kristov, Modernizing transmission-distribution interface coordination for a high-DER future, CAISO (2017). https://energy.gov/sites/prod/files/2017/04/f34/2_T-D%20Interface%20Panel%20-%20Lorenzo%20Kristov%2C%20CAISO.pdf.

57. M. Khorasany, Y. Mishra, G. Ledwich, Market framework for local energy trading: a review of potential designs and market clearing approaches, IET Gener., Transm. Distrib. 12 (22) (2018), <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5309>.

58. Sjoerd C. Doumen, Phuong Nguyen, Koen Kok, Challenges for large-scale Local Electricity Market implementation reviewed from the stakeholder perspective, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 165, 2022, 112569, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112569>.

59. International Renewable Energy Agency (IRENA). Regional trends of capacity and generation. 2021, URL: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Regional-Trends>. Accessed 24-11-2021.

60. Pinto T, Faia R, Ghazvini MAF, Soares J, Corchado JM, Vale Z. Decision support for small players negotiations under a transactive energy framework. IEEE Trans Power Syst 2019;34(5):4015–23.

61. Corinaldesi C, Schwabeneder D, Lettner G, Auer H. A rolling horizon approach for real-time trading and portfolio optimization of end-user flexibilities. Sustain Energy Grids Netw 2020;24:100392, URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467720303234>.

62. Daneshvar M, Mohammadi-Ivatloo B, Abapour M, Asadi S, Khanjani R. Distributionally robust chance-constrained transactive energy framework for coupled electrical and gas microgrids. IEEE Trans Ind Electron 2021;68(1):347–57.

63. Farrokhseresht M, Paterakis NG, Slootweg H, Gibescu M. Enabling market participation of distributed energy resources through a coupled market design. *IET Renew Power Gener* 2020;14(4):539–50.
64. Zhou Y, Wu J, Song G, Long C. Framework design and optimal bidding strategy for ancillary service provision from a peer-to-peer energy trading community. *Appl Energy* 2020;278.
65. Morstyn T, Savelli I, Hepburn C. Multiscale design for system-wide peer-to-peer energy trading. *One Earth* 2021;4(5):629–38.
66. Lampropoulos I, Alskaf T, Blom J, van Sark W. A framework for the provision of flexibility services at the transmission and distribution levels through aggregator companies. *Sustain Energy Grids Netw* 2019;17:100187, URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467718300432>.
67. Crespo-Vazquez JL, Sanchez de la Nieta AA, Gibescu M. A decision-making framework encouraging local energy exchanges among smart buildings. In: 2019 international conference on smart energy systems and technologies (SEST). 2019, p. 1–6.
68. de Heer H, van der Laan M, Sáez Armenteros A. USEF: The framework explained. Technical report, Arnhem, the Netherlands: USEF Foundation; 2021, URL: <https://www.usef.energy/news-events/publications/>
69. Kok K, Subramanian A. Fast locational marginal pricing for congestion management in a distribution network with multiple aggregators. In: 25th international conference on electricity distribution (CIRED). 2019, p. 1–5.
70. A. Cagnano, E. De Tuglie, P. Mancarella, Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation, *Applied Energy*, Volume 258, 2020, 114039, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>.
71. G. Steeger, L.A. Barroso, S. Rebennack, Optimal bidding strategies for hydro-electric producers: a literature survey, *IEEE Trans. Power Syst.* 29 (4) (2014) 1758–1766, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2296400>

72. M. Lotfi, P.S. Jo~ao Catal~ao, M.S. Javadi, A.E. Nezhad, M. Shafie-khah, Demand response program implementation for day-ahead power system operation, in: 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019, pp. 1–6, <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810850>.

73. U.S. Department of Energy, Federal Energy Regulatory Commission, Order No. 2222, 172 FERC 61, 247. 18 CFR Part 35. Docket No. RM18-9-000. [https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1\\$_\\$0.pdf](https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1$_$0.pdf).

74. E. Mashhour, S.M. Moghaddas-Tafreshi, Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—Part I: problem formulation, IEEE Trans. Power Syst. 26 (2) (2011) 949–956, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2070884>

75. N. Mahmoudi, T.K. Saha, M. Eghbal, Modelling demand response aggregator behavior in wind power offering strategies, Appl. Energy 133 (2014) 347–355, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.108>.

76. F. Martín-Martínez, A. S´anchez-Miralles, M. Rivier, Prosumers’ optimal DER investments and DR usage for thermal and electrical loads in isolated microgrids, Elec. Power Syst. Res. 140 (2016) 473–484, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.05.028>

77. F. Elghitani, W. Zhuang, Aggregating a large number of residential appliances for demand response applications, IEEE Trans. Smart Grid 9 (5) (2018) 5092–5100, <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2679702>.

78. P. Baran, On Distributed Communications: Introduction to Distributed Communications Networks [Online], RAND Corp., Santa Monica, CA, USA, 1964. RM-3420-PR, https://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research_memoranda/2006/RM3420.pdf.

79. L.G. Roberts, B.D. Wessler, Computer network development to achieve resource sharing, in: Proceedings of the Spring Joint Computer Conference, 1970, Jan, pp. 543–549, <https://doi.org/10.1145/1476936.1477020>

80. J. Day, H. Zimmermann, The OSI reference model, Proceedings of the IEEE 71 (12) (1983) 1334–1340, <https://doi.org/10.1109/PROC.1983.12775>.
81. OpenADR Alliance, OpenADR 2.0 Profile Specification B Profile, 2012 0912–1, Online, 2015, https://cimug.ucaiug.org/Projects/CIM-OpenADR/Shared Documents/Source Documents/OpenADR Alliance/OpenADR_2_0b_Profile_Specification_v1.0.pdf.
82. E. Koch, M. Piette, Architecture Concepts and Technical Issues for an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure, Tech. Rep. LBNL-63664, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 2007, Oct. <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.590.822.Zrep=rep1.Ztype=pdf>.
83. G. Steeger, L.A. Barroso, S. Rebennack, Optimal bidding strategies for hydroelectric producers: a literature survey, IEEE Trans. Power Syst. 29 (4) (2014) 1758–1766, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2296400>.
84. U. Cali, A. Fifield, Towards the decentralized revolution in energy systems using blockchain technology, Int. J. Smart Grid Clean Energy 8 (3) (2019) 245–256, <https://doi.org/10.12720/sgce.8.3.245-256>.
85. A. Deshpande, K. Stewart, L. Lepetit, S. Gunashekar, Distributed ledger technologies/blockchain: challenges, opportunities and the prospects for standards [Online], in: British Standards Institute, 2017, https://www.bsigroup.com/LocalFiles/zh-tw/InfoSec-newsletter/No201706/download/BSI_Blockchain_DLT_.
86. WeT. Aura, P. Nikander, J. Leiwo, DOS-resistant Authentication with Client Puzzles, in: B. Christianson, J.A. Malcolm, B. Crispo, M. Roebpdf (Eds.), Security Protocols, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2001, pp. 170–177.

87. A. de Vries, Bitcoin's energy consumption is underestimated: a market dynamics approach,, *Energy Res. Soc. Sci.* 101721 (2020), <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101721>.
88. U. Cali, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, J. Kempf, L. Bai, *Digitalization of Power Markets and Systems Using Energy Informatics*, 2021.
89. Y. Wen, F. Lu, Y. Liu, X. Huang, Attacks and countermeasures on blockchains: a survey from layering perspective,, *Comput. Network.* 191 (January) (2021), <https://doi.org/10.1016/j.comnet.2021.107978>, 0.1007/978-3-030-83301-5.
90. S. De Angelis, L. Aniello, R. Baldoni, F. Lombardi, A. Margheri, V. Sassone, PBFT vs proof-of-authority: applying the CAP theorem to permissioned blockchain, in: *CEUR Workshop Proceedings*, vol. 2058, 2018, pp. 1–11.
91. C. I. Dick, A. Praktiknjo, *Blockchain Technology and Electricity Wholesale Markets: Expert Insights on Potentials and Challenges for OTC*.
92. Trading in Europe, Online, in: *A Handbook for Energy Market Basic*. 10.3390/ens1205083, Staff Report (2020, vol. 2, FERC, Energy Primer, 2019. *Energies* 12 (5), https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/energy-primer-2020_Final.pdf.
93. European Commission, Quarterly report on European electricity markets, Online, in: *First Quarter of 2021*, European Commission, Directorate-General for Energy, Market Observatory for Energy, 2021, https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1.
94. Seth B. Darling, Fengqi You, Thomas Veselka and Alfonso Velosa, "Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics", *Energy & Environmental Science*, 2011.
95. Michael Jakob, "The fair cost of renewable energy", *Nature Climate Change*, 2012.

96. Zheng, Y.; Jenkins, B.M.; Kornbluth, K.; Kendall, A.; Træholt, C. Optimization of a biomass-integrated renewable energy microgrid with demand side management under uncertainty. *Appl. Energy* 2018, 230, 836–844.
97. Ahmad Khan, A.; Naeem, M.; Iqbal, M.; Qaisar, S.; Anpalagan, A. A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 58, 1664–1683.
98. Fathima, A.H.; Palanisamy, K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 45, 431–446.
99. Meng, L.; Sanseverino, E.R.; Luna, A.; Dragicevic, T.; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M. Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 60, 1263–1273.
100. Palizban, O.; Kauhaniemi, K.; Guerrero, J.M. Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014, 36, 428–439.
101. Gamarra, C.; Guerrero, J.M. Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 48, 413–424.
102. Rahman, H.A.; Majid, M.S.; Jordehi, A.R.; Kim, G.C.; Hassan, M.Y.; Fadhl, S.O. Operation and control strategies of integrated distributed energy resources: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 51, 1412–1420.
103. Vardakas, J.S.; Zorba, N.; Verikoukis, C.V. A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. *IEEE Commun. Surv. Tutor.* 2015, 17, 152–178.
104. Korolko, N.; Sahinoglu, Z. Robust Optimization of EV Charging Schedules in Unregulated Electricity Markets. *IEEE Trans. Smart Grid* 2017, 8, 149–157.
105. Li, B.; Roche, R.; Paire, D.; Miraoui, A. A price decision approach for multiple multi-energy-supply microgrids considering demand response. *Energy* 2019, 167, 117–135.

106. Dou, C.; Lv, M.; Zhao, T.; Ji, Y.; Li, H. Decentralised coordinated control of microgrid based on multi-agent system. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2015, 9, 2474–2484.
107. Katiraei, F.; Iravani, R.; Hatziargyriou, N.; Dimeas, A. Microgrids management. *IEEE Power Energy Mag.* 2008, 6, 54–65.
108. Theo, W.L.; Lim, J.S.; Ho, W.S.; Hashim, H.; Lee, C.T. Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 67, 531–573.
109. Marzband, M.; Ghadimi, M.; Sumper, A.; Domínguez-García, J.L. Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode. *Appl. Energy* 2014, 128, 164–174.
110. Shokri Gazafroudi, A.; Afshar, K.; Bigdeli, N. Assessing the operating reserves and costs with considering customer choice and wind power uncertainty in pool-based power market. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2015, 67, 202–215.
111. Lidula, N.W.A.; Rajapakse, A.D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2011, 15, 186–202.
112. Pandit, M.; Srivastava, L.; Sharma, M. Environmental economic dispatch in multi-area power system employing improved differential evolution with fuzzy selection. *Appl. Soft Comput.* 2015, 28, 498–510.
113. Garcia-Gonzalez, J.; Muela, R.M.R.; dl Santos, L.M.; Gonzalez, A.M. Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market. *IEEE Trans. Power Syst.* 2008, 23, 460–468.
114. Wang, D.; Qiu, J.; Reedman, L.; Meng, K.; Lai, L.L. Two-stage energy management for networked microgrids with high renewable penetration. *Appl. Energy* 2018, 226, 39–48.

115. Ramin, D.; Spinelli, S.; Brusaferrri, A. Demand-side management via optimal production scheduling in power-intensive industries: The case of metal casting process. *Appl. Energy* 2018, 225, 622–636.
116. Behrangrad, M. A review of demand side management business models in the electricity market. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 47, 270–283.
117. Shayeghi, H.; Sobhani, B. Integrated offering strategy for profit enhancement of distributed resources and demand response in microgrids considering system uncertainties. *Energy Convers. Manag.* 2014, 87, 765–777.
118. Shahryari, E.; Shayeghi, H.; Mohammadi-ivatloo, B.; Moradzadeh, M. An improved incentive-based demand response program in day-ahead and intra-day electricity markets. *Energy* 2018, 155, 205–214.
119. Colson, C.M.; Nehrir, M.H. Comprehensive Real-Time Microgrid Power Management and Control with Distributed Agents. *IEEE Trans. Smart Grid* 2013, 4, 617–627.
120. Alharbi, W.; Raahemifar, K. Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties. *Electr. Power Syst. Res.* 2015, 128, 1–10.
121. Zhao, B.; Xue, M.; Zhang, X.; Wang, C.; Zhao, J. An MAS based energy management system for a stand-alone microgrid at high altitude. *Appl. Energy* 2015, 143, 251–261.
122. Talari, S.; Yazdaninejad, M.; Haghifam, M.R. Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2015, 9, 1498–1509.
123. 44. Pourmousavi, S.A.; Nehrir, M.H.; Sharma, R.K. Multi-Timescale Power Management for Islanded Microgrids Including Storage and Demand Response. *IEEE Trans. Smart Grid* 2015, 6, 1185–1195.

124. 45. Rosenthal, R.E. GAMS—A User's Guide; ALS-NSCORT: West Lafayette, IN, USA, 2004.

125. James T. Reilly, From microgrids to aggregators of distributed energy resources. The microgrid controller and distributed energy management systems, The Electricity Journal, Volume 32, Issue 5, 2019, Pages 30-34, ISSN 1040-6190, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.007>.

126. Imbault F., Swiatek M., Plana R. The green blockchain: Managing decentralized energy production and consumption // 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 6 June 2017.

127. F. Jamil, N. Iqbal, Imran, S. Ahmad and D. Kim, "Peer-to-Peer Energy Trading Mechanism Based on Blockchain and Machine Learning for Sustainable Electrical Power Supply in Smart Grid," in IEEE Access, vol. 9, pp. 39193-39217, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3060457

128. 114 P. Lombardi, M. Powalko and K. Rudion, "Optimal operation of a virtual power plant," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada, 2009, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2009.5275995.

129. Кодекс системи передачі (ЗАТВЕРДЖЕНО Постанова НКРЕКП від. 14.03.2018 № 309) <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>

130. Про затвердження Методики визначення доступної пропускної спроможності міждержавних електричних мереж об'єднаної енергетичної системи України (ОЕС України). <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1546-14#Text>

131. Khan, Ahsan Raza; Mahmood, Anzar; Safdar, Awais; Khan, Zafar A.; Khan, Naveed Ahmed . (2016). Load forecasting, dynamic pricing and DSM in smart grid: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 54(), 1311–1322. doi:10.1016/j.rser.2015.10.117

132. Mehta VK, Rohit. Principles of power system. S. Chand; 2005.

133. Chakraborty S, Ito T, T. S. Smart pricing scheme: a multi-layered scoring rule application. *Expert Syst Appl* 2014;3726–35.
134. Braithwait S, Hansen D, O’Sheasy M. Retail electricity pricing and rate design in evolving markets. Edison Electric Institute; 2007.
135. Jose AA, Pahwa A. Economic evaluation of small wind generation ownership under different electricity pricing scenarios. In: North American Power Symposium (NAPS); 2010.
136. Shao S, Zhang T, Pipattanasomporn M, Rahman S. Impact of TOU rates on distribution load shapes in a smart grid with PHEV penetration. In: Transmission and distribution conference and exposition. IEEE PES; 2010.
137. S. Shao M.P.T. Zhang S. Rahman. Impact of TOU rates on distribution load shapes in a smart grid with PHEV penetration. In: Transmission and distribution conference and exposition; 2010. p. 1–6.
138. Kim J-H, Shcherbakova A. Common failures of demand response. *Energy* 2011;36:873–80.
139. Kii M, Sakamoto K, Hangai Y, Doi K. The effects of critical peak pricing for electricity demand management on home-based trip generation. *IATSS Res* 2014;89–97.
140. Herter K. Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy* 2007;35:2121–30.
141. Park S, Jin Y, Song H, Yoon Y. Designing a critical peak pricing scheme for the profit maximization objective considering price responsiveness of customers. *Energy* 2015;83:521–31.
142. Mohsenian-Rad AH, Leon-Garcia A. Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments. *IEEE Trans Smart Grid* 2010:120–33.
143. Widergren S, Marinovici C, Berliner T, Graves A. Real-time pricing demand response in operations. In Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2012, 1–5.

144. Qian LP, Zhang YJA, H. J., Wu Y. Demand response management via real-time electricity price control in smart grids. *IEEE J Sel Areas Commun* 2013;31(7):1268–80.

145. Денисюк С.П. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк, Д.Г. Дерев'янку // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – 2013. – № 3(80). – С. 54–59.

146. Mohammad Hassan Nazari; Mehrdad Bagheri Sanjareh; Abolfazl Khodadadi; Maryam Torkashvand; Seyed Hossein Hosseinian;. (2021). An economy-oriented DG-based scheme for reliability improvement and loss reduction of active distribution network based on game-theoretic sharing strategy . *Sustainable Energy, Grids and Networks*, (), –. doi:10.1016/j.segan.2021.100514.

147. A.H. Etemadi, M. Fotuhi-Firuzabad, Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement, *IET Gener. Transm. Distrib.* 2 (5) (2008) 621, <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd:20070515>.

148. B. Sultana, M.W. Mustafa, U. Sultana, A.R. Bhatti, Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, Elsevier Ltd, 2016, pp. 297–310, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.011>.

149. A. Kavousi-Fard, T. Niknam, Optimal distribution feeder reconfiguration for reliability improvement considering uncertainty, *IEEE Trans. Power Deliv.* 29 (3) (2014) 1344–1353, <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2292951>.

150. A. Kavousi-Fard, M.-R. Akbari-Zadeh, Reliability enhancement using optimal distribution feeder reconfiguration, *Neurocomputing* 106 (2013) 1–11, <http://dx.doi.org/10.1016/j.neucom.2012.08.033>.

151. T. Niknam, A. Kavousi Fard, A. Baziar, Multi-objective stochastic distribution feeder reconfiguration problem considering hydrogen and thermal

energy production by fuel cell power plants, *Energy* 42 (1) (2012) 563–573, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.023>.

152. S. Bahramirad, W. Reder and A. Khodaei, "Reliability-Constrained Optimal Sizing of Energy Storage System in a Microgrid," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2056-2062, Dec. 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2217991.

153. Escalera, Alberto; Hayes, Barry; Prodanović, Milan . (2018). A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91(), 344–357. doi:10.1016/j.rser.2018.02.031

154. Grant Allan, Michelle Gilmartin, Peter McGregor and Kim Swales, "Levelised costs of wave and tidal energy in the UK: Cost competitiveness and the importance of "banded" Renewables Obligation Certificates", *Energy Policy*, 2011.

155. K. Branker, M.J.M Pathak and J.M. Pearce, "A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 2011.

156. T. Ashuri, M.B. Zaaijer, J.R.R.A. Martins, G.J.W. van Bussel and G.A.M. van Kuik, "Multidisciplinary design optimization of offshore wind turbines for minimum levelized cost of energy", *Renewable Energy*, Elsevier, 2014.

157. Stefano Mandelli, Claudio Brivio, Emanuela Colombo, Marco Merlo, "A sizing methodology based on levelized cost of supplied and lost energy for off-grid rural electrification systems", *Renewable Energy*, Elsevier, 2016.

158. Guzmán Díaz, Javier Gómez-Aleixandre and José Coto, "Dynamic evaluation of the levelized cost of wind power generation", *Energy Conversion and Management*, Elsevier, 2015.

159. Piyasak Poonpun, and Ward T. Jewell, "Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2008.

160. Behnam Zakeri and SannaSyri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 2015.

161. World Energy Resources, “E-storage: Shifting from cost to value wind and solar applications”, World Energy Council, 2016.

162. Aishwarya S. Mundada, Kunal K. Shah and J.M. Pearce, “Levelized cost of electricity for solar photovoltaic, battery and cogen hybrid systems” Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016.

163. Економічна теорія: макро- і мікроекономіка : Навч. посіб. / З. Г. Ватаманюк, С. М. Панчишин, С. К. Ревенчук, В. Г. Буняк, Н. І. Гнатюк, І. М. Грабинський, М. І. Крупка, Є. Й. Майовець, Р. В. Михайлишин; ред.: З. Г. Ватаманюк, С. М. Панчишин. - К. : Вид. дім "Альтернативи", 2001. - 606 с. - укр.

164. <https://smartgrid.ieee.org/newsletters/august-2019/grid-management-system-a-key-enabler-of-gridmodernization> Moein Lak, Anthony Johnson, Brenden Russell

165. <https://etap.com/product/automatic-generation-control-software>

166. А.А. Шиян. Теорія ігор: основи та застосування в економіці та менеджменті. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 164 с.

167. Mas-Collel A., Whinston M.D., Green J.R. Microeconomic Theory. – Oxford: Oxford University Press, 1995. – 977 p.

168. Gibbons R. Game Theory for Applied Economists. – Princeton: Princeton University Press, 1992. – 268 p.

169. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text>

170. Trivedi, R.; Patra, S.; Sidqi, Y.; Bowler, B.; Zimmermann, F.; Deconinck, G.; Papaemmanouil, A.; Khadem, S. Community-Based Microgrids: Literature Review and Pathways to Decarbonise the Local Electricity Network. Energies 2022, 15, 918. <https://doi.org/10.3390/en15030918>

171. Esposito G., Zaninelli D., Lazaroiu G. C., Golovanov N., Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks. 2007 9th

International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, Spain, 2007, pp. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424154>.

172. Trivedi R., Patra S., Sidqi Y., Bowler B., Zimmermann F., Deconinck G., Papaemmanouil A., Khadem S. Community-Based Microgrids: Literature Review and Pathways to Decarbonise the Local Electricity Network. *Energies*. 2022; 15(3):918. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15030918>

173. Benysek G. Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy. / Benysek G.– Springer. – 2008.

174. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity. *Journal of the Operational Research Society* (2017) 68, 1131–1145.

175. Kirpes, B., Mengelkamp, E., Schaal, G. & Weinhardt, C. (2019). Design of a microgrid local energy market on a blockchain-based information system. *Information Technology*, 61(2-3), 87-99. <https://doi.org/10.1515/itit-2019-0012>

176. S. Denysiuk and D. Derevianko, "The Cost Based DSM Methods in Microgrids with DG Sources," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 2021, pp. 544-548, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570096.

177. Chung, I.Y., Liu, W.X., Cartes, D.A., Collins, E.G., Moon, S.I. (2010). Control methods of inverter-interfaced distributed generators in a microgrid system. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 46(3): 1078-1088. <https://doi.org/10.1109/TIA.2010.2044970>

178. Villalón, A.; Rivera, M.; Salgueiro, Y.; Muñoz, J.; Dragičević, T.; Blaabjerg, F. Predictive Control for Microgrid Applications: A Review Study. *Energies* 2020, 13, 2454. <https://doi.org/10.3390/en13102454>

179. Elmouatamid, A.; Ouladsine, R.; Bakhouya, M.; El Kamoun, N.; Khaidar, M.; Zine-Dine, K. Review of Control and Energy Management Approaches in Micro-Grid Systems. *Energies* 2021, 14, 168. <https://doi.org/10.3390/en14010168>

180. Sahoo, S.K.; Sinha, A.K.; Kishore, N.K. Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC-DC Microgrid: A Review. *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.* 2018, 6, 738–759.

181. Kumar, J.; Agarwal, A.; Agarwal, V. A review on overall control of DC microgrids. *J. Energy Storage* 2019, 21, 113–138.

182. Cupelli, M.; Monti, A.; De Din, E.; Sulligoi, G. Case study of voltage control for MVDC microgrids with constant power loads—Comparison between centralized and decentralized control strategies. In *Proceedings of the 2016 18th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), Lemesos, Cyprus, 18–20 April 2016*; pp. 1–6.

183. Carpintero-Rentería, M., Santos-Martín, D., & Guerrero, J. M. (2019). Microgrids Literature Review through a Layers Structure. *Energies*, 12(22), 4381. doi:10.3390/en12224381

184. Про затвердження Методики розрахунку тарифу на послуги постачальника «останньої надії»: Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 05.10.2018 р. № 1178 : станом на 1 січ. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1178874-18#Text> (дата звернення: 10.06.2023).

185. ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ виклики та ініціативи. Центр Разумкова, 2020, Видавництво «Заповіт», 2020

186. ЗАКОН УКРАЇНИ Про альтернативні джерела енергії <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>

187. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року: Розпорядж. Каб. Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text>. (дата звернення 30.10.2023).

188. Борукаєв З.Х. Математичні та комп'ютерні моделі процесів вдосконалення механізмів функціонування і розвитку систем організаційного управління: автореф. дис. Математичні та комп'ютерні моделі процесів

вдосконалення механізмів функціонування і розвитку систем організаційного управління докт. техн. наук: 01.05.02. Київ, 2018. 40 с.

РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА З ДАХОВОЮ СЕС 5кВт

А.1. Дослідження енергетичного потенціалу сонячної енергії у місці встановлення фотоелектричних модулів

Найперше запитання, яке виникає під час вибору та комплектації устаткування на основі ВДЕ, є прогноз його роботи в обраній місцевості. Для техніко-економічного обґрунтування розроблення системи електропостачання приватного будинку з використанням мережевої сонячної фотоелектричної установки проведено дослідження енергетичного потенціалу сонячної енергії у місці встановлення фотоелектричних модулів (м. Львів).

Місто Львів розташоване в помірно-континентальному кліматі з теплим літом, м'якою зимою і достатньою кількістю опадів. Він функціонує під впливом різноманітних чинників. Головним із них є географічна широта, з якою пов'язана висота Сонця над горизонтом і величина сонячної радіації. Висота Сонця над горизонтом на території області у червні в полудень досягає 63–65°, у грудні – 16–18°, а в період рівнодення – 39,5–41,5°. Тривалість дня змінюється від 8 до 16,5 год. Неоднакові показники висоти Сонця над горизонтом та зміни хмарності протягом року впливають на зміну сонячної радіації. Клімат м. Львів зображено на рис. А.1

Показник	[Сховати] Клімат Львова												Рік
	Січ	Лют	Бер	Кві	Тра	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру	
Абсолютний максимум, °С	13,8	17,7	22,4	28,9	32,2	33,4	36,3	35,6	34,5	25,6	21,6	16,5	36,3
Середній максимум, °С	-0,1	1,3	6,3	13,6	19,4	22,0	23,9	23,5	18,3	12,9	6,0	0,9	12,3
Середня температура, °С	-3,1	-2,2	1,9	8,3	13,8	16,4	18,3	17,7	13,0	8,1	2,6	-1,8	7,8
Середній мінімум, °С	-6,1	-5,5	-1,7	3,6	8,4	11,3	13,2	12,5	8,4	4,1	-0,3	-4,6	3,6
Абсолютний мінімум, °С	-28,5	-29,5	-24,8	-12,1	-5	0,5	4,5	2,6	-3	-13,2	-17,6	-25,6	-29,5
Норма опадів, мм	40	44	45	52	89	89	96	77	67	52	49	48	748

Рис. А.1 – Клімат м. Львів

А.1.1 Методи оцінювання енергетичного потенціалу сонячної енергії

Щоб спроектувати фотоелектричну установку, треба знати наявне сонячне випромінювання на поверхні сонячної панелі. Сонячне випромінювання – це змінна функція, яка залежить від багатьох факторів: географічної широти та довготи місця розташування панелі, сезону, дня, години, хмарності, а також вмісту пилу, водяної пари та аерозолів в атмосфері. Очевидно, що не може бути одного або декількох математичних виразів, які дозволяли б обчислити сонячну радіацію, враховуючи усі ці фактори, зокрема ті, що мають випадковий характер – хмарність, вміст пилу, аерозолів тощо. Тому проектування сонячної установки та прогнозування її майбутньої продуктивності ґрунтується на систематичних вимірюваннях компонентів сонячного випромінювання. У більшості випадків здійснюють інструментальні вимірювання прямого та дифузного сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню протягом години, дня чи місяця, і таким чином формують статистичну інформацію.

На рис. А.1.1–А.1.2 наведено дані про енергетичний потенціал сонячної енергії у межах території України.

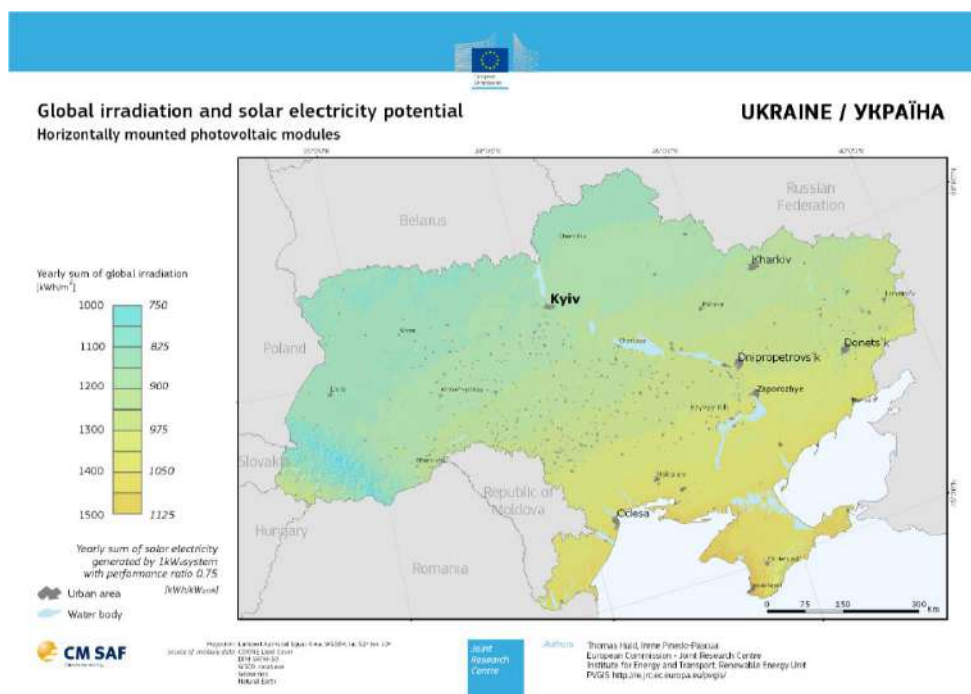


Рисунок А.1.1 – Карта сонячної інсоляції України (горизонтально встановлені фотоелектричні модулі) [1]

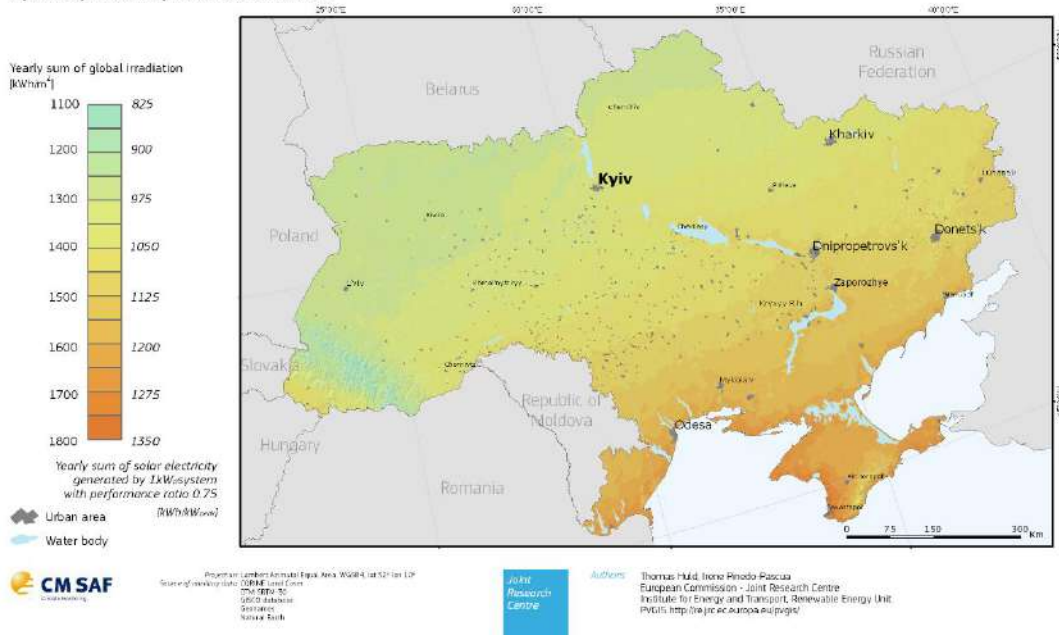


Рисунок А.1.2 – Карта сонячної інсоляції України
(оптимальний кут нахилу фотоелектричних модулів)

Як бачимо із рис. А.2.1–А.2.2, загальний річний обсяг сонячного випромінювання у межах території України становить: 750–1125 кВт·год/м² у випадку горизонтального розміщення PV-модуля, і значно вище, і рівні 825–1350 кВт·год/м² – за умов його оптимального кута нахилу.

А.1.2 Дослідження потенціалу сонячної енергії в м. Львів

Для дослідження енергетичного потенціалу сонячної енергії у м. Львів спочатку використаємо інструментарій інтернет-ресурсу PVGIS. На рис. А.3 наведено діаграму розподілу загальної інсоляції на горизонтальну поверхню протягом 2007–2016 років, що дають розуміння типового метеорологічного року у цій місцевості. Очевидно, що впродовж кожної доби спостерігаються закономірні коливання загальної інсоляції від нульового до максимального значення, при цьому максимальні значення суттєво змінюються впродовж року: від 250 Вт/м² взимку до 850 Вт/м² упродовж літніх місяців.

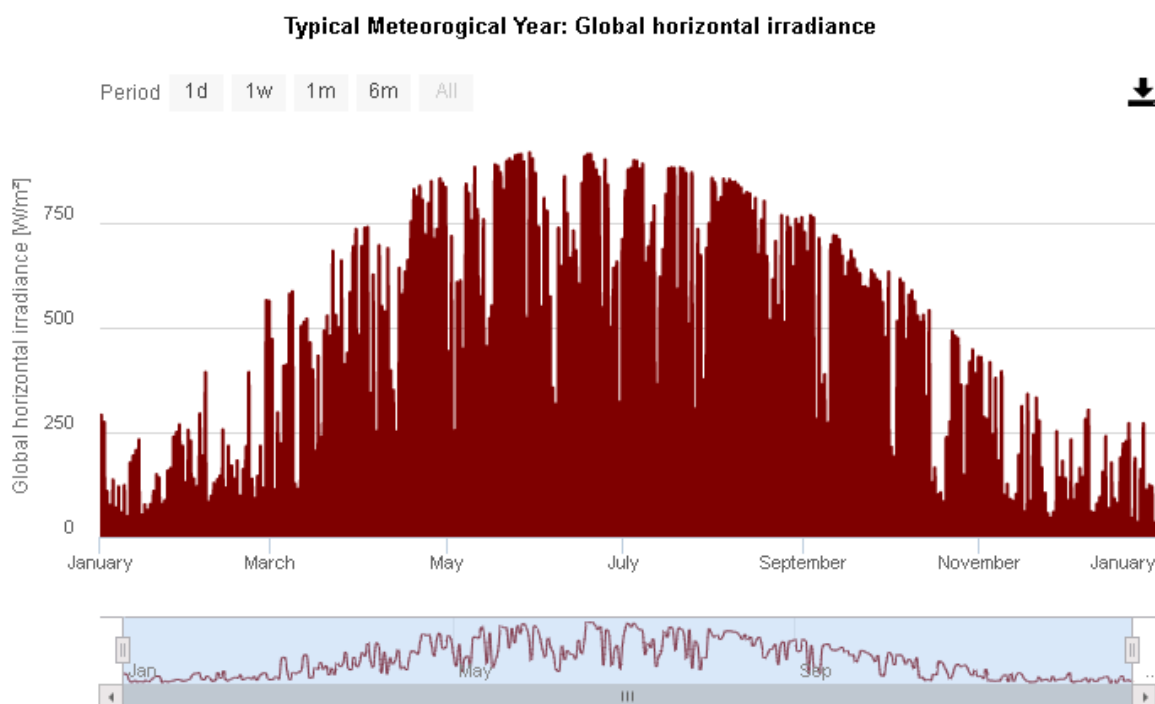
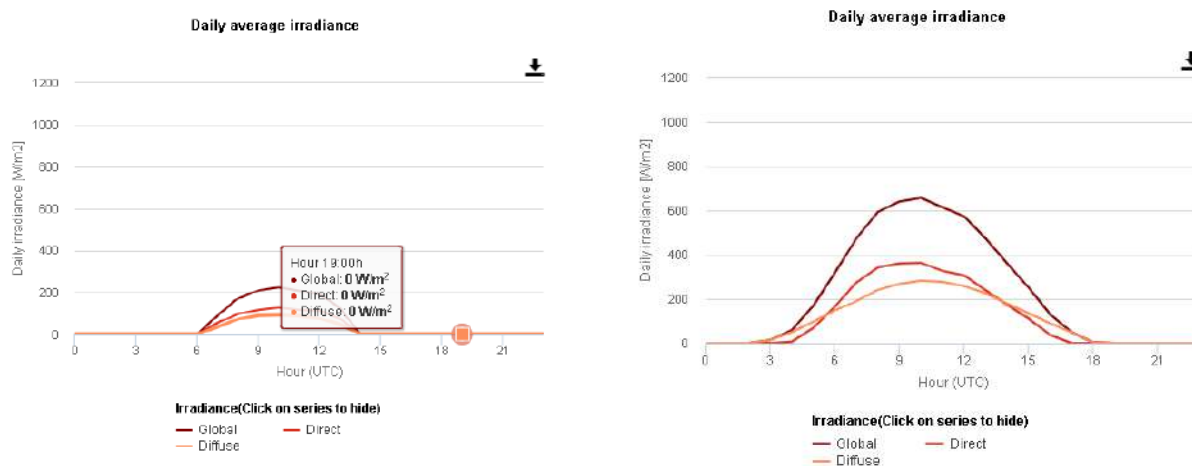


Рисунок А.1.3 – Загальна інсоляція на горизонтальну поверхню у м. Львів: типовий метеорологічний рік (побудовано засобами PVGIS)

Із цього графіка випливає, що достатньо буде взяти інсоляцію приблизно від 250–300 Вт. Більш детально дослідити погодинні коливання інсоляції у місці розташування сонячних панелей допомагають діаграми денного профілю. Зокрема, на рис. А.4 наведено типовий розподіл рівня інсоляції впродовж доби для грудня і червня. Як бачимо з наведених діаграм, у грудні, порівняно із червнем, суттєво зменшується не лише максимальне значення сонячного випромінювання, але і його тривалість протягом доби.



а) грудень

б) червень

Рисунок А.1.4 – Денний профіль інсоляції у м. Львів для різних місяців року (побудовано засобами PVGIS)

З огляду на зазначені коливання інсоляції, у техніко-економічних розрахунках для проектів дахових сонячних фотоелектричних установок переважно використовують дані місячного обсягу сонячного випромінювання. За допомогою інструментарію інтернет-ресурсу PVGIS було отримано значення оцінок місячного обсягу сонячного випромінювання у м. Львів впродовж 2016 року (рис. А.5). Аналогічні дані доступні, починаючи з 2005 року (рис. А.6), їх аналіз дозволяє зробити деякі висновки. Сезонні коливання сонячного випромінювання повторюються щороку, літній максимум коливається в межах 200–400 кВт·год/м², зимовий мінімум за 2005–2016 роки змінювався від 13 до 22 кВт·год/м².

Обчислимо середні значення оцінок місячного обсягу сонячного випромінювання у м. Тернопіль, використовуючи дані спостережень за 2005–2016 роки (База даних: PVGIS-SARA) та подамо результати за допомогою діаграми (рис. А.7). Чорним кольором на діаграмі виділено результуючий графік середніх значень інсоляції за період спостережень.

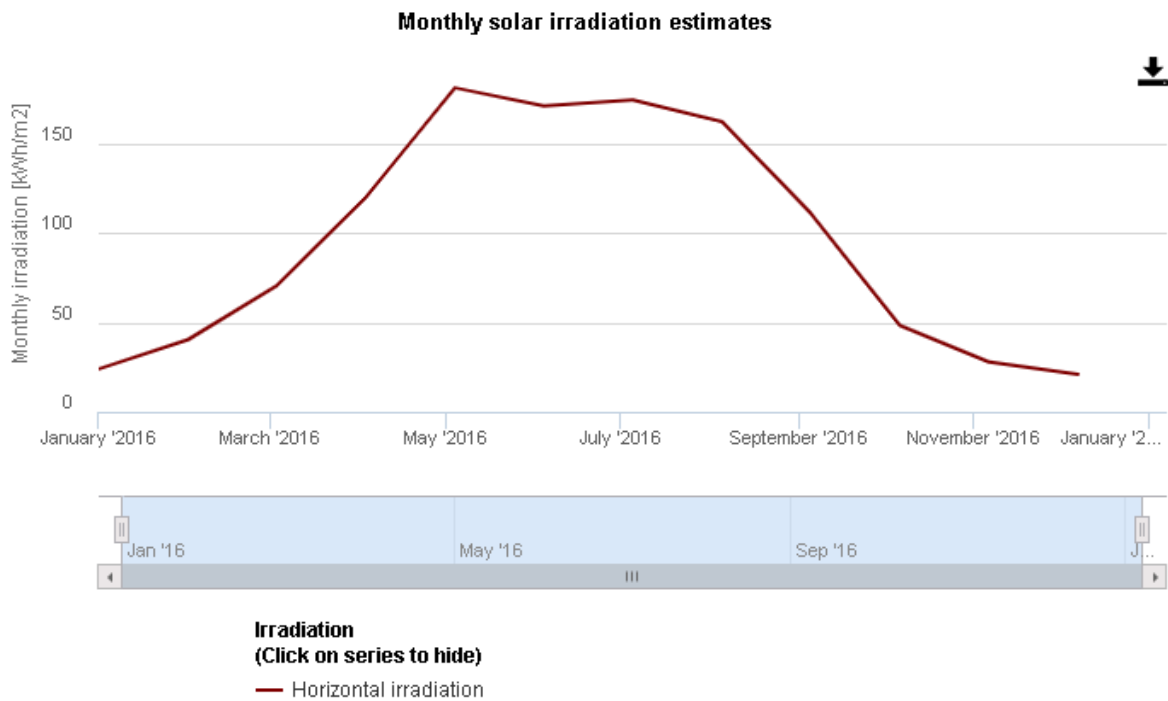


Рис. А.1.5 – Оцінки місячного обсягу сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню у м. Львів (дані за 2016 рік, побудовано засобами PVGIS)

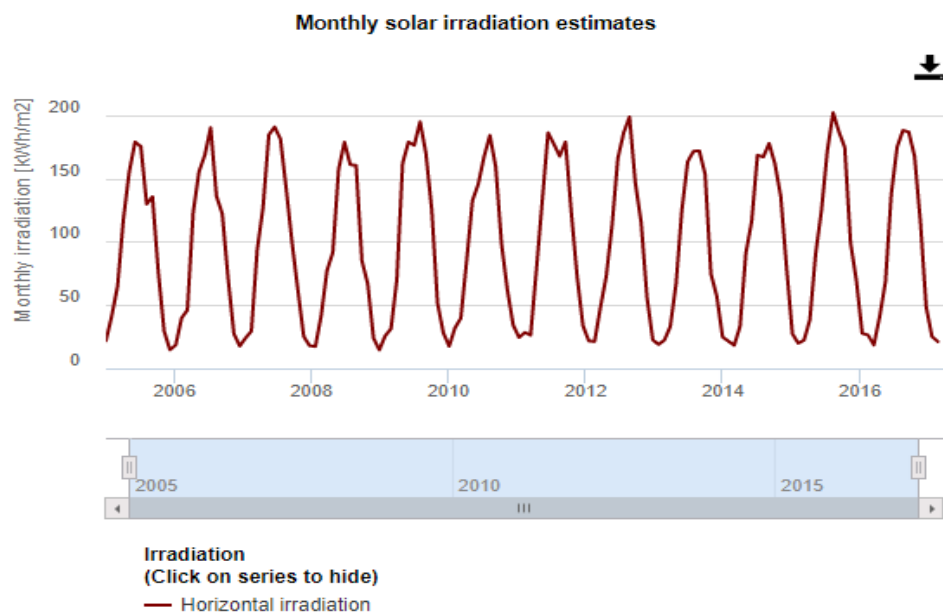


Рис. А.1.6 – Оцінки місячного обсягу сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню у м. Львів (дані за 2005–2016 роки, побудовано засобами PVGIS)

Також, за допомогою програми **PVsyst**, визначимо об'єм згенерованої енергії для заданих параметрів будинку, тобто з нахилом сонячних панелей під

відповідним кутом і розміщення будинку відповідно до заданих сторін світу (рис. А.1.7).

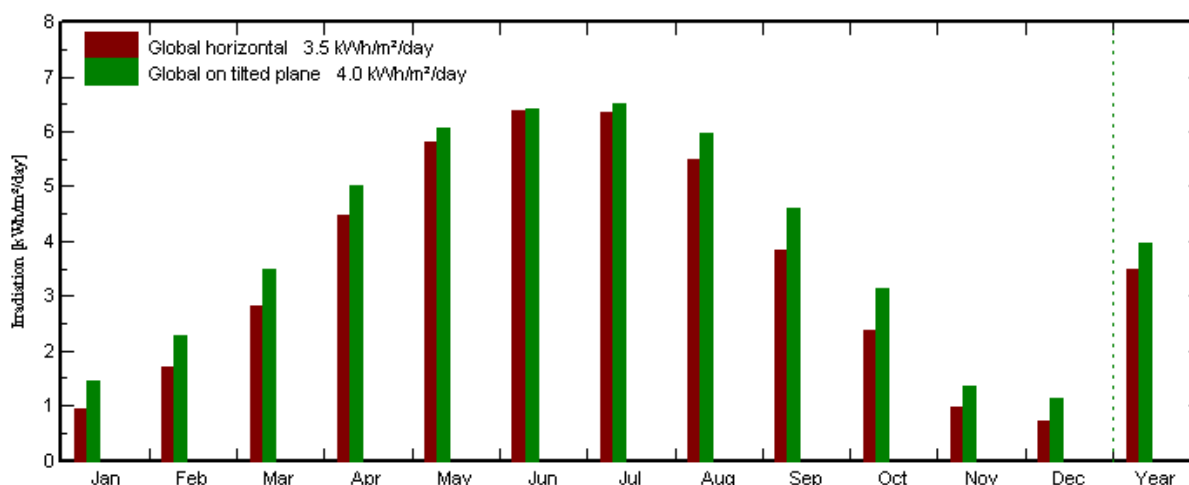


Рис. А.1.7 – Об’єм згенерованої енергії, поданий у вигляді графіка (побудовано за допомогою PVsyst)

	Horizontal global kWh/m²/day	Coll. plane kWh/m²/day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	0.95	1.44	6.20	192
Feb.	1.70	2.28	9.80	274
Mar.	2.81	3.49	15.03	466
Apr.	4.49	5.00	21.52	646
May	5.82	6.06	26.08	808
June	6.39	6.41	27.57	827
July	6.35	6.49	27.94	866
Aug.	5.47	5.96	25.65	795
Sep.	3.82	4.59	19.75	592
Oct.	2.36	3.15	13.54	420
Nov.	0.98	1.36	5.86	176
Dec.	0.72	1.13	4.88	151
Year	3.50	3.96	17.03	6215

Рис. А.1.8 – Об’єм згенерованої енергії, поданий у вигляді таблиці (побудовано за допомогою PVsyst)

А.1.3 Уточнення показників інсоляції із врахуванням параметрів встановлення фотоелектричних панелей

У попередньому пункті ми визначили енергетичний потенціал сонячного випромінювання у м. Львів та встановили усереднені місячні показники інсоляції горизонтальної поверхні. Разом з тим, на продуктивність фотоелектричної панелі (ФЕП) впливає низка факторів, пов’язаних із

параметрами її встановлення, а саме орієнтацією за сторонами світу, кутом нахилу, затіненням.

Найбільшу кількість енергії від ФЕП можна отримати, коли її поверхня перпендикулярна сонячним променям. Оскільки кут підйому Сонця змінюється протягом доби та залежить від пори року, для збільшення вироблення енергії ФЕП використовуються одно- та двокоординатні системи стеження за Сонцем. Ефект від них тим більш виражений, чим північніше розташовано ФЕП: для західної України цей показник міститься на рівні 20–30 %, а для центральної та східної України – 30–40 %. Якщо не використовувати системи стеження за Сонцем, то в межах території України для орієнтованої на південь ФЕП оптимальний для усього року кут нахилу до горизонту міститься в діапазоні 32°–34°.

У випадку використання найбільш дешевого способу монтажу ФЕП, безпосередньо на даху будинку, забезпечення оптимального азимуту та кута нахилу не завжди можливе. Як наслідок – річна інсоляція поверхні ФЕП буде значно нижчою за максимальну у цій місцевості. Цю закономірність добре ілюструє поджана на рис. А.1.9 діаграма, розроблена для помірних широт. Наприклад, за умов південно-західного спрямування ФЕП (азимут +45°) та кута нахилу 30°, річна інсоляція складе 95 % від максимального значення (світло-жовта зона діаграми), а для того ж азимуту, але з кутом нахилу 80°, річна інсоляція зменшиться до 80 % (червона зона діаграми). У разі північної орієнтації ФЕП вдень на її поверхню у вигляді розсіяного світла потрапляє не більше 50 % від загальної інсоляції.

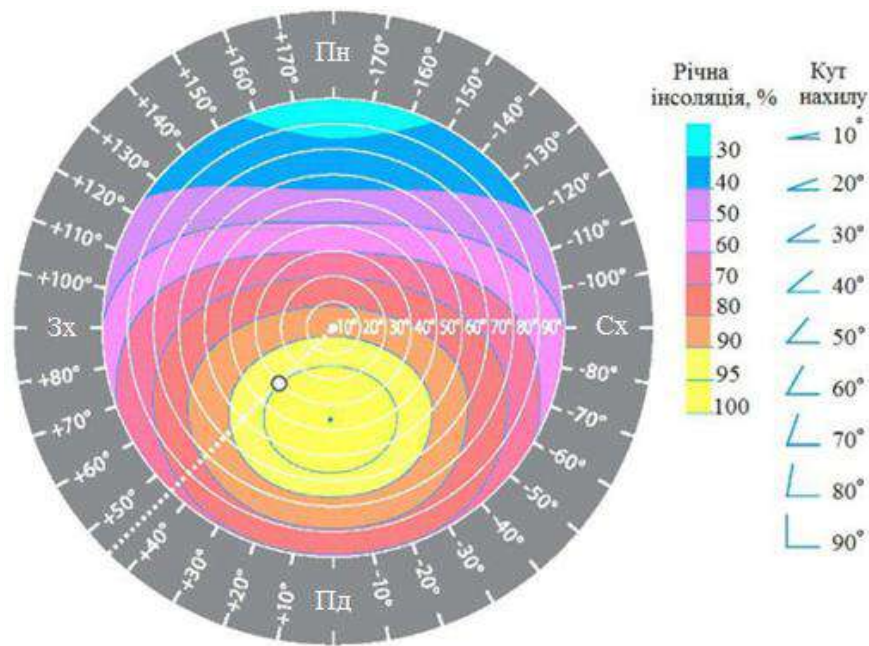


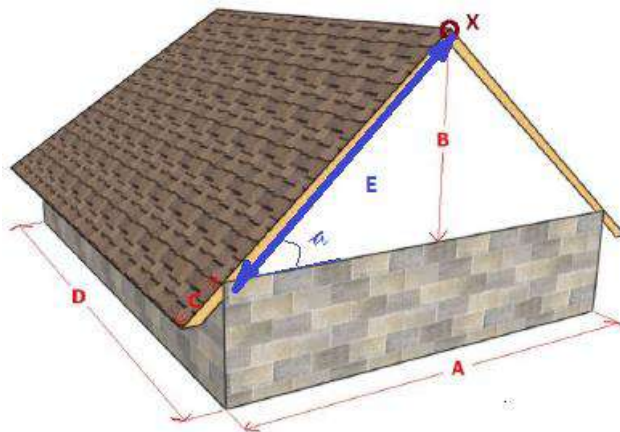
Рис. А.1.9 – Вплив азимута та кута нахилу ФЕП на відносні обсяги утилізації сонячної енергії (Джерело prel.prom.ua)

Оскільки у цьому розрахунку ФЕП монтується на похилий дах із заданими габаритами та орієнтацією за сторонами світу крайньої точки «Х» гребня даху (рис. А.1.10), ефективність роботи ФЕП залежатиме від кута нахилу та азимуту обох схилів даху.

Кут нахилу α обох схилів даху визначимо із прямокутного трикутника

за двома катетами B та $\frac{A}{2}$:

$$\alpha = \arctg \frac{2B}{A} = \arctg \frac{2 \cdot 2}{6} = 33,7^\circ.$$



$A=6$ м,

$B=2$ м,

$C=0,4$ м,

$D=8$ м,

Орієнтація т. Х –
північний схід

Рис. А.1.10 – Визначення кута нахилу одного зі схилів даху

Оскільки точка «X» гребня даху орієнтована на північ, то один зі схилів даху матиме північно-східне спрямування (азимут -90°), а інший – північно-західне (азимут $+90^\circ$). Враховуючи визначені параметри кута нахилу та азимута, можемо зробити висновок, що для розміщення ФЕП є сприятливою тільки південно-західна сторона будинку, а самі сонячні панелі треба відкоригувати до 30° відносно горизонту, піднявши нижню частину кожної з панелей на $3,7$ (рис. А.1.11).

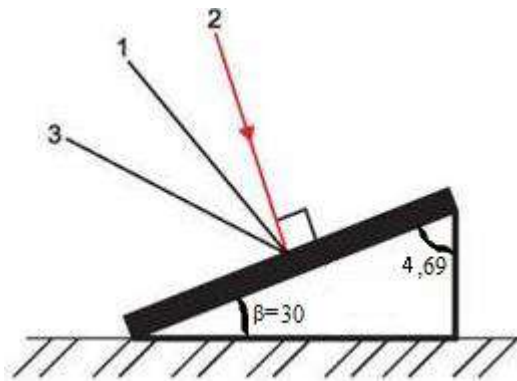


Рис. А.1.11 – Напрямки падіння сонячного випромінювання:
1 – у період рівнодення; 2 – влітку; 3 – взимку

Також для визначення площі однієї сторони даху знайдемо відрізок E за теоремою Піфагора:

$$a^2 + b^2 = e^2 = \sqrt{e},$$

$$3^2 + 2^2 = 13 = \sqrt{13} = 3,6.$$

Звідси площа однієї сторони даху

$$(E + C) \cdot D = (3,6 + 0,4) \cdot 8 = 32 \text{ м}^2.$$

Оскільки точка «X» гребня даху орієнтована на північний схід, то один зі схилів даху матиме південно-східне спрямування, а інший – північно-західне.

Враховуючи визначені параметри кута нахилу та азимута, можемо зробити висновок, що для розміщення ФЕП є сприятливою тільки південно-східна сторона будинку, а самі сонячні панелі необхідно відкоригувати до 30° відносно горизонту, піднявши нижню частину кожної з панелей на $3,7^\circ$.

А.2.1 Підбір сонячних фотоелектричних панелей та їх розміщення на даху житлового будинку

Сонячні панелі будемо вибирати, проаналізувавши їх переваги, недоліки та ККД. Характеристики та ККД панелей подано в табл. А.1.

Таблиця А.1 – Характеристики сонячних панелей

Характеристики/Тип и панелей	Тонкоплівочні	Монокристалічні	Полікристалічні
ККД, %	12	25	20
Вартість	Найдешевші	Найдорожчі	Середня вартість
Термін служби, років	<2	20	20
Вага	Найлегші	Найважчі	Середня вага
Потреба у площі для системи 10 кВт, м ²	85	70	183

Беручи до уваги наведені вище дані, зробимо вибір на користь монокристалічних панелей.

Оберемо сонячну панель типу **ALM-250 MONO BLACK**, її характеристики наведено в таблиці:

Тип модуля	Монокристал
Напруга, В	30,5
Потужність, Вт	250
Напруга за максимальної потужності, В	28,67
Струм за максимальної потужності, А	8,72
Напруга холостого ходу, В	34,71
Струм КЗ, А	9,2
Розміри (Ш/В/Д), мм	992/35/1495
Вага, кг	16

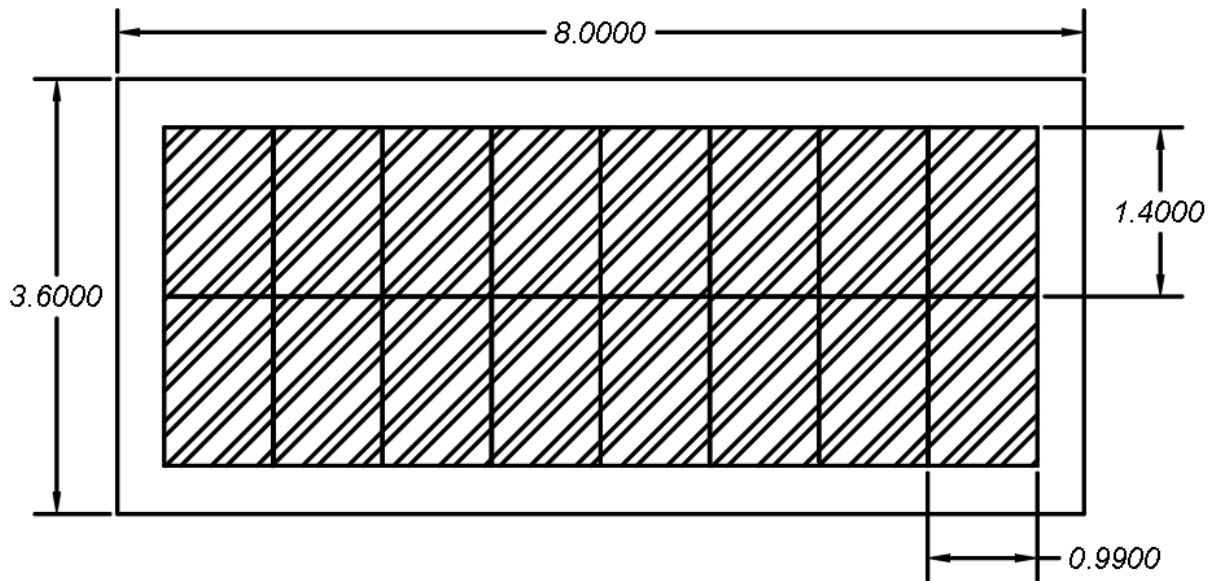


Рис. А.1.6 – Розміщення сонячних панелей на даху будівлі

Із рис. А.1.6 можемо побачити, що максимальна кількість модулів, які можна розмістити на ПН-СХ стороні, – 16 штук.

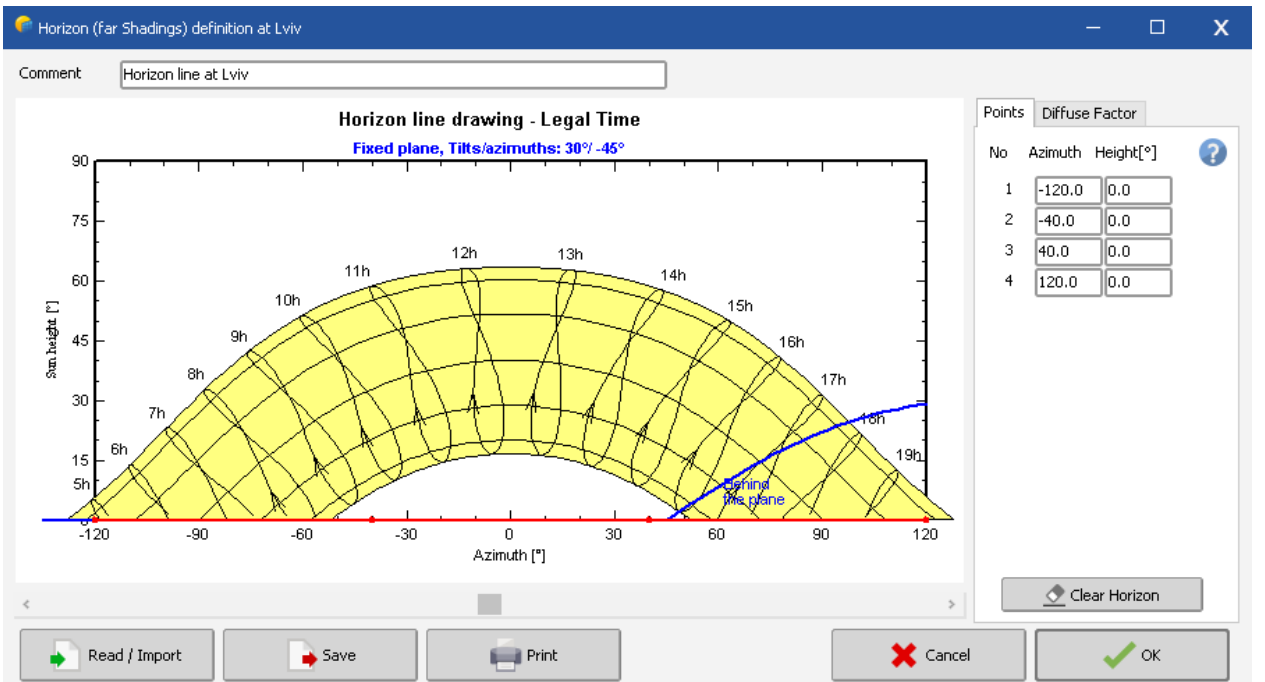
Враховуючи задані розміри даху та орієнтацію на Південний Захід точки X, усі сонячні панелі розмістимо на північно-східному схилі даху у 2 ряди по 8 сонячних панелей кожний.

Наступним кроком визначмо пікову потужність панелей:

$$N_{\text{пан}} \cdot W_{\text{пан}} = 16 \cdot 250 = 4 \text{ кВт.}$$

Отже, для виконання поставленого завдання, вибираючи оптимальне економічне рішення, вибираємо фотоелектричні модулі **ALM-250 MONO BLACK**.

Також за допомогою програми **PVsyst** визначимо об'єм згенерованої енергії для заданих параметрів будинку, тобто з нахилом сонячних панелей під відповідним кутом та розміщення будинку відповідно до заданих сторін світу.



System specification

Array specification

Active area [m²]

Nominal power [kWp]

Annual yield [kWh/yr]

Power: kWp

More details

Collector Plane Orientation

Tilt 30°

Azimuth -45°

Yearly meteo yield

Transposition Factor FT: **1.13**

Loss With Respect To Optimum: **-6.1%**

Global on collector plane: **1444 kWh/m²**

[Show Optimization](#)

Tilt [°]:

Azimuth [°]:

Buttons: Cancel, Next >

System specification

Module type

- Standard
- Translucide Custom
- Not defined

Technology

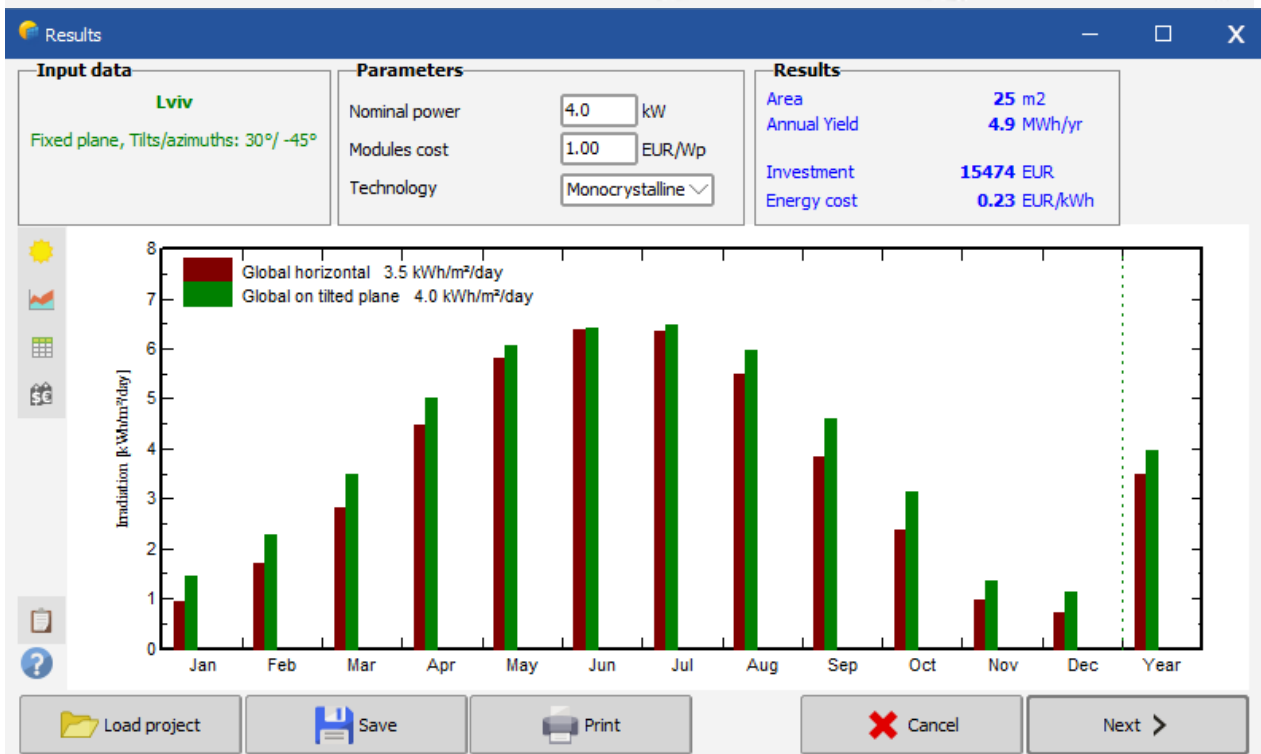
- Monocrystalline cells
- Polycrystalline cells
- Thin film

Mounting disposition

- Flat roof
- Facade or tilted roof
- Ground based

Ventilation property

- Free air circulation
- Semi-integration
- Fully insulated



Results

Input data

Lviv

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ -45°

Parameters

Nominal power: kW

Modules cost: EUR/Wp

Technology:

Results

Area: **25 m²**

Annual Yield: **4.9 MWh/yr**

Investment: **15474 EUR**

Energy cost: **0.23 EUR/kWh**

	Horizontal global kWh/m ² /day	Coll. plane kWh/m ² /day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	0.95	1.44	4.85	150
Feb.	1.70	2.28	7.66	214
Mar.	2.81	3.49	11.74	364
Apr.	4.49	5.00	16.81	504
May	5.82	6.06	20.37	632
June	6.39	6.41	21.54	646
July	6.35	6.47	21.76	675
Aug.	5.47	5.96	20.05	621
Sep.	3.82	4.59	15.43	463
Oct.	2.36	3.15	10.58	328
Nov.	0.98	1.36	4.58	137
Dec.	0.72	1.13	3.81	118
Year	3.50	3.96	13.30	4853

Load project
Save
Print
Cancel
Next >

А.3 Вибір типу інвертора та моделювання варіантів інформаційного забезпечення

Інвертор – перетворювач постійного струму у змінний однофазний або багатофазний струм, силовий генератор змінного струму. Зазвичай являє собою генератор періодичної напруги, за формою здебільшого наближеної до синусоїди або до дискретного сигналу. Інвертори напруги можна застосовувати у вигляді окремого пристрою або він може входити до складу джерел і систем безперебійного живлення апаратури електричною енергією змінного струму. Якщо інвертор передає енергію з мережі постійного струму у мережу змінного, частота і напруга в якій вже задані роботою інших генераторів, то його називають залежним (веденим).

Для поставленої задачі обираємо інвертор: Growatt 5000 TL3 S номінальною потужністю 5кВт.

Виробник інвертора: Growatt.

Максимальна потужність, кВт: 5.

Гарантійний термін: 5 років.

Габарити інвертора, мм: 480*200*448.

Вага інвертора, кг: 21,2.

Кількість фаз: 3.

Потужність інвертора: 5 кВт.

Кількість МРРТ трекерів: 2

Ступінь захисту: IP65.

Країна-виробник інвертора: Німеччина.

Тип інвертор: Мережевий.

Максимальний струм МРРТ трекера, А: 10/10.

Діапазон вхідної напруги, В: 200/1000.

Максимальна напруга, В: 1000.

Робочий діапазон МРРТ, В: 140–1000.

А.3.1 Перевірка інвертора на відповідність

Перевіряємо інвертор за такими показниками:

1. У паралельних лініях має бути однакова кількість панелей – 8 шт.
2. Кількість панелей у лінії не повинна перевищувати максимально допустимої кількості N_{max} :

$$N_{\text{панелей в лінії}} < N_{max};$$
$$N_{max} = \frac{U_{max}}{U_{xx \text{ пан}}} = \frac{1000}{34.71} = 28 \text{ шт.}$$

Отже, обираємо $N_{max} = 28$ шт.

Тоді:

$$8 \text{ шт} < 28 \text{ шт.}$$

3. Струм КЗ на один МРРТ не має перевищувати допустимого значення:

$$I_{\text{КЗ панелі}} < I_{\text{доп}},$$
$$9,2 \text{ А} < 10 \text{ А},$$

де $I_{\text{КЗ панелі}}$ – струм КЗ панелі, $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм на один МРРТ інвертора згідно з його паспортними даними.

4. Знаходження в робочому діапазоні напруги:

$$U_{\text{роб мін}} < U_{\text{роб лінії}} < U_{\text{роб макс}},$$
$$U_{\text{роб лінії}} = N_{\text{панелей в лінії}} \cdot U_{\text{роб лінії}},$$
$$U_{\text{роб лінії}} = 8 \cdot 30,5 = 244 \text{ В},$$
$$200\text{В} < 244\text{В} < 1000 \text{ В},$$

де $U_{\text{роб мін}}$ і $U_{\text{роб макс}}$ – діапазон робочих напруг інвертора згідно з його паспортними даними; $U_{\text{роб лінії}}$ – робоча напруга панелі згідно з паспортними даними.

Висновок: обрана апаратура задовольняє всі технічні вимоги та може бути безпечно введена в експлуатацію.

А.3.2 Схема підключення фотоелектричних модулів до інвертора

Схему підключення фотоелектричних модулів до МРРТ інвертора зображено на рис. А.3.3.1.

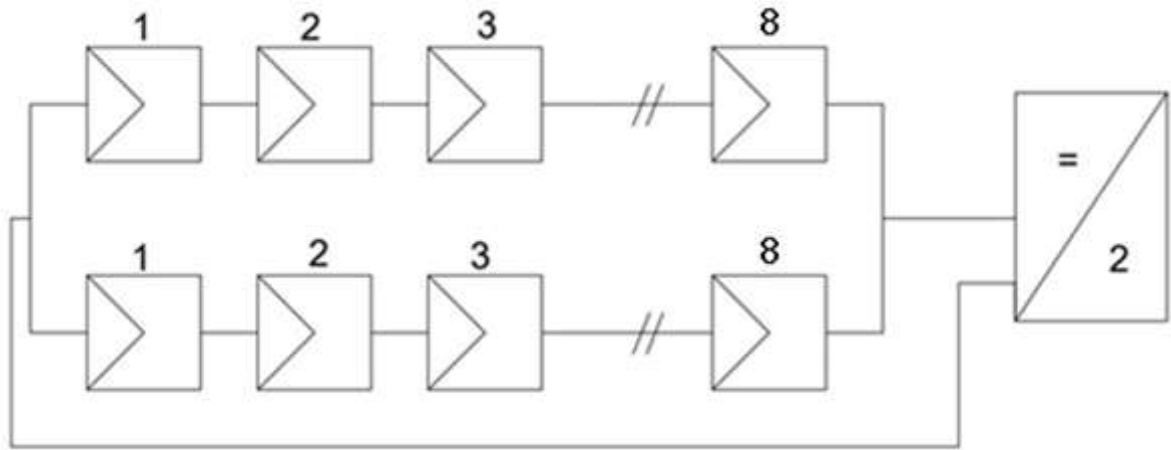


Рис. А.3.3.1 – Схема підключення фотоелектричних модулів до МРРТ інвертора

А.4 КОНФІГУРАЦІЯ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ВАРІАНТІВ ІНФОРМАЦІЙНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВОЇ МОДЕЛІ

А.4.1 Розрахунок річного вироблення електроенергії

До табл. А.2 зведемо дані генерації та споживання по кожному місяцю.

Таблиця А.2 – Зведена таблиця обсягів генерації та споживання по місяцях

Місяць	Генерація, Вт·год	Споживання, Вт·год	Ген - Сп
Січень	150	137	13,00
Лютий	214	131	83,00
Березень	364	84	280,00
Квітень	504	49	455,00
Травень	632	184	448,00
Червень	646	151	495,00
Липень	675	130	545,00
Серпень	621	127	494,00
Вересень	463	120	343,00
Жовтень	326	154	172,00
Листопад	137	149	-12,00
Грудень	118	154	-36,00
Σ			3280

Отже, генерація дахової СЕС повністю перекриває власне споживання приватного будинку. Весь залишок електричної енергії ми можемо продати. Сумарний виробіток дорівнює 3280 кВт·год.

А.4.2 Розрахунок витрат (прибутку) домогосподарства за рік

Згідно з НКРЕКП зелений тариф для населення становить 0,18 Євро/кВт·год, що в перерахунку на гривню становить 5,54 грн/кВт·год (без ПДВ).

Станом на 01.03.2021 р. загальний тариф електроенергії для населення становить 1,68 грн/кВт·год.

Розраховуємо прибуток від продажу («Генерація – Споживання» > 0):

Витрати = «Споживання – Генерація» · Тариф для населення.

Таблиця А.3– Витрати

Місяць	Сп – Ген, кВт·год	Економія, грн
Листопад	-12	-66,5
Грудень	-36	-199,5
Σ	-48	-266

Прибуток = «Генерація – Споживання» · Зелений тариф.

Таблиця А.4– Прибуток

Місяць	Ген - Сп	Прибуток
Січень	13,00	72,02
Лютий	83,00	459,82
Березень	280,00	1551,2
Квітень	455,00	2520,7
Травень	448,00	2481,92
Червень	495,00	2742,3
Липень	545,00	3019,3
Серпень	494,00	2736,76
Вересень	343,00	1900,22
Жовтень	172,00	952,88
Σ	3280	18437

Дохід від продажу залишку електричної енергії:

Дохід = Витрати + Прибуток,

Дохід = - 266 + 18 437 = 18 170.

Річний дохід із продажу електричної енергії дорівнює 18 170 грн.

ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКА LCOE ДЛЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ІЗ СЕС РІЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Б.1 Розрахунок вартості компонентів СЕС та їх монтаж

Дані про всі капітальні витрати СЕС встановленою потужністю 5 кВт зведено в таблицю:

Таблиця Б.1 - Дані про всі капітальні витрати СЕС

Обладнання	Позначення	Кількість	Ціна, UAH	Сума, UAH
Сонячні панелі	ALM 250 Mono Black	18	4550	81 900
Інвертор	Growatt 5000TL3S	1	24 800	24 800
Кріплення на скатний дах		18	700	12600
Транспортні витрати			6000	6000
PV-кабель		18	86	1548
Конектори, АВ, монтажний щит лічильник		1	10 000	10 000
Проектно-монтажні роботи			20 000	20 000
Σ				156 848

Б.1 Дослідження ефективності використання фотоелектричної електростанції

Б.1.1 Розрахунок середньозваженої ціни виробництва електроенергії

Для розрахунку середньозваженої ціни виробництва електроенергії ($LCOE$, грн/кВт·год) треба знайти відношення вартості життєвого циклу ($C_{life\ cycle}$, грн), тобто суми всіх витрат, понесених протягом терміну служби, до

сумарного обсягу виробленої за цей час електричної енергії ($E_{life\ cycle}$, кВт·год). Враховуючи ліквідаційні витрати та додаткові зовнішні витрати, $LCOE_{MG}$ матиме такий вигляд:

$$LCOE_{MG} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O \& M_t + F_t + T_t + Ext_t + L_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (13)$$

де $LCOE$ – вартість електроенергії, усереднена за період n ; I_t – інвестиційні витрати на рік; $O \& M_t$ – експлуатаційні витрати та витрати на обслуговування на рік; F_t – витрати паливної складової на рік; T_t – податкові платежі за рік; E_t – обсяг виробництва електроенергії за рік, кВт·год/рік; r – ставка дисконтування; n – тривалість проекту; t – рік реалізації проекту; Ext_t – зовнішні витрати на рік; L_t – ліквідаційні витрати на рік.

Вартість під'єднання до електричних мереж розраховуємо за допомогою онлайн-калькулятора стандартного приєднання.

Вартість приєднання складатиме 10 % від вартості обладнання.

Сумуємо цю вартість з капітальними витратами. Отримаємо:

$$C_{cap} = 156\,848 \text{ грн.}$$

Щоб визначити ефективність, застосовуємо формулу для розрахунку середньої розрахункової собівартості виробництва електроенергії протягом всього життєвого циклу:

$$LCOE = \frac{\text{усі витрати}}{\text{вироблення електроенергії}} = \frac{\sum_{\text{вит}}}{\sum_{\text{вироб}}}$$

Для розрахунку загальних витрат враховуємо наступні складові: ціна панелей, інвертора, витрати на монтаж та обслуговування.

Операційні витрати беремо на рівні 0,05 %.

Загальний обсяг вироблення енергії за весь час експлуатації визначаємо як добуток виробленої електроенергії за рік та кількості років.

У дослідженнях техніко-економічних показників енергопостачальних систем з ВДЕ застосовано розрахункові моделі за схемою визначення нормованої ціни виробництва енергії (фактично середньозваженої собівартості – Levelised Energy Cost; для позначення й артикуляції вживають акронім LEC, також LCOE – Levelised Cost of Electricity).

Поширеним є вжиток поняття «моделі життєвого циклу» для позначення розрахункових схем, кінцевою метою застосування яких є отримання прогнозних значень обсягів та цінових оцінок технологічних об'єктів енергетики. Економіко-математичні моделі, побудовані на основі поняття життєвого циклу, є придатними для розв'язання задач техніко-економічного аналізу об'єктів енергетики на «постанційному» рівні й мають перспективу застосування у поєднанні зі складними ринковими моделями балансового типу, призначеними для дослідження проблем секторального рівня економіки.

Згідно з постановою «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію для приватних домогосподарств» для розрахунків зазначимо, що «зелений» тариф становить 5,54 грн за кВт·год з 5 березня 2021 року. Проведемо розрахунки в євро, оскільки вартість зеленого тарифу приймаємо в євро.

Щоб розрахувати LCOE, знадобиться розрахувати такі дані:

Таблиця Б.2 – Інфляція 5 %

Рік	Ссар (грн)	Со&т (грн)	Ст (грн)	Et (кВт·год)
2020	156848	0	156848	0
2021	0	1647	1546	4795
2022	0	1729	1524	4737
2023	0	1816	1503	4680
2024	0	1906	1481	4624
2025	0	2002	1461	4569
2026	0	2102	1440	4514
2027	0	2207	1420	4460
2028	0	2317	1400	4406
2029	0	2433	1380	4353
2030	0	2555	1361	4301
2031	0	2683	1341	4249
2032	0	2817	1322	4198
2033	0	2958	1304	4148
2034	0	3105	1285	4098
2035	0	3261	1267	4049
2036	0	3424	1250	4001
2037	0	3595	1232	3953
2038	0	3775	1215	3905
2039	0	3963	1197	3858
2040	0	4162	1181	3812
LC	156 848	54 456	183 967	85 712

Спираючись на дані таблиці Б.2 отримаємо:

$$LCOE = \frac{183967}{85712} = 2,14 \text{ грн/кВт год.}$$

Розраховуємо LCOE з умовою використання кредитних коштів на 5 років. Тіло кредиту 50 % від усіх капітальних вкладень. Відсоткова ставка складатиме $r = 13\%$.

Банківська винагорода в i -му році може бути розрахована за формулою

$$C_i^{br} = \left(C^{cred} - \frac{C^{cred}}{t} \cdot (i-1) \right) \cdot r$$

Інфляція становить 8,1 %.

Таблиця Б.3 – Зриведена собівартість LCOE

Рік	СОБІВАРТІСТЬ	$E(t)$, кВт·год	CAPEX	OPEX	Bank revenue	TOTEX	XPENSESES
2020	LCOE(t)	0	2 369,0	0	3,06	2372,1	2372,06
2021	0,24	2868	0	26	673,54	699,2	618,72
2022	0,26	2507	0	28	673,54	701,2	549,16
2023	0,28	2191	0	30	673,54	703,5	487,54
2024	0,30	1915	0	32	673,54	705,9	432,94
2025	0,33	1673	0	35	673,54	708,5	384,55
2026	0,35	1462	0	38		37,8	18,16
2027	0,38	1277	0	41		40,9	17,37
2028	0,41	1115	0	44		44,2	16,62
2029	0,45	974	0	48		47,8	15,90
2030	0,48	850	0	52		51,6	15,21
2031	0,52	742	0	56		55,8	14,55
2032	0,57	648	0	60		60,3	13,92
2033	0,61	565	0	65		65,2	13,31
2034	0,66	493	0	70		70,5	12,74
2035	0,71	430	0	76		76,2	12,18
2036	0,77	375	0	82		82,4	11,66
2037	0,83	327	0	89		89,0	11,15
2038	0,90	285	0	96		96,3	10,67
2039	0,98	248	0	104		104,1	10,20
2040	1,05	216	0	112		112,5	9,76
Σ	0,24	21163	2369	1185	3370,8	6925	5048

Спираючись на дані таблиці Б.3 отримаємо:

$$LCOE = \frac{5048}{21163} = 0,24 \text{ Євро/кВт год.}$$

Розрахувавши вартість обладнання та річний дохід від продажу, можемо побудувати кумулятивний графік грошового потоку.

Таблиця Б.4 – Розрахункові результати: LCOE і грошовий потік за собівартістю

t	$E(t)$, кВт·год	СОБІВАРТІСТЬ LCOE(t)	ЗВЕДЕНІ	INCOME	DCF	CDCF
0	0		2372,06	0	-2372,06	-2372,06
1	2765	0,17	618,72	488	-131,19	-2503,25
2	2417	0,18	549,16	598	48,88	-2454,37
3	2113	0,20	487,54	523	35,20	-2419,17
4	1846	0,21	432,94	457	23,90	-2395,27
5	1613	0,23	384,55	399	14,63	-2380,63
6	1409	0,25	18,16	349	330,59	-2050,04
7	1231	0,27	17,37	305	287,27	-1762,77
8	0	0,29	16,62	266	249,44	-1513,33
9	2868	0,32	15,90	232	216,43	-1296,90
10	2507	0,34	15,21	203	187,63	-1109,27
11	2191	0,37	14,55	177	162,50	-946,77
12	1915	0,40	13,92	155	140,60	-806,17
13	1673	0,43	13,31	135	121,51	-684,66
14	1462	0,47	12,74	118	104,88	-579,78
15	1277	0,51	12,18	103	90,40	-489,38
16	1115	0,55	11,66	89	77,80	-411,58
17	974	0,59	11,15	78	66,84	-344,75
18	850	0,64	10,67	68	57,31	-287,44
19	742	0,69	10,20	59	49,03	-238,41
20	648	0,75	9,76	52	41,84	-196,57

Розрахувавши дані, покажемо на графіку окупність вкладу за собівартістю та за зеленим тарифом. На момент проведення розрахунків прогнозування окупності вартості зеленого тарифу становить 5,54 грн за кВт·год, а курс євро становить 33,1 грн.

Таблиця Б.5 – Розрахункові результати: значення зеленого тарифу і грошовий потік за зеленим тарифом

t	$E(t)$, кВт·год	СОБІВАРТІСТЬ	ЗВЕДЕНІ	INCOME	DCF	CDCF
0	0	LCOE(t)	2869,06	0	-2372,06	-2372,06
1	2868	0,36	748,52	1032	413,70	-2503,25
2	2507	0,39	664,37	598	48,88	-2454,37
3	2191	0,42	589,82	523	35,20	-2419,17
4	1915	0,45	523,76	457	23,90	-2395,27
5	1673	0,49	465,23	399	14,63	-2380,63
6	1462	0,53	21,97	349	330,59	-2050,04
7	1277	0,57	21,01	305	287,27	-1762,77
8	1115	0,62	20,10	266	249,44	-1513,33
9	974	0,67	19,23	232	216,43	-1296,90
10	850	0,73	18,40	203	187,63	-1109,27
11	742	0,78	17,60	177	162,50	-946,77
12	648	0,85	16,84	155	140,60	-806,17
13	565	0,92	16,11	135	121,51	-684,66
14	493	0,99	15,41	118	104,88	-579,78
15	430	1,07	14,74	103	90,40	-489,38
16	375	1,16	14,10	89	77,80	-411,58
17	327	1,25	13,49	78	66,84	-344,75
18	285	1,35	12,90	68	57,31	-287,44
19	248	1,46	12,34	59	49,03	-238,41
20	216	1,58	11,81	52	41,84	-196,57

Згідно з розрахунками описаний проект не окупається. Згідно з постановою № 1789 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств» Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, було встановлено відповідні тарифи та цінову політику до 2024 року, тому ми лише можемо приблизно спрогнозувати термін окупності проекту. Окупність проекту залежить від встановленого курсу валют та вартості зеленого тарифу, оскільки економічний ринок характеризується невизначеністю, пропонуємо спрогнозувати термін окупності проекту, якщо курс валюти в майбутньому зменшиться.

Відповідно до розрахункового прогнозування проект почне окупатися, як показано на рис. Б.1.

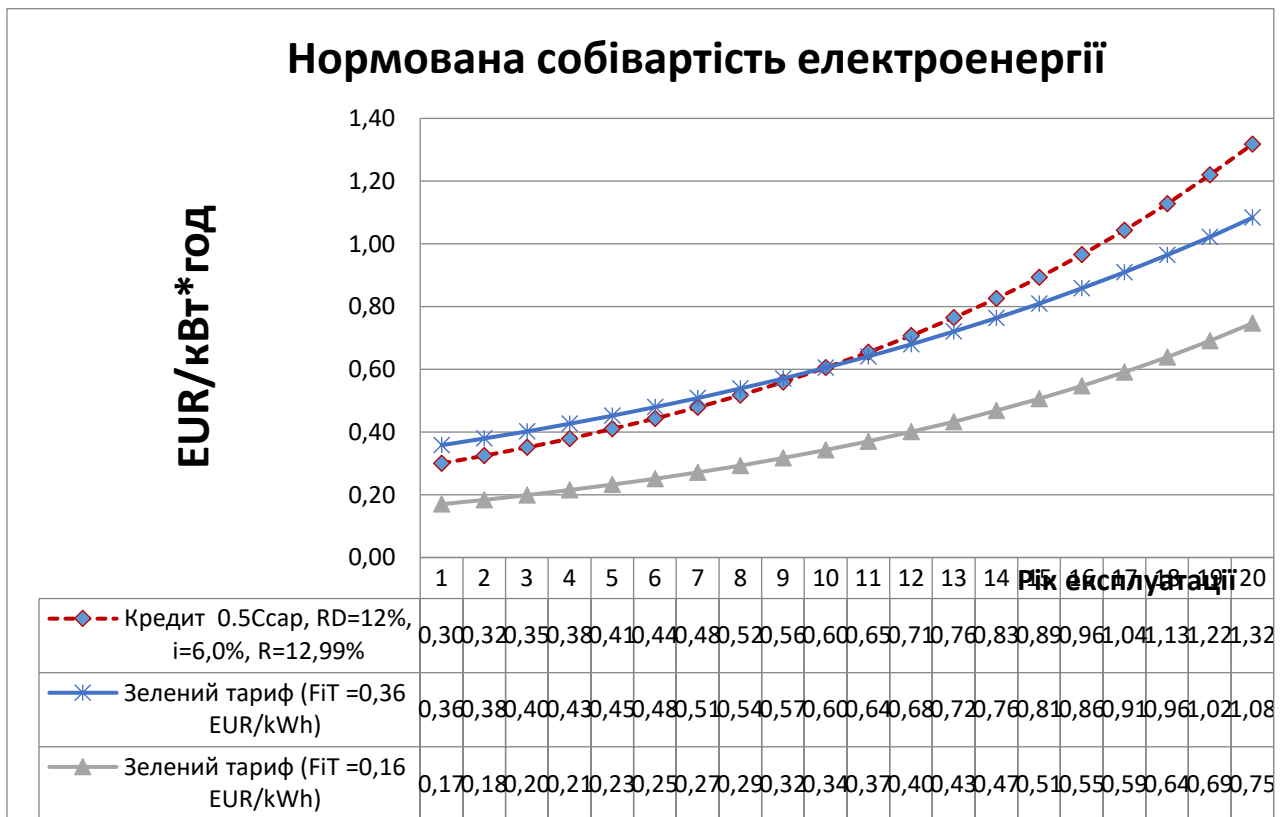


Рис. Б.1 – Нормована собівартість електроенергії та за зеленим тарифом

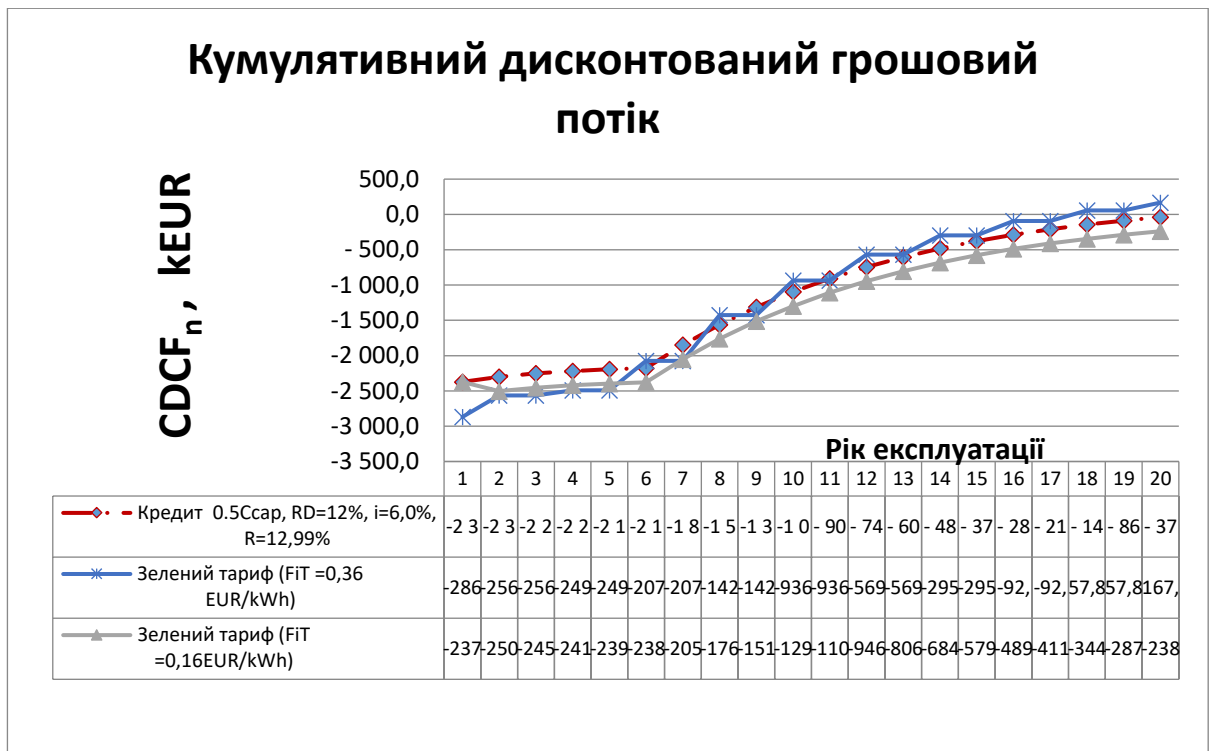


Рис. Б.2– Кумулятивний графік грошового потоку

Аналогічно проведемо розрахунок показника *LCOE* для СФЕУ дахового розміщення встановленою потужністю 3, 5, 10, 20 та 30 кВт (див. рис. Б.3).

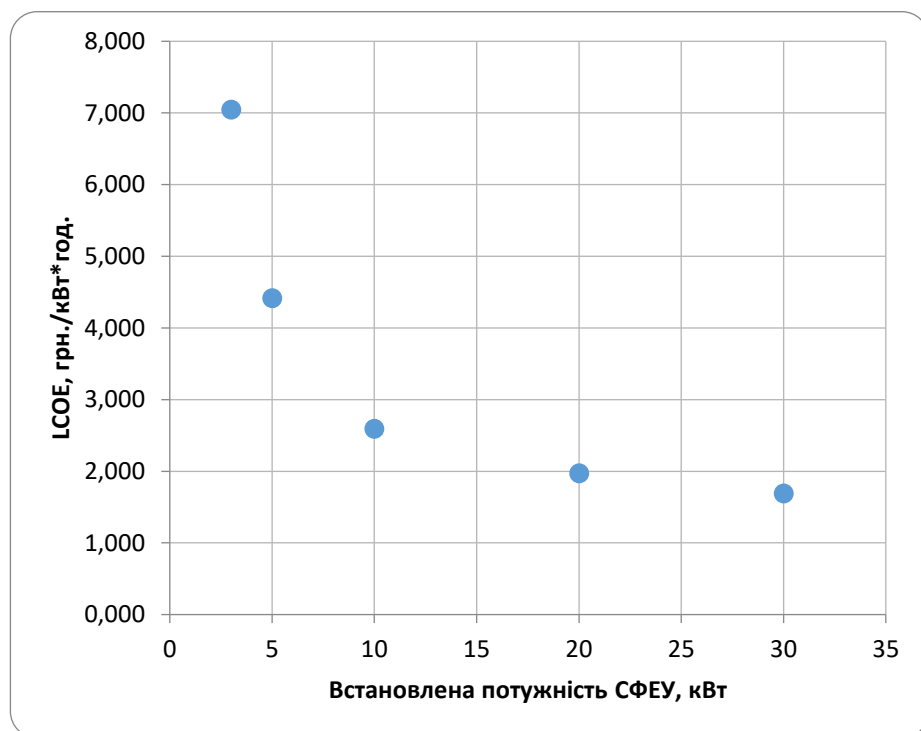


Рис. Б.3 – Показник *LCOE* для СФЕУ дахового розміщення різної потужності

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: LCOE 3 kW

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2975 Wp

Borshchahivka - Ukraine

| Author



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:28
with v7.3.1

Project: LCOE 3 kW
Variant: New simulation variant

Project summary

Geographical Site Borshchahivka Ukraine	Situation Latitude 50.45 °N Longitude 30.45 °E Altitude 160 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Borshchahivka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 35 / -45 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 7 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 2975 Wp	Pnom total 3000 W	
	Pnom ratio 0.992	

Results summary

Produced Energy 3506 kWh/year	Specific production 1179 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 89.68 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:28
with v7.3.1

Project: LCOE 3 kW
Variant: New simulation variant

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	35 / -45 °		Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Crowatt New Energy
Model	LR5-54HPH-425M	Model	MIN 3000TL-X
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	425 Wp	Unit Nom. Power	3.00 kWac
Number of PV modules	7 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2975 Wp	Total power	3.0 kWac
Modules	1 String x 7 In series	Operating voltage	80-500 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	0.99
Pmpp	2722 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	202 V		
I mpp	13 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	2.98 kWp	Total power	3 kWac
Total	7 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	13.7 m²	Phom ratio	0.99
Cell area	12.6 m²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	249 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:28
with v7.3.1

Project: LCOE 3 kW
Variant: New simulation variant

Main results

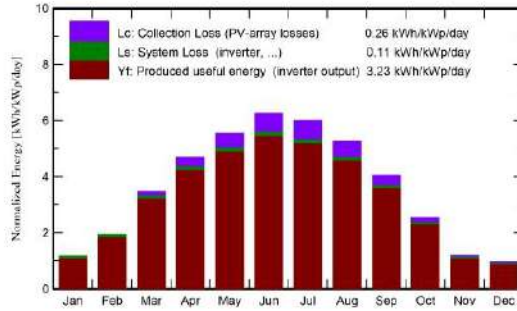
System Production

Produced Energy 3506 kWh/year

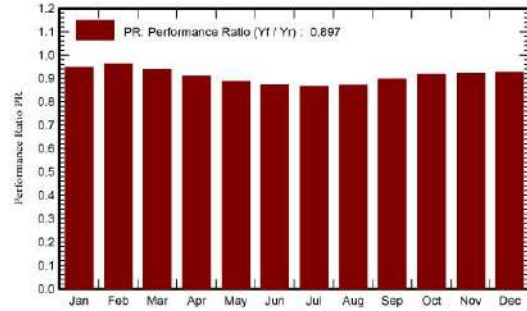
Specific production
Performance Ratio PR

1179 kWh/kWp/year
89.68 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	25.2	16.62	-3.34	36.5	35.2	108.7	103.0	0.948
February	40.9	24.16	-2.51	54.3	53.0	161.6	155.3	0.961
March	88.4	42.20	2.61	107.4	105.4	309.6	299.9	0.938
April	128.2	60.23	10.14	140.8	138.4	393.0	381.7	0.911
May	169.6	76.54	16.25	171.7	168.4	466.9	453.5	0.888
June	185.7	78.51	19.07	187.9	184.1	502.8	488.5	0.874
July	182.2	80.95	21.41	186.0	182.4	493.9	480.0	0.867
August	151.7	67.60	20.56	163.5	160.5	436.8	424.3	0.872
September	102.9	47.74	14.48	121.3	119.0	333.5	323.5	0.897
October	61.0	32.93	8.57	78.5	76.5	222.3	214.3	0.918
November	25.9	15.90	3.47	36.2	35.1	105.0	99.2	0.921
December	19.1	12.37	-1.01	30.0	29.1	88.2	82.8	0.928
Year	1180.9	555.76	9.21	1314.1	1287.3	3622.2	3506.1	0.897

Legends

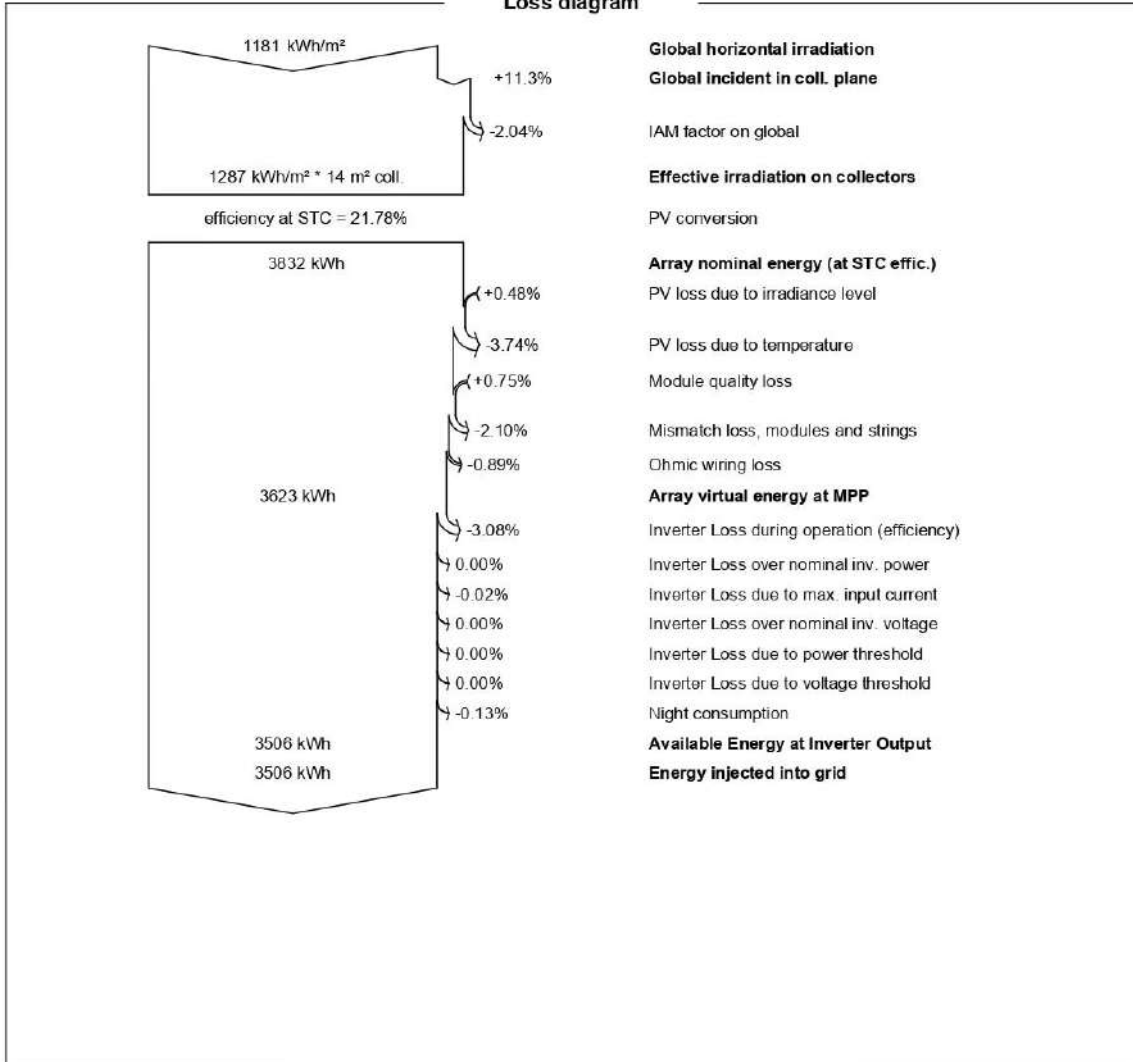
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.1
 VC0, Simulation data:
 14/07/24 21:28
 with v7.3.1

Project: LCOE 3 kW
 Variant: New simulation variant

Loss diagram





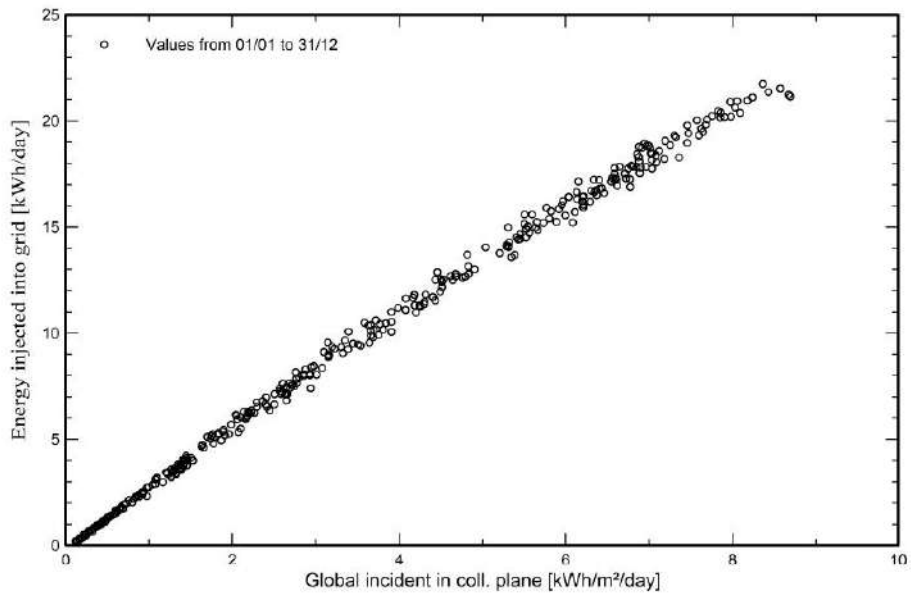
PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:28
with v7.3.1

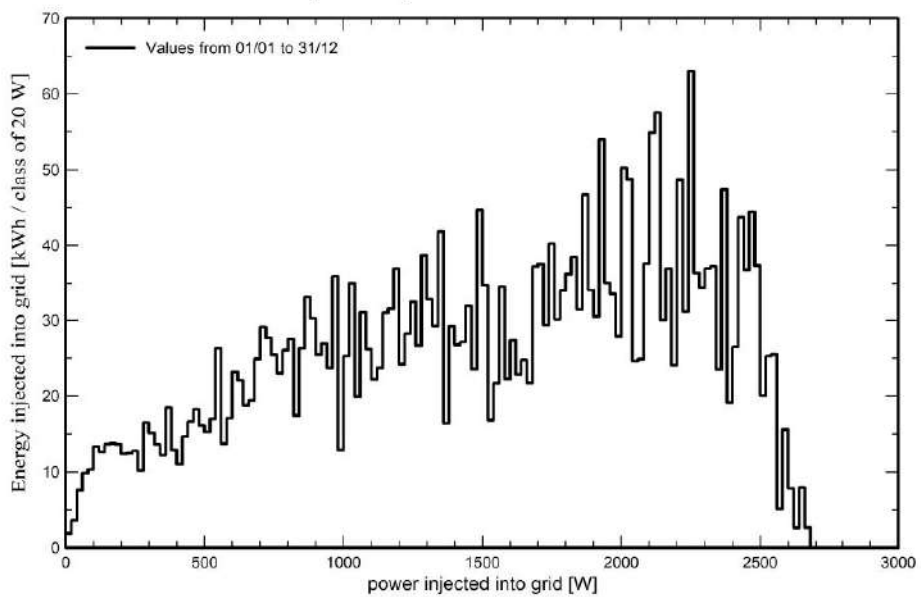
Project: LCOE 3 kW
Variant: New simulation variant

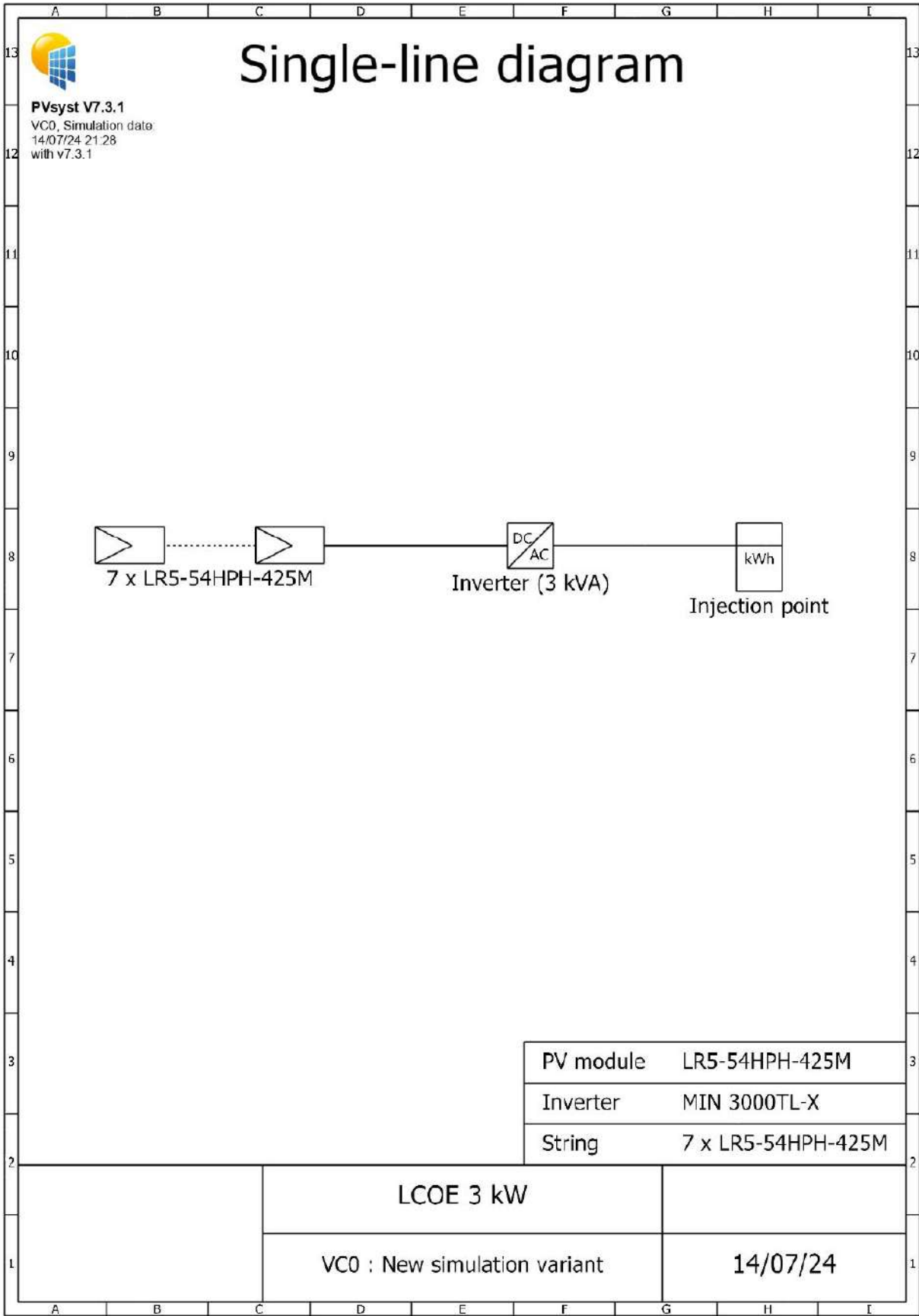
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: LCOE 5 kW

Variant: LCOE 3 kW

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5.10 kWp

Borshchahivka - Ukraine

| Author



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:31
with v7.3.1

Project: LCOE 5 kW

Variant: LCOE 3 kW

Project summary

Geographical Site Borshchahivka Ukraine	Situation Latitude 50.45 °N Longitude 30.45 °E Altitude 160 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Borshchahivka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 35 / -45 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 12 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 5.10 kWp	Pnom total 5.00 kWac	
	Pnom ratio 1.020	

Results summary

Produced Energy 6040 kWh/year	Specific production 1184 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 90.12 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:31
with v7.3.1

Project: LCOE 5 kW

Variant: LCOE 3 kW

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth 35 / -45 °		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Crowatt New Energy
Model	LR5-54HPH-425M	Model	MOD 5000TL3-X
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	425 Wp	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5.10 kWp	Total power	5.0 kWac
Modules	1 String x 12 In series	Operating voltage	140-1000 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	1.02
Pmpp	4687 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	347 V		
I mpp	13 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5 kWp	Total power	5 kWac
Total	12 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	23.4 m²	Phom ratio	1.02
Cell area	21.6 m²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 427 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:31
with v7.3.1

Project: LCOE 5 kW

Variant: LCOE 3 kW

Main results

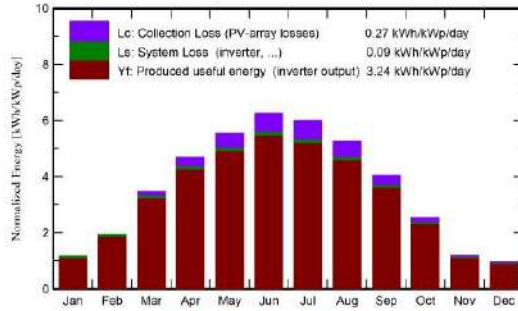
System Production

Produced Energy **6040 kWh/year**

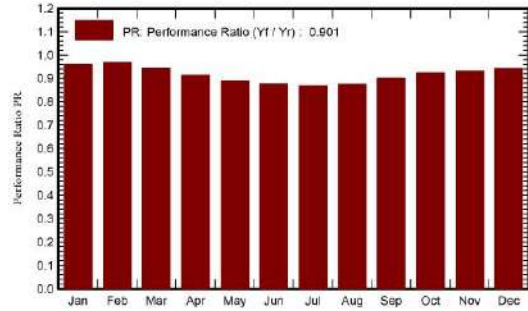
Specific production
Performance Ratio PR

1184 kWh/kWp/year
90.12 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	25.2	16.62	-3.34	36.5	35.2	186.3	178.7	0.960
February	40.9	24.16	-2.51	54.3	53.0	277.0	268.2	0.968
March	88.4	42.20	2.61	107.4	105.4	530.7	516.7	0.943
April	128.2	60.23	10.14	140.8	138.4	673.5	657.0	0.915
May	169.6	76.54	16.25	171.7	168.4	799.9	780.2	0.891
June	185.7	78.51	19.07	187.9	184.1	861.4	840.3	0.877
July	182.2	80.95	21.41	186.0	182.4	845.8	825.2	0.870
August	151.7	67.60	20.56	163.5	160.5	748.6	730.2	0.876
September	102.9	47.74	14.48	121.3	119.0	571.7	557.2	0.901
October	61.0	32.93	8.57	78.5	76.5	381.0	369.8	0.924
November	25.9	15.90	3.47	36.2	35.1	180.1	172.2	0.933
December	19.1	12.37	-1.01	30.0	29.1	151.2	144.0	0.941
Year	1180.9	555.76	9.21	1314.1	1287.3	6207.1	6039.9	0.901

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

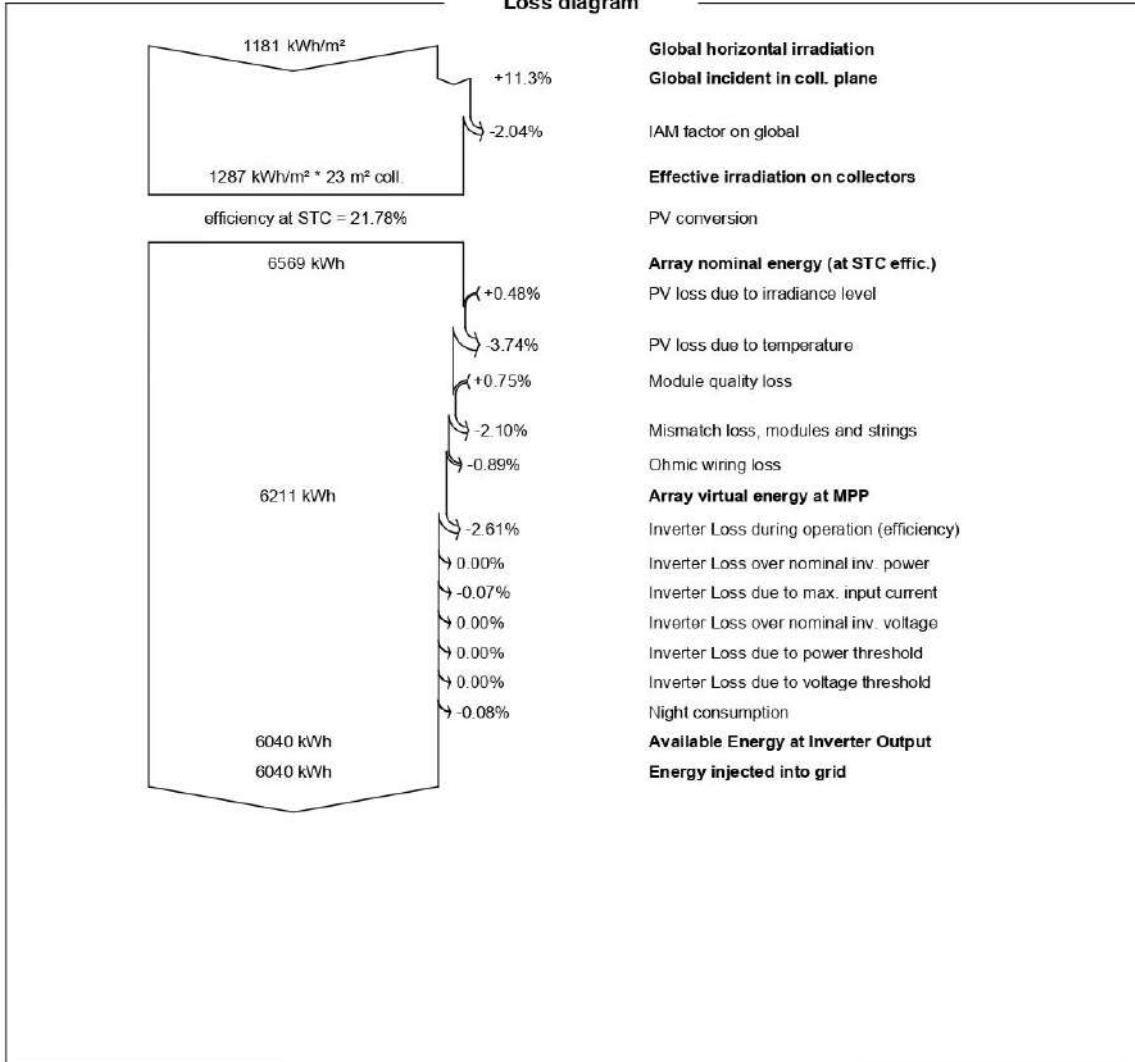


PVsyst V7.3.1
VC0, Simulation data:
14/07/24 21:31
with v7.3.1

Project: LCOE 5 kW

Variant: LCOE 3 kW

Loss diagram





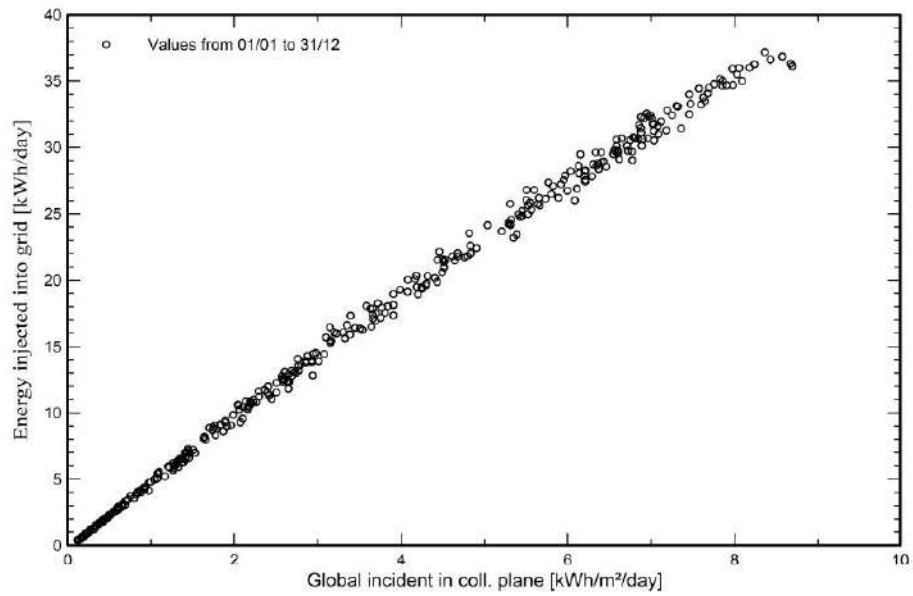
PVsyst V7.3.1
VC0, Simulation data:
14/07/24 21:31
with v7.3.1

Project: LCOE 5 kW

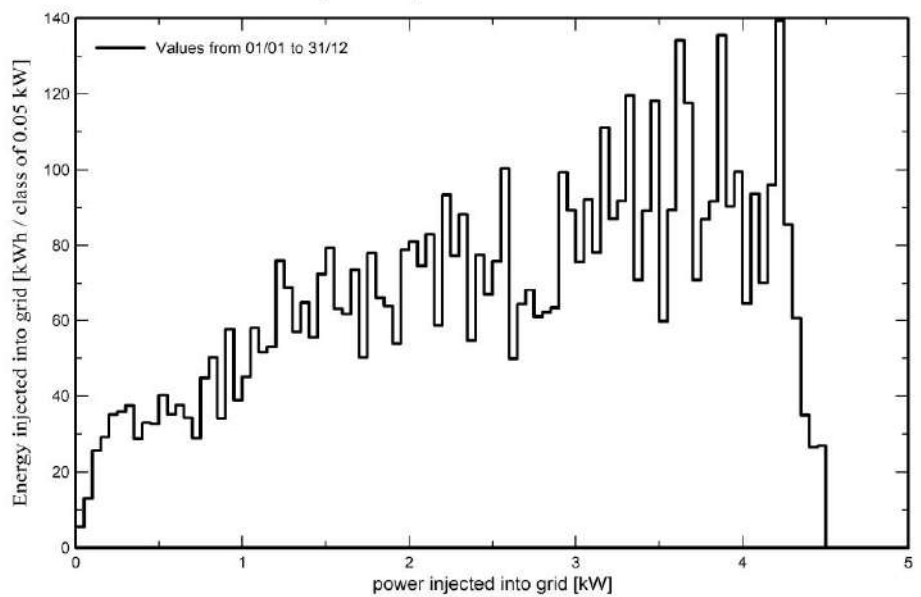
Variant: LCOE 3 kW

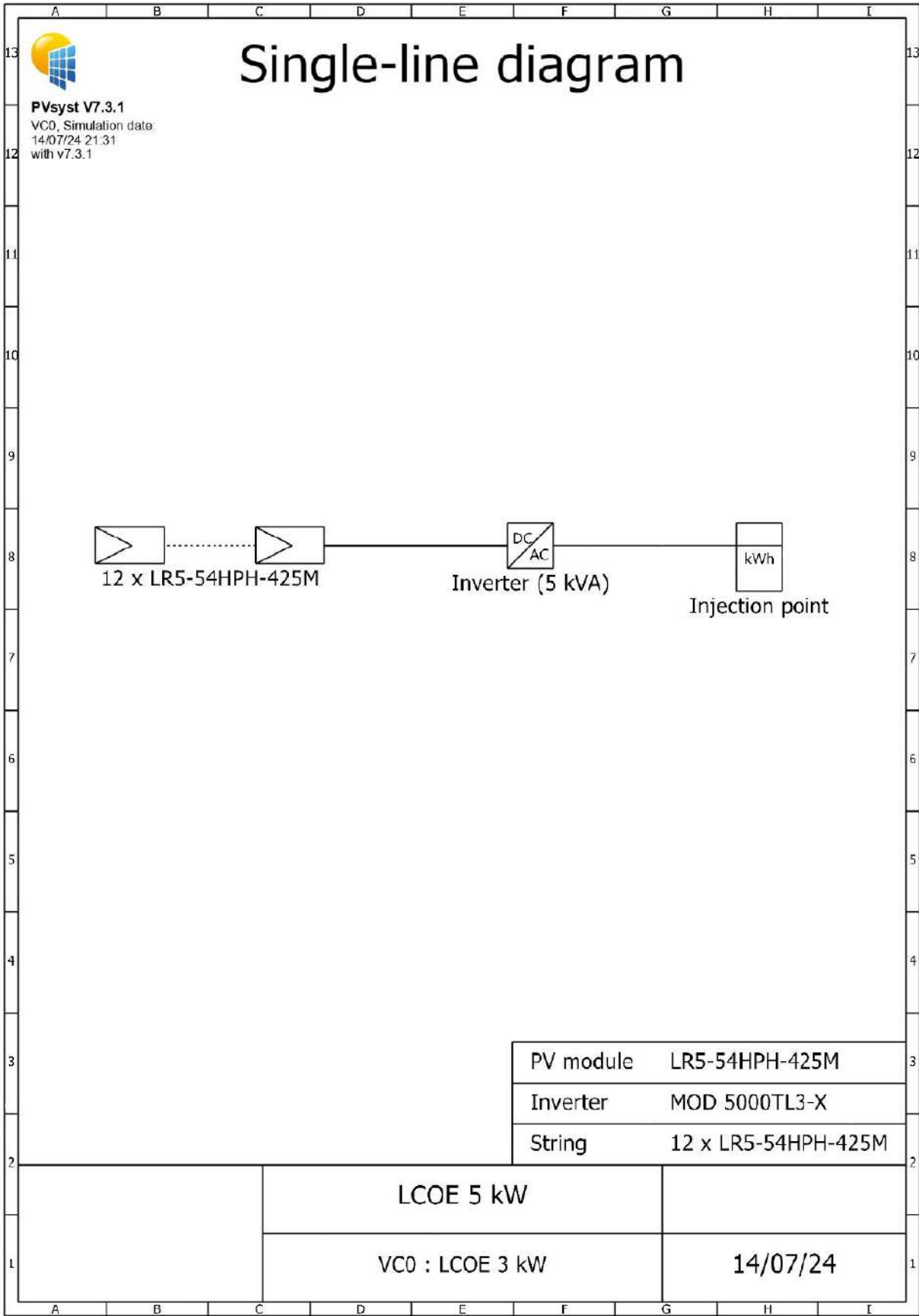
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: LCOE 10 kW

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 10.20 kWp

Borshchahivka - Ukraine

| Author



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:33
with v7.3.1

Project: LCOE 10 kW

Variant: New simulation variant

Project summary

Geographical Site Borshchahivka Ukraine	Situation Latitude 50.45 °N Longitude 30.45 °E Altitude 160 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Borshchahivka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / -45 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 24 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 10.20 kWp	Pnom total 10.00 kWac	
	Pnom ratio 1.020	

Results summary

Produced Energy 12142 kWh/year	Specific production 1190 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 90.66 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:33
with v7.3.1

Project: LCOE 10 kW

Variant: New simulation variant

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth 30 / -45 °		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Crowatt New Energy
Model	LR5-54HPH-425M	Model	MID 10KTL3-XL1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	425 Wp	Unit Nom. Power	10.00 kWac
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	10.20 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-850 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	1.02
Pmpp	9.33 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	347 V		
I mpp	27 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	10 kWp	Total power	10 kWac
Total	24 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	46.9 m²	Phom ratio	1.02
Cell area	43.2 m²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 213 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:33
with v7.3.1

Project: LCOE 10 kW

Variant: New simulation variant

Main results

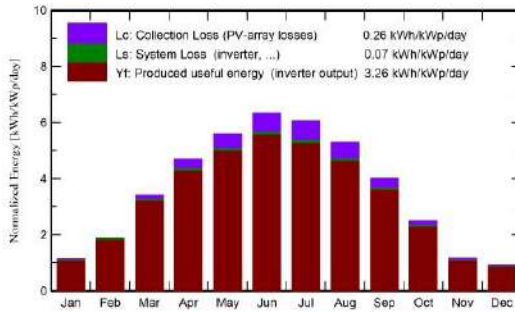
System Production

Produced Energy 12142 kWh/year

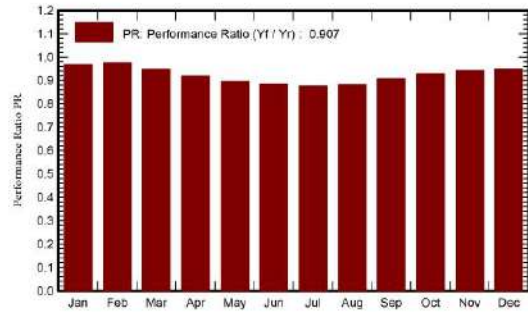
Specific production
Performance Ratio PR

1190 kWh/kWp/year
90.66 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	25.2	16.62	-3.34	35.4	34.1	361	349	0.967
February	40.9	24.16	-2.51	53.2	51.8	543	529	0.976
March	88.4	42.20	2.61	106.2	104.0	1049	1027	0.949
April	128.2	60.23	10.14	141.1	138.3	1349	1322	0.919
May	169.6	76.54	16.25	173.7	170.2	1619	1587	0.896
June	185.7	78.51	19.07	190.0	186.3	1745	1711	0.883
July	182.2	80.95	21.41	187.8	184.3	1712	1679	0.876
August	151.7	67.60	20.56	164.1	161.0	1504	1474	0.881
September	102.9	47.74	14.48	120.3	117.9	1135	1112	0.907
October	61.0	32.93	8.57	77.2	75.1	749	732	0.930
November	25.9	15.90	3.47	35.2	34.0	350	338	0.941
December	19.1	12.37	-1.01	28.9	27.8	290	280	0.950
Year	1180.9	555.76	9.21	1312.9	1284.7	12406	12142	0.907

Legends

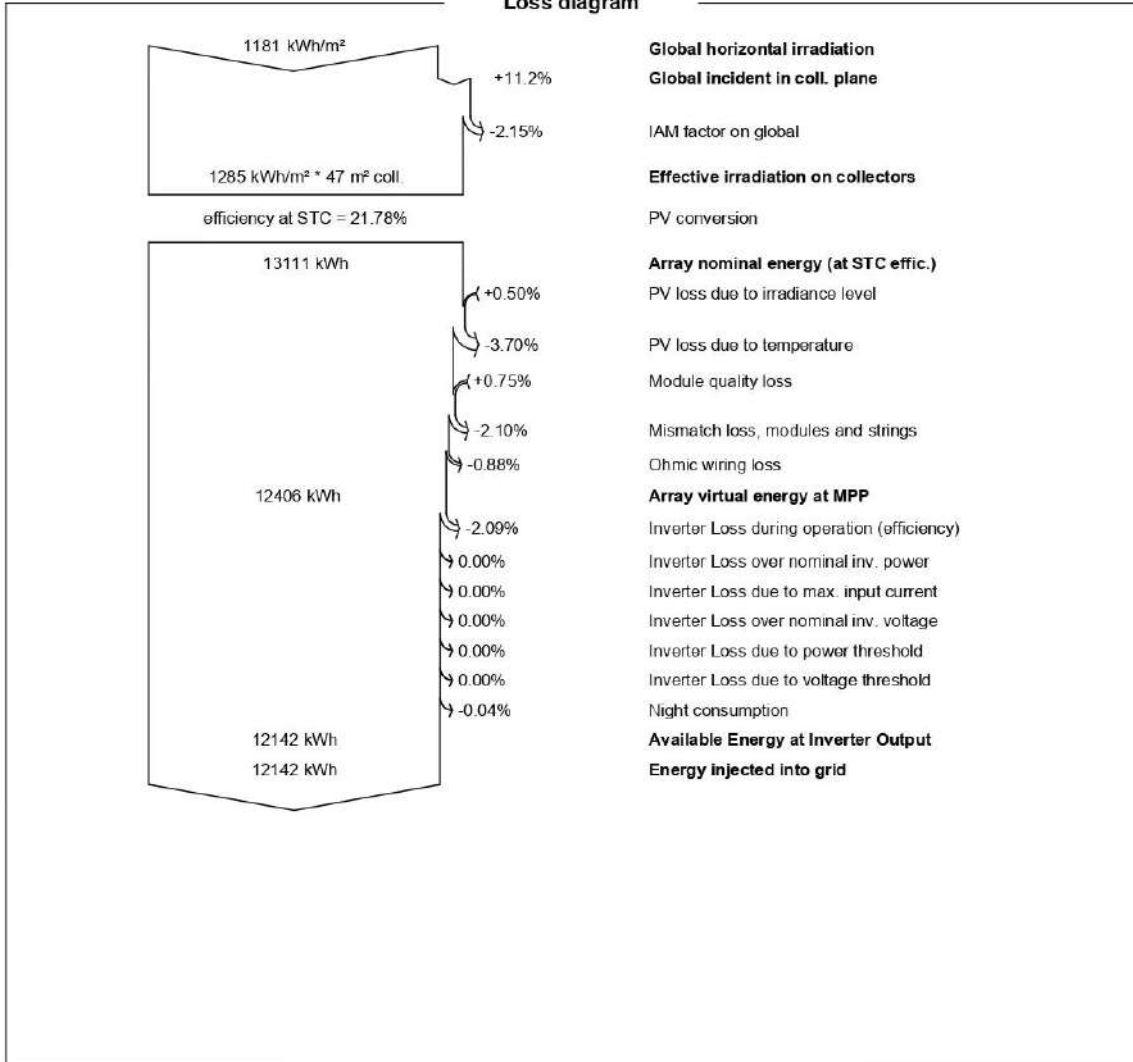
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.1
 VC0, Simulation data:
 14/07/24 21:33
 with v7.3.1

Project: LCOE 10 kW
 Variant: New simulation variant

Loss diagram





PVsyst V7.3.1

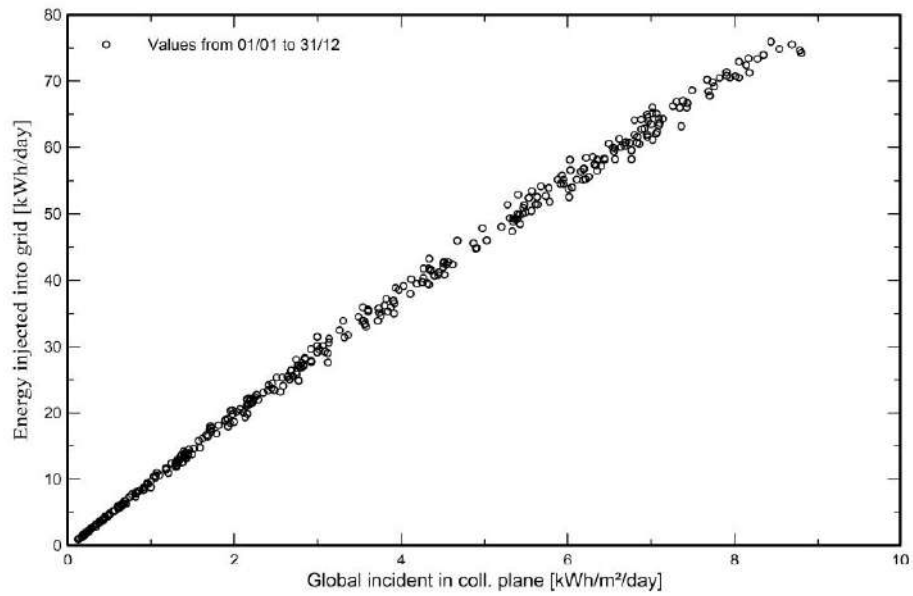
VC0, Simulation data:
14/07/24 21:33
with v7.3.1

Project: LCOE 10 kW

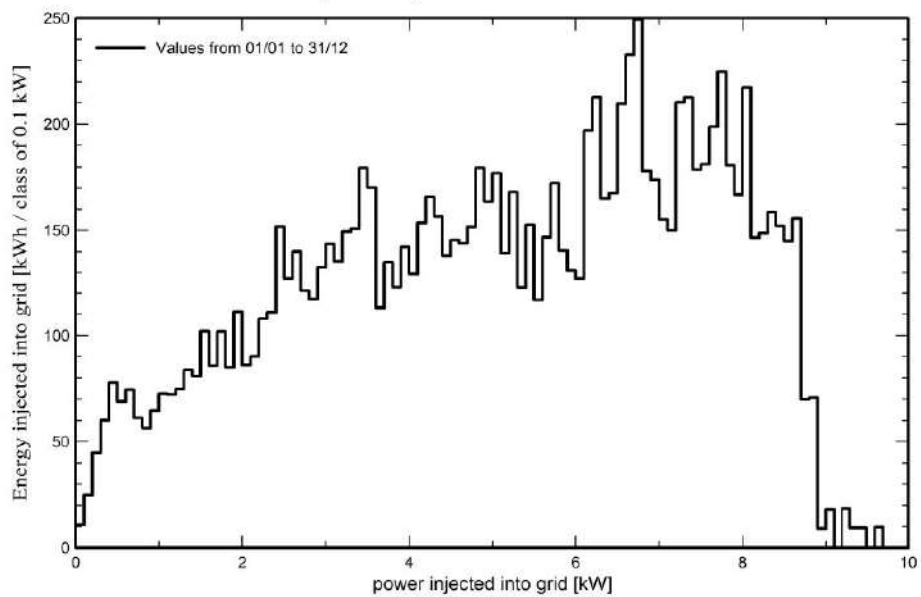
Variant: New simulation variant

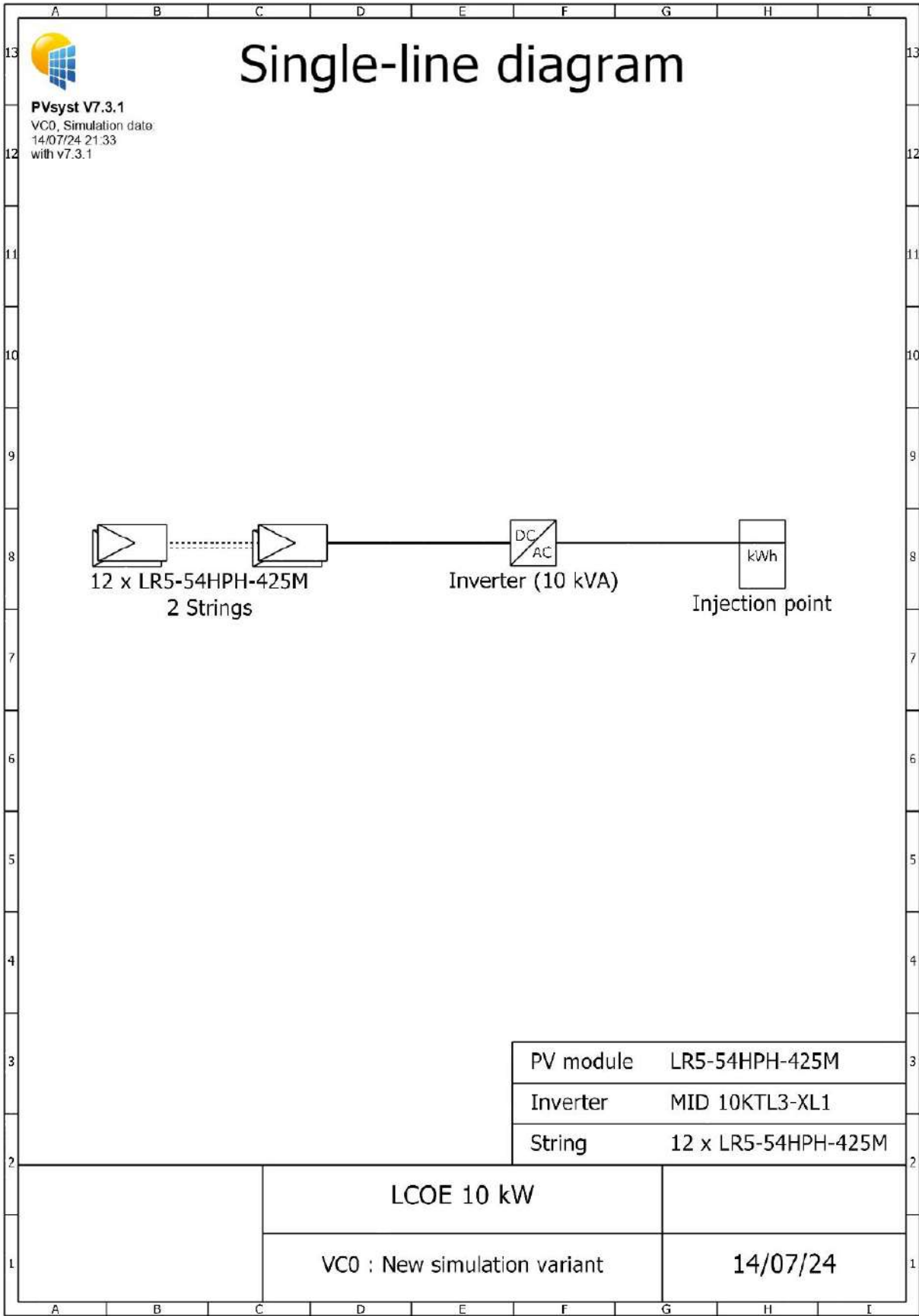
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: LCOE 20 kW

Variant: LCOE 10 kW

No 3D scene defined, no shadings

System power: 19.55 kWp

Borshchahivka - Ukraine

| Author



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:35
with v7.3.1

Project: LCOE 20 kW

Variant: LCOE 10 kW

Project summary

Geographical Site Borshchahivka Ukraine	Situation Latitude 50.45 °N Longitude 30.45 °E Altitude 160 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Borshchahivka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / -45 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 46 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 19.55 kWp	Pnom total 20.00 kWac	
	Pnom ratio 0.978	

Results summary

Produced Energy 23359 kWh/year	Specific production 1195 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 91.01 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:35
with v7.3.1

Project: LCOE 20 kW

Variant: LCOE 10 kW

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth 30 / -45 °		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Afore
Model	LR5-54HPH-425M	Model	BNT020KTL (2022)
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	425 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	46 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	19.55 kWp	Total power	20.0 kWac
Modules	2 Strings x 23 In series	Operating voltage	150-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	22.0 kWac
Pmpp	17.89 kWp	Phom ratio (DC:AC)	0.98
U mpp	665 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	27 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	20 kWp	Total power	20 kWac
Total	46 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	89.8 m²	Phom ratio	0.98
Cell area	82.7 m²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 409 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation data:
14/07/24 21:35
with v7.3.1

Project: LCOE 20 kW

Variant: LCOE 10 kW

Main results

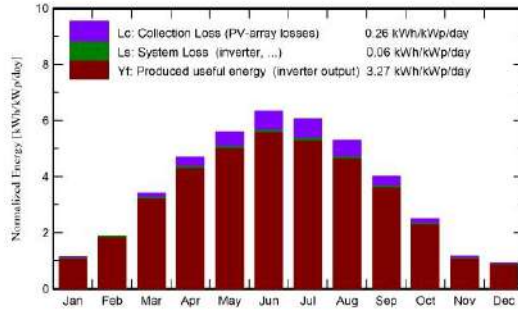
System Production

Produced Energy 23359 kWh/year

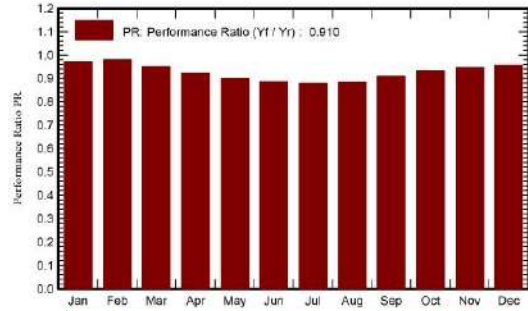
Specific production
Performance Ratio PR

1195 kWh/kWp/year
91.01 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	25.2	16.62	-3.34	35.4	34.1	691	673	0.972
February	40.9	24.16	-2.51	53.2	51.8	1040	1019	0.980
March	88.4	42.20	2.61	106.2	104.0	2011	1976	0.952
April	128.2	60.23	10.14	141.1	138.3	2585	2543	0.922
May	169.6	76.54	16.25	173.7	170.2	3104	3053	0.899
June	185.7	78.51	19.07	190.0	186.3	3344	3290	0.886
July	182.2	80.95	21.41	187.8	184.3	3282	3228	0.879
August	151.7	67.60	20.56	164.1	161.0	2882	2836	0.884
September	102.9	47.74	14.48	120.3	117.9	2176	2139	0.910
October	61.0	32.93	8.57	77.2	75.1	1436	1409	0.934
November	25.9	15.90	3.47	35.2	34.0	671	652	0.947
December	19.1	12.37	-1.01	28.9	27.8	556	540	0.956
Year	1180.9	555.76	9.21	1312.9	1284.7	23778	23359	0.910

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

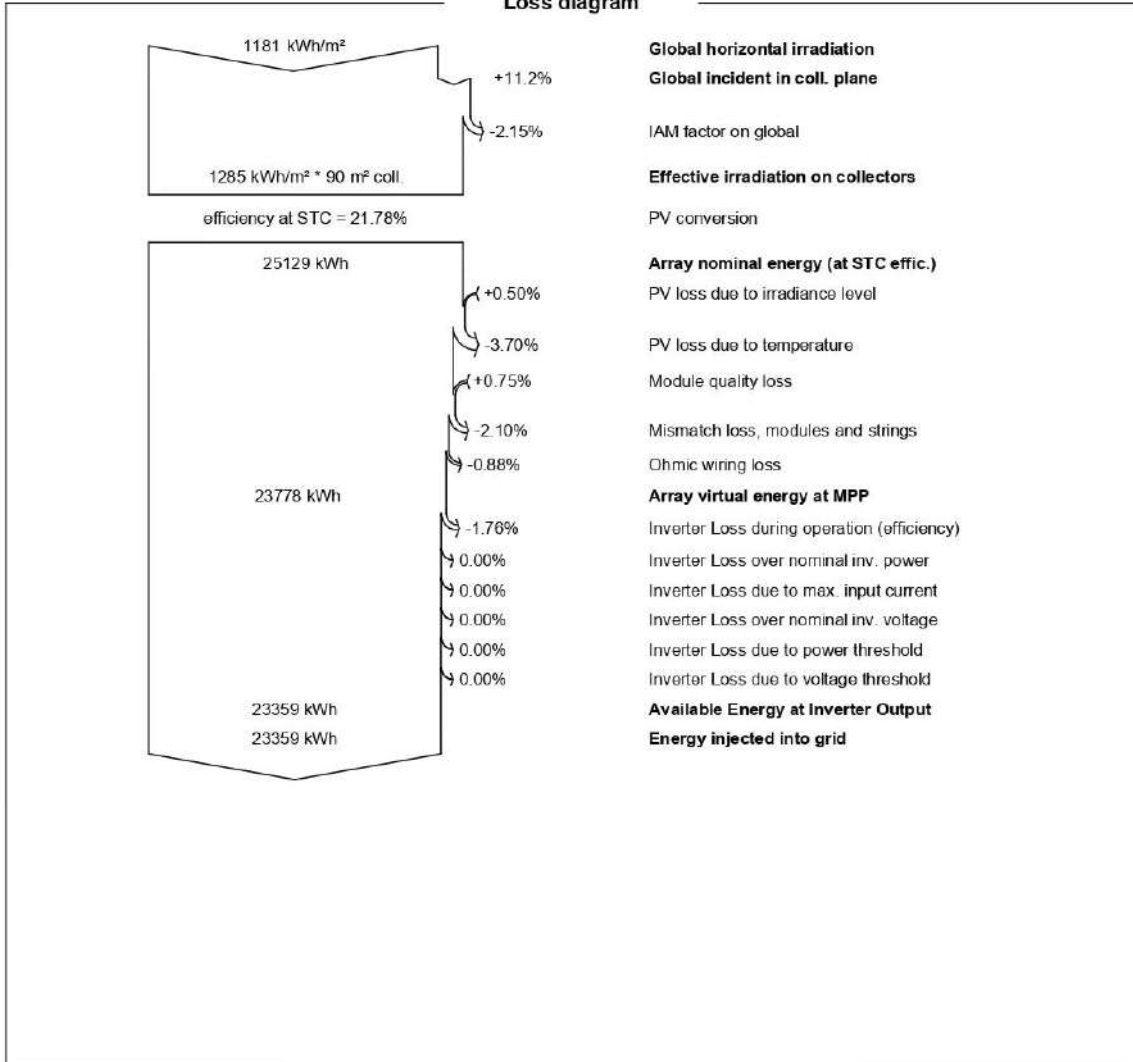


PVsyst V7.3.1
 VC0, Simulation data:
 14/07/24 21:35
 with v7.3.1

Project: LCOE 20 kW

Variant: LCOE 10 kW

Loss diagram





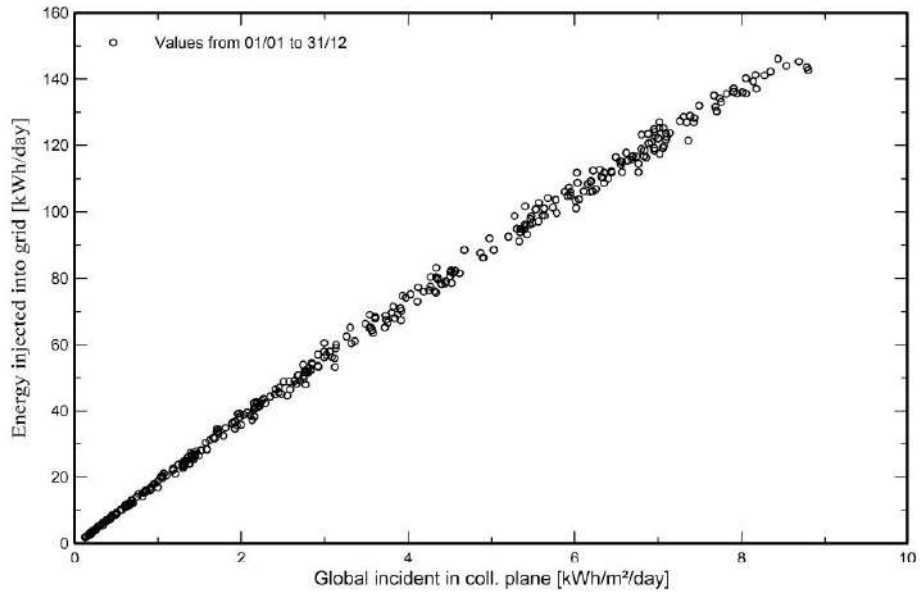
PVsyst V7.3.1
VC0, Simulation data:
14/07/24 21:35
with v7.3.1

Project: LCOE 20 kW

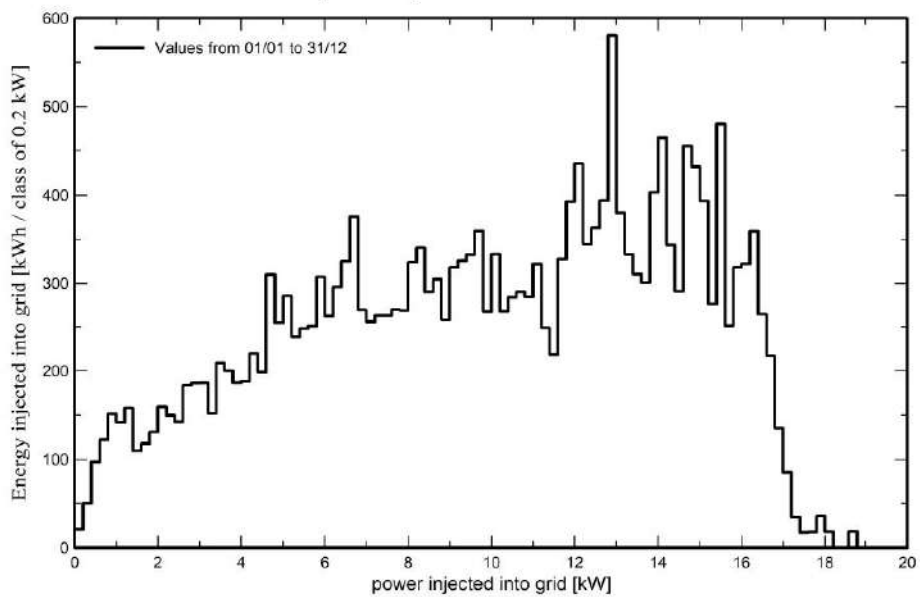
Variant: LCOE 10 kW

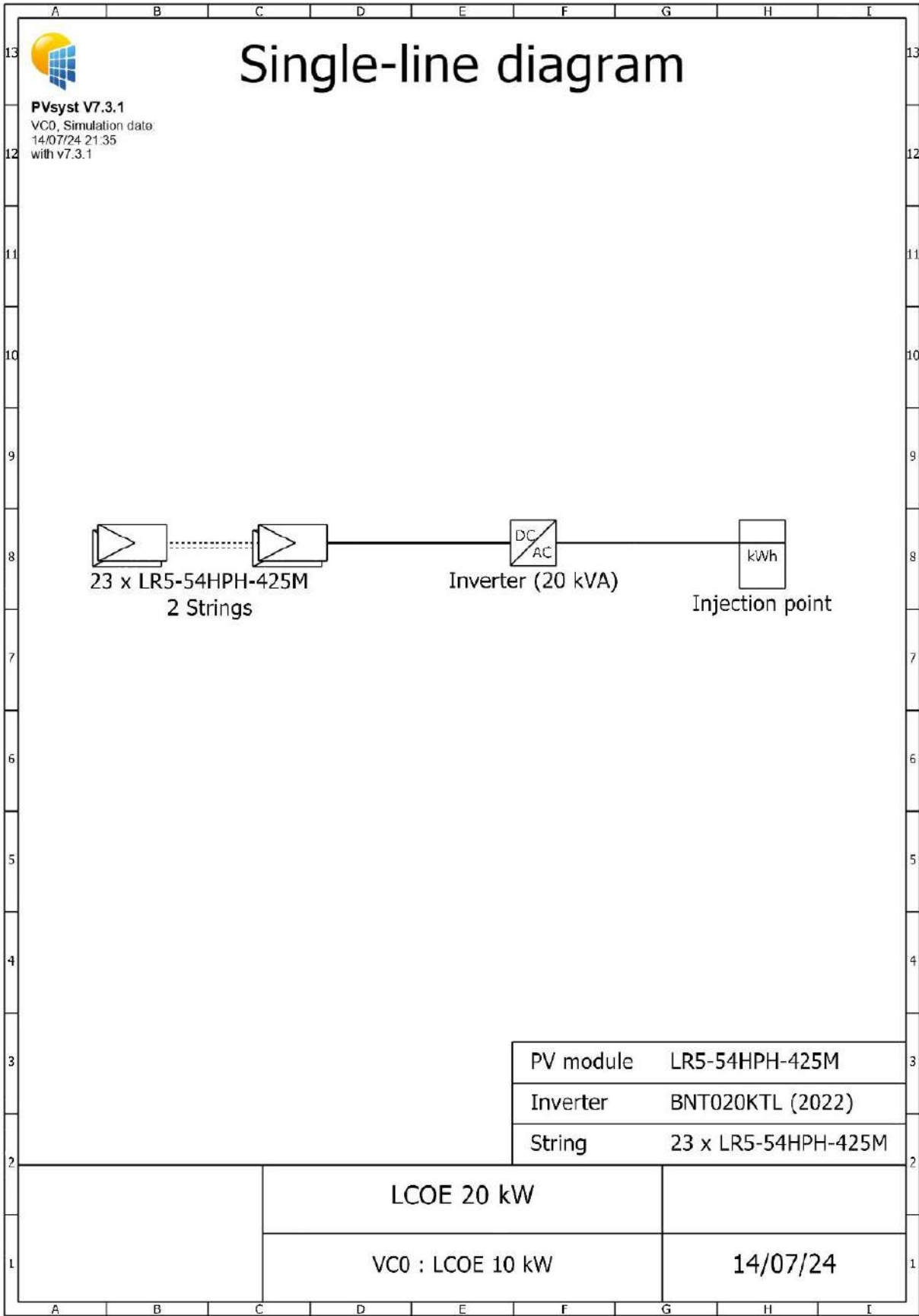
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: LCOE 30 kW

Variant: LCOE 20 kW

No 3D scene defined, no shadings

System power: 30.6 kWp

Borshchahivka - Ukraine

| Author



PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation data:
14/07/24 21:37
with v7.3.1

Project: LCOE 30 kW

Variant: LCOE 20 kW

Project summary

Geographical Site Borshchahivka Ukraine	Situation Latitude 50.45 °N Longitude 30.45 °E Altitude 160 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Borshchahivka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / -45 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 72 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 30.6 kWp	Pnom total 30.0 kWac	
	Pnom ratio 1.020	

Results summary

Produced Energy 36593 kWh/year	Specific production 1196 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 91.08 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation data:
14/07/24 21:37
with v7.3.1

Project: LCOE 30 kW

Variant: LCOE 20 kW

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth 30 / -45 °		Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Growatt New Energy
Model	LR5-54HPH-425M	Model	Growatt-30000-TL3-S
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	425 Wp	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Number of PV modules	72 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	30.6 kWp	Total power	30.0 kWac
Modules	4 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-950 V
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	1.02
Pmpp	28.00 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	520 V		
I mpp	54 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	31 kWp	Total power	30 kWac
Total	72 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	141 m²	Phom ratio	1.02
Cell area	129 m²		

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 160 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation data:
14/07/24 21:37
with v7.3.1

Main results

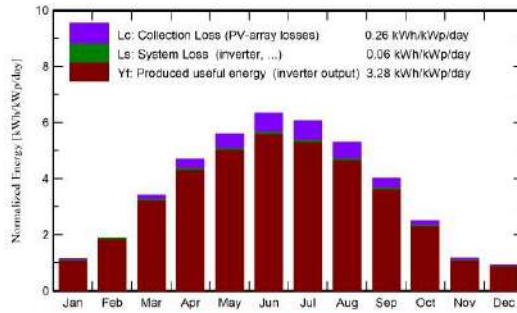
System Production

Produced Energy **36593 kWh/year**

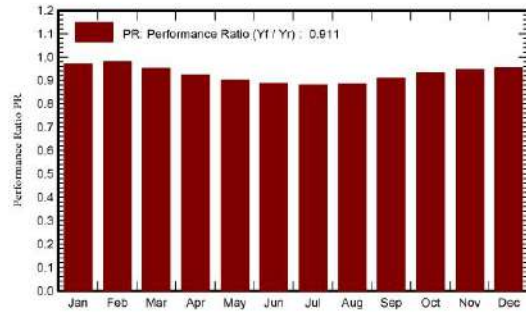
Specific production
Performance Ratio PR

1196 kWh/kWp/year
91.08 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	25.2	16.62	-3.34	35.4	34.1	1082	1053	0.971
February	40.9	24.16	-2.51	53.2	51.8	1628	1594	0.980
March	88.4	42.20	2.61	106.2	104.0	3148	3096	0.953
April	128.2	60.23	10.14	141.1	138.3	4046	3985	0.923
May	169.6	76.54	16.25	173.7	170.2	4858	4785	0.900
June	185.7	78.51	19.07	190.0	186.3	5234	5157	0.887
July	182.2	80.95	21.41	187.8	184.3	5137	5059	0.880
August	151.7	67.60	20.56	164.1	161.0	4512	4443	0.885
September	102.9	47.74	14.48	120.3	117.9	3405	3351	0.911
October	61.0	32.93	8.57	77.2	75.1	2248	2206	0.934
November	25.9	15.90	3.47	35.2	34.0	1050	1020	0.946
December	19.1	12.37	-1.01	28.9	27.8	870	844	0.956
Year	1180.9	555.76	9.21	1312.9	1284.7	37217	36593	0.911

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

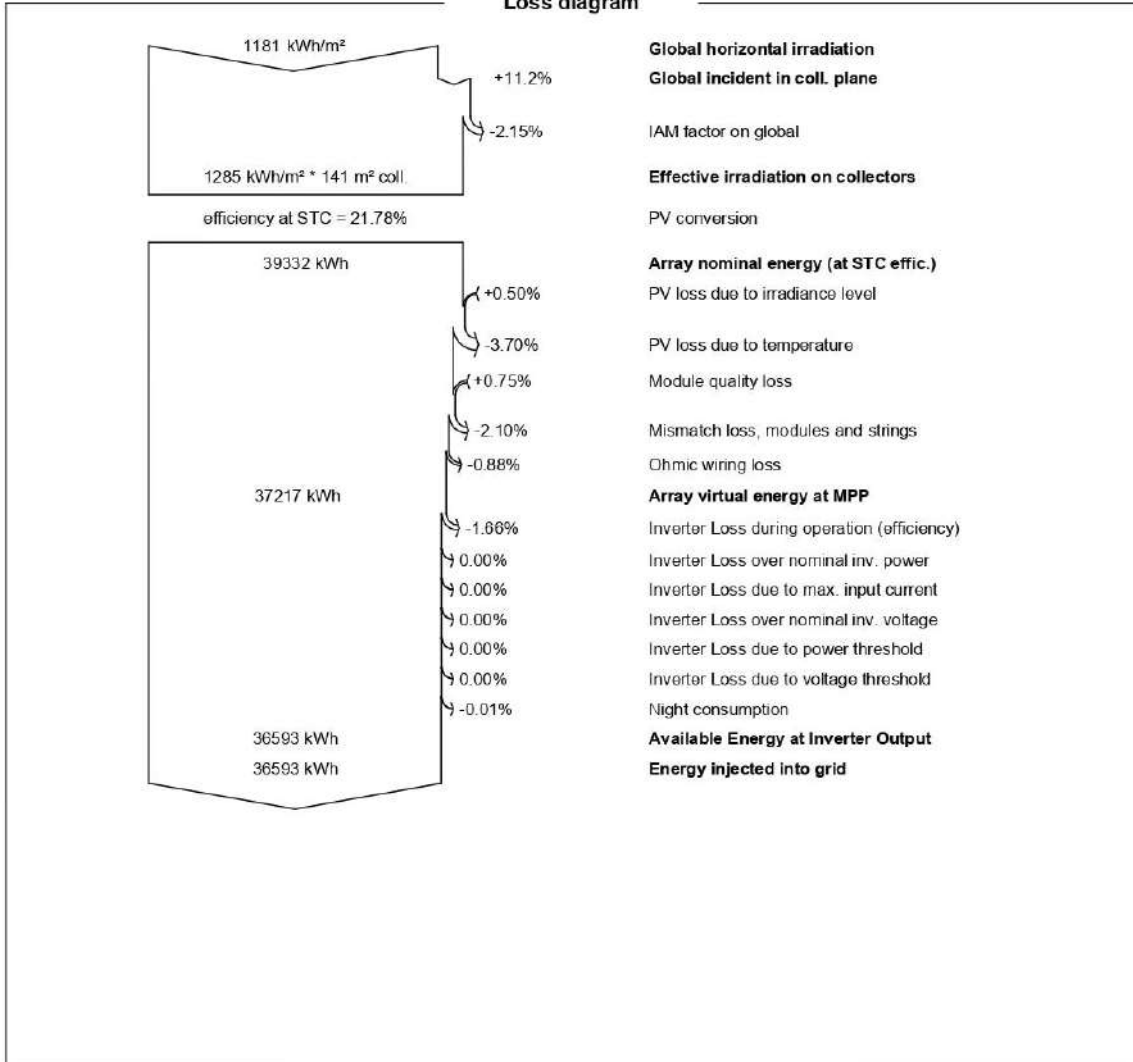


PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation data:
14/07/24 21:37
with v7.3.1

Project: LCOE 30 kW

Variant: LCOE 20 kW

Loss diagram





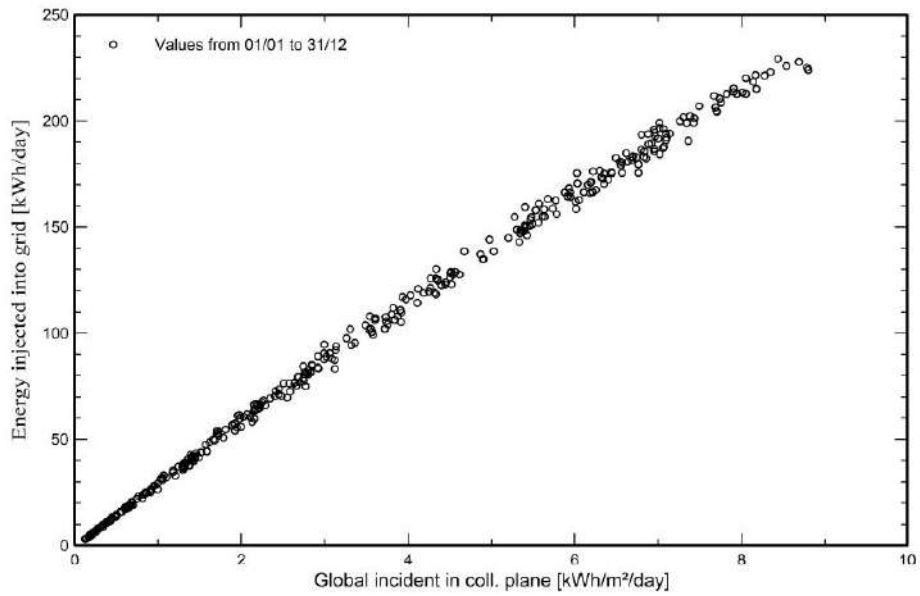
PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation data:
14/07/24 21:37
with v7.3.1

Project: LCOE 30 kW

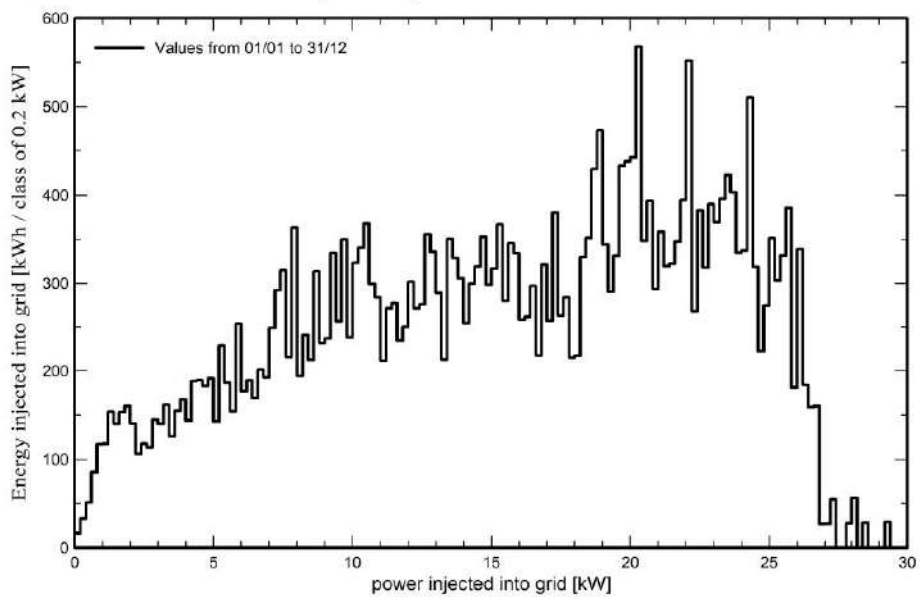
Variant: LCOE 20 kW

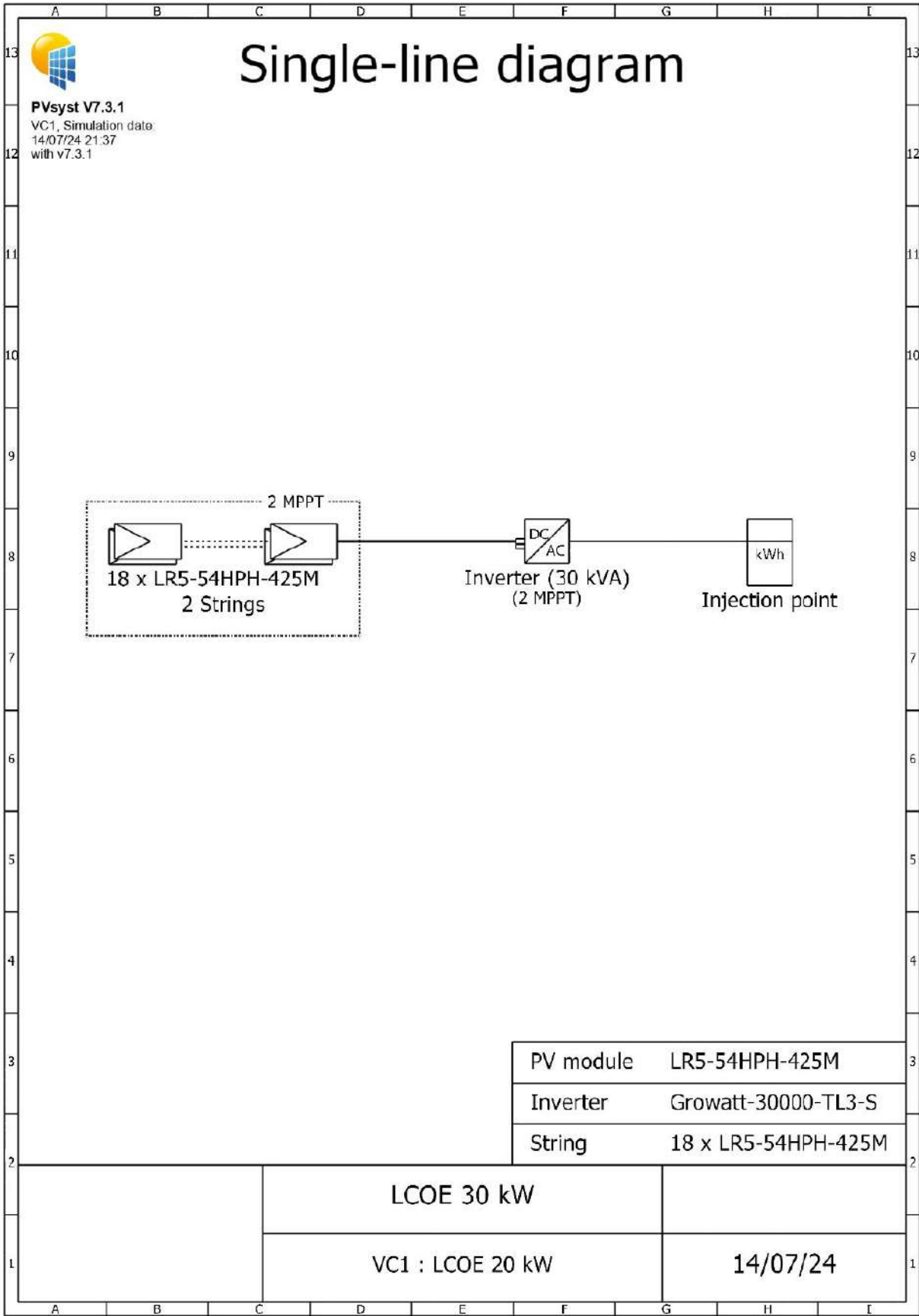
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





**ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ МЕХАНІЗМУ АГРЕГУВАННЯ
РІЗНОТИПНИХ ДЖЕРЕЛ РГ ТА СНЕ У ЛЕС**

```

clear all
tfp1=1
tfp2=1.5
tp2=1
tp3=1
sh=0.5 %штраф
b=0.5 %бонус
p11=[0 0 0 0 0 5 10 25 35 50 70 90 95 90 70 50 35 25 10 5 0 0 0 0]
p12=[0 0 0 0 0 5 10 25 35 50 70 90 95 90 70 50 35 25 10 5 0 0 0 0]
p21=[75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75]
p22=[75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75]
pn=[50 70 80 75 95 150 200 220 200 150 140 140 120 140 150 170 180 150 130
100 70 50 50 50]
p11r=[0 0 0 0 0 5 9 25 35 50 70 80 80 82 70 50 35 25 10 5 0 0 0 0]
p12r=[0 0 0 0 0 5 10 28 35 50 70 80 80 82 70 50 35 25 9 5 0 0 0 0]
p21r=[75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75]
p22r=[75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75 75]
pnr=[40 65 80 75 95 140 210 210 200 150 150 150 110 140 150 170 160 150 130
90 75 50 60 60]
for i=1:length(pn)
    p1(i)=p11(i)+p12(i)
    ub1(i)=pn(i)-(p1(i))
    if ub1(i)>0; %недостатньо джерела 1
        p2(i)=p21(i)+p22(i)
        ub2(i)=p2(i)-ub1(i)
    end
end

```

```

if ub2(i)<0 %недостатньо джерела 2
    pc(i)=-ub2(i)
    p2p(i)=0
    p2(i)=p21(i)+p22(i)
else p2(i)=ub1(i)%достатньо джерела 2
    pc(i)=0
    p2p(i)=p21(i)+p22(i)-ub1(i)
end
else pc(i)=ub1(i)%достатньо джерела 1
    p2p(i)=p21(i)+p22(i)
    p2(i)=0
end
p1r(i)=p11r(i)+p12r(i)
ub1r(i)=pnr(i)-(p1r(i))
if ub1r(i)>0;
    p2r(i)=p21r(i)+p22r(i)
    ub2r(i)=p2r(i)-ub1r(i)
if ub2r(i)<0
    pcr(i)=-ub2r(i)
    p2pr(i)=0
else p2r(i)=ub1r(i)
    pcr(i)=0
    p2pr(i)=p21r(i)+p22r(i)-ub1r(i)
end
else pcr(i)=ub1r(i)
    p2pr(i)=p21r(i)+p22r(i)
    p2r(i)=0

end

```

```

if p1(i)>p1r(i)
C1(i)=tfp1*p1(i)-sh*(p1(i)-p1r(i))
elseif p1(i)==p1r(i)
C1(i)=tfp1*p1r(i)
else p1(i)<p1r(i)
C1(i)=tfp1*p1(i)-b*(p1(i)-p1r(i))
end
if p2(i)>p2r(i)
C2(i)=tfp1*p2(i)-sh*(p2(i)-p2r(i))
elseif p2(i)==p2r(i)
C2(i)=tfp1*p2r(i)
else p2(i)<p2r(i)
C2(i)=tfp1*p2(i)-b*(p2(i)-p2r(i))
end
if pc(i)>pcr(i)
C3(i)=tfp2*pc(i)-0.1*(pc(i)-pcr(i))
elseif pc(i)==pcr(i)
C3(i)=tfp2*pcr(i)
else pc(i)<pcr(i)
C3(i)=tfp2*pc(i)+0.1*(pc(i)-pcr(i))
end
end

```

**ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ МЕХАНІЗМУ АГРЕГУВАННЯ
РІЗНОТИПНИХ РЕР У РАМКАХ КОАЛІЦІЙНОЇ ГРИ У ЛЕС**

```

clear all
a1=0.372+0.02; %diesel
a2=225.63;
a3=0
b1=-0.0013;
b2=-37.8;
b3=0
c1=2e-6;
c2=-129.93
c3=0
d1=4e-8
d2=155
d3=0
tfp1=1.3/40 % solar
tfp2=1.45/40 % wind
tfp3=1.8/40 % battery
tfp1f=1.3/40 % solar
tfp2f=1.45/40 % wind
tfp3f=1.8/40 % battery
sh=0.5 %штраф
b=0.5 %бонус
p11=[0 0 0 0 0 5 10 25 35 50 70 90 95 90 70 50 35 25 10 5 0
0 0 0]
p12=[0 0 0 0 0 5 10 25 35 50 70 90 95 90 70 50 35 25 10 5 0
0 0 0]
p31=[10 15 20 25 25 20 15 17 18 18 16 15 14 18 20 21 20 18
17 14 18 20 21 15]
p32=[10 15 20 25 25 20 15 17 18 18 16 15 14 18 20 21 20 18
17 14 18 20 21 15]
p21=[50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50
50 50 50 50 50]
p22=[50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50
50 50 50 50 50]
pn=[50 65 70 75 95 150 160 170 175 180 160 160 150 170 175
200 180 150 120 130 80 60 50 50]
pc1=[50 50 50 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 50 50 50 0 0 0 0 0
0]
%фактичні
p11f=[0 0 0 0 1 3 7 20 30 54 66 92 95 91 70 55 35 24 12 6 1
0 0 0]

```

```

p12f=[0 0 0 0 1 3 7 20 30 54 66 92 95 91 70 55 35 24 12 6 1
0 0 0]
p31f=[12 16 20 25 23 20 15 18 18 19 16 15 14 18 20 21 20 18
17 14 17 22 21 15]
p32f=[12 16 20 25 23 20 15 18 18 19 16 15 14 18 20 21 20 18
17 14 17 22 21 15]
p21f=[50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50
50 50 50 50 50]
p22f=[50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50
50 50 50 50 50]
pc1f=[50 50 50 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 50 50 50 0 0 0 0 0 0
0]
pnf=[50 65 70 75 95 150 160 170 175 180 160 160 150 170 175
200 180 150 120 130 80 60 50 50]
for i=1:length(pn)
    % прогнозоване
    p1(i)=p11(i)+p12(i) % знаходимо потужність сонячного
джерела (1)
    p3(i)=p31(i)+p32(i) % wind
    ub0(i)=pn(i)-(p1(i))
    if ub0(i)>0 %недостатньо джерела 1
        ub1(i)=p3(i)-ub0(i)
        if ub1(i)<0; % недостатньо вітру
            pc(i)=pc1(i) % ,беремо з батареї
            ub2(i)=pc(i)+ub1(i)
            if ub2(i)<0 % нехватає батареї без з дизеля
                pdisel(i)=-ub2(i)
            ppv(i)=p1(i)
            pb(i)=pc1(i)
            pw(i)=p3(i)
        else %достатньо ,батареї
            pdisel(i)=0
            ppv(i)=p1(i)
            pw(i)=p3(i)
            pb(i)=-ub1(i)
        end
        else pw(i)=ub0(i) %достатньо джерела 2 (вітер)
            pdisel(i)=0
            ppv(i)=p1(i)
            pb(i)=-p3(i)+ub0(i)
        end
    else ppv(i)=pn(i) %достатньо джерела 1 (сонце)
        pdisel(i)=0
        pw(i)=0
        pb(i)=ub0(i)-p3(i)
    end
end

```



```

tfp1(i)=1.3/40
tfp2(i)=a1+b1*pdiesel(i)+c1*pdiesel(i)*pdiesel(i)+d1*pdiesel(i)
*pdiesel(i)*pdiesel(i) % cost pf 1
C4(i)=1.45/40*pw(i)
if pdiesel(i)>0
C2(i)=tfp2(i)*pdiesel(i)*1.03 % diesel
hdiesel(i)=(C2(i))/(pdiesel(i))
else C2(i)=0
hdiesel(i)=0
end
if pb(i)>0
C3(i)=tfp3*pb(i)
C1(i)=tfp1(i)*ppv(i) % pv
else
C3(i)=0
C1(i)=tfp1(i)*(ppv(i)) % pv
end

h(i)=(C1(i)+C2(i)+C3(i)+C4(i))/(pn(i))
hpv(i)=(C1(i))/(ppv(i))
hw(i)=(C4(i))/(pw(i))
hb(i)=(C3(i))/(pb(i))
Cgrid(i)=5.77/40*pn(i)
C(i)=C1(i)+C2(i)+C3(i)+C4(i)
deltaC(i)=Cgrid(i)-C(i)
if pb(i)>0
pb1(i)=pb(i)
Tg(i)=(ppv(i)+pw(i)+pb(i))/pn(i)*5.77/40+pdiesel(i)/pn(i)*tf
p2(i)*1.03
Csp(i)=Tg(i)*pn(i)
deltaC(i)=Csp(i)-C(i)
else
pb1(i)=0
Tg(i)=(ppv(i)+pw(i))/pn(i)*5.77/40+pdiesel(i)/pn(i)*tfp2(i)*
1.03
Csp(i)=Tg(i)*pn(i)
deltaC(i)=Csp(i)-C(i)
end

% фактичне

p1f(i)=p11f(i)+p12f(i) % знаходимо пугужність сонячного
джерела (1)
p3f(i)=p31f(i)+p32f(i)
ub0f(i)=pn(i)-(p1f(i))
if ub0f(i)>0 %недостатньо джерела 1
ub1f(i)=p3f(i)-ub0f(i)

```

```

    if ub1f(i)<0; % недостатньо вітру
    pcf(i)=p1f(i) % ,беремо з батареї
    ub2f(i)=pcf(i)+ub1f(i)
    if ub2f(i)<0 % нехватає батареї без з дизеля
    pdiself(i)=-ub2f(i)
    ppvf(i)=p1f(i)
    pbf(i)=pcf(i)
    pwf(i)=p3f(i)
    else %достатньо ,батареї
    pdiself(i)=0
    ppvf(i)=p1f(i)
    pwf(i)=p3f(i)
    pbf(i)=-ub1f(i)
    end
    else pwf(i)=ub0f(i)%достатньо джерела 2 (вітер)
    pdiself(i)=0
    ppvf(i)=p1f(i)
    pbf(i)=-p3f(i)+ub0f(i)
    end
else ppvf(i)=pnf(i) %достатньо джерела 1 (сонце)
    pdiself(i)=0
    pwf(i)=0
    pbf(i)=ub0f(i)-p3f(i)

end
%розрахунок тарифу та загальної вартості LCOE
tfp1f(i)=1.3/40
tfp2f(i)=a1+b1*pdiself(i)+c1*pdiself(i)*pdiself(i)+d1*pdiself(i)*pdiself(i)*pdiself(i) % cost pf 1
C4f(i)=1.45/40*pwf(i)
if pdiself(i)>0
C2f(i)=tfp2f(i)*pdiself(i)*1.03 % diesel
hdiself(i)=(C2f(i))/(pdiself(i))
else C2f(i)=0
hdiself(i)=0
end
if pbf(i)>0
C3f(i)=tfp3f*pbf(i)
C1f(i)=tfp1f(i)*ppvf(i) % pv
else
    C3f(i)=0
    C1f(i)=tfp1f(i)*(ppvf(i)) % pv
end

hf(i)=(C1f(i)+C2f(i)+C3f(i)+C4f(i))/(pnf(i))
hpvf(i)=(C1f(i))/(ppvf(i))
hdiself(i)=(C2f(i))/(pdiself(i))
hwf(i)=(C4f(i))/(pwf(i))

```

```

hbf(i)=(C3f(i))/(pbf(i))
Cgridf(i)=5.77/40*pnf(i)
Cf(i)=C1f(i)+C2f(i)+C3f(i)+C4f(i)
deltaCf(i)=Cgridf(i)-Cf(i)

% тариф для споживача
if pbf(i)>0
    pb1f(i)=pbf(i)
Tgf(i)=(ppvf(i)+pwf(i)+pbf(i))/pn(i)*5.77/40+pdiself(i)/pnf(i)*tfp2(i)*1.03*1.5
Tgf(i)=5.77/40+pdiself(i)/pnf(i)*tfp2(i)*1.2
Tgfpv(i)=5.77/40
Tgfw(i)=5.77/40
Tgfdisel(i)=pdiself(i)/pnf(i)*tfp2f(i)*1.2
Cspf(i)=Tgf(i)*pn(i)
deltaCf(i)=Cspf(i)-Cf(i)
else
    pb1(i)=0
Tgf(i)=(ppvf(i)+pwf(i))/pnf(i)*5.77/40+pdiself(i)/pnf(i)*tfp2f(i)*1.03*1.5
Tgfpv(i)=5.77/40
Tgfw(i)=pwf(i)/pnf(i)*5.77/40
Tgfdisel(i)=pdiself(i)/pnf(i)*tfp2f(i)*1.03*1.5
Cspf(i)=Tgf(i)*pn(i)
deltaCf(i)=Cspf(i)-Cf(i) % прибуток
end

%Прибуток
Cprf(i)=0.5*deltaCf(i) %загальний
% кожного окремого джерела
Cprpvf(i)=Cprf(i)*ppvf(i)/pn(i)
Cprwf(i)=Cprf(i)*pwf(i)/pn(i)
Cprdiself(i)=Cprf(i)*pdiself(i)/pn(i)

% штраф та бонус сонячних генераторів
pf(i)=pn(i)
if p1f(i)>0
    ppf(i)=ppvf(i)
else
    ppf(i)=0
end
if p1f(i)>p1(i)
Bonpv(i)=(p1f(i)-p1(i))*(p1f(i)/(pf(i)))*0.5*(Cprpvf(i))/ppf(i)
SNpv(i)=0
elseif p1f(i)<p1(i)
Bonpv(i)=0

```

```

SNpv(i)=(p1f(i)-p1(i))*(p1f(i)/(pf(i)))*(Cprpvf(i)/ppf(i))
oi(i)=(p1f(i)/(pf(i)))
else
    Bonpv(i)=0
    SNpv(i)=0
end

if p1f(i)>pn(i)
Bonpv(i)=0
Cprpvf1(i)=Cprf(i)*ppf(i)/pn(i)+SNpv(i)
else
Cprpvf1(i)=Cprf(i)*ppf(i)/pn(i)+SNpv(i)+Bonpv(i)

end

% штраф та бонус вітряних генераторів

if p3f(i)>0
    pwwf(i)=pwf(i)
else
    pwwf(i)=0
end
if p3f(i)>p3(i)
Bonw(i)=(p3f(i)-
p3(i))*(p3f(i)/(pn(i)))*0.5*(Cprwf(i))/pwwf(i)
SNw(i)=0
elseif p3f(i)<p3(i)
Bonw(i)=0
SNw(i)=(p3f(i)-p3(i))*(p3f(i)/(pf(i)))*(Cprwf(i))/pwwf(i)
oi3(i)=(p3f(i)/(pf(i)))
else
    Bonw(i)=0
    SNw(i)=0
end

if (p3f(i)-ub0f(i))>=0
Bonw(i)=0
Cprwf1(i)=Cprf(i)*pwwf(i)/pn(i)+SNw(i)
else
Cprwf1(i)=Cprf(i)*pwwf(i)/pn(i)+SNw(i)+Bonw(i)
end

% штраф та бонус дизель-генераторів

if pdiself(i)>pdisel(i)

```

```

Bondisel(i)=(pdiself(i)-
pdisel(i))*(pdiself(i)/(pn(i)))*0.5*(Cprdiself(i))/pdiself(i)
SNdisel(i)=0
else
Bondisel(i)=0
SNdisel(i)=0
end

Cprdiself1(i)=Cprf(i)*pdiself(i)/pn(i)+Bondisel(i)

% штраф та бонус акумулятора

if pbf(i)>0
Cprbf1(i)=Cprf(i)*pbf(i)/pn(i)
Cprbf(i)=Cprf(i)*pbf(i)/pn(i)
else
Cprbf1(i)=0
Cprbf(i)=0
end

sumCprrf1(i)=Cprdiself1(i)+Cprpvf1(i)+Cprwf1(i)+Cprbf1(i)
end

summapn=sum(pn)
summarg=sum(ppv+pw+pb1)
summacf=sum(Cspf)
summCprrf1=sum((Cprbf1+Cprpvf1+Cprwf1+Cprdiself1))

```



УКРАЇНА

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057, тел.: (044) 204-48-27, (044) 204-70-27
e-mail: box@necr.gov.ua, вебсайт: www.necr.gov.ua

№ _____

на № _____

ДОВІДКА

про використання результатів

дисертаційної роботи Дениса ДЕРЕВ'ЯНКА

«Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних
ресурсів в локальних електроенергетичних системах»

Одним з результатів дисертаційної роботи Дениса ДЕРЕВ'ЯНКА «Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах» є розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів та методика оцінювання ефективності функціонування активного споживача на основі його реагування на програми керування попитом.

Практична цінність зазначених результатів полягає у тому, що розроблене нормативно-методичне забезпечення створює передумови до впровадження локальних енергетичних ринків в Україні. Одне з основних завдань НКРЕКП - це сприяння відкриттю, ефективному функціонуванню енергетичних ринків та їх взаємній інтеграції з ринками інших держав. Запровадження локальних енергетичних ринків в Україні сприятиме підвищенню ефективності функціонування ОЕС України через підвищення автономності роботи електричних мереж із розосередженими енергетичними ресурсами, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

Враховуючи отримані Денисом ДЕРЕВ'ЯНКОМ результати, запропоноване нормативно-методичне забезпечення може бути впроваджене у рамках виконання плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, а також при запровадженні моделей локальних енергетичних ринків в Україні.

Член НКРЕКП,
доктор економічних наук

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

№10905/55/7-24 від 26.09.2024



арк.1

14:04:09

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«ПРИМОРСЬКА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ»

04071, місто Київ, вул. Ярославська, будинок 4-Б
ЄДРПОУ – 40904489 тел.: +380-063-033-5929, mail: info@pec.in.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ТОВАРИСТВО З
ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«ПРИМОРСЬКА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА
КОМПАНІЯ»



Воробель Р. В.

15 серпня 2024 р.

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи

ДЕРЕВ'ЯНКА ДЕНИСА ГРИГОРОВИЧА

на тему: «Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах»

Важливими напрямками дисертаційного дослідження Дерев'янка Д.Г. є удосконалення та подальший розвиток моделей взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів із централізованими електроенергетичними системами та методологія визначення ефективності функціонування систем накопичення електроенергії у локальних електроенергетичних системах.

Практичне значення одержаних у дисертації результатів за цим напрямом є розроблена у роботі модель цінового арбітражу для систем з ВДЕ та накопичувачами електричної енергії, яка дозволяє знайти оптимальні стратегії взаємодії системи накопичення електричної енергії з енергетичною системою.

Отримані у роботі розрахункові дані, які засновані на діапазоні цін ринку «на добу наперед» по періодах доби за серпень 2021 року, дали змогу визначити потенційний щомісячний дохід на рівні 651,790 тис. грн. та річний дохід на рівні 7189 тис. грн. при впровадженні відповідної системи накопичення електричної енергії.

Отримані результати засвідчують значні перспективи запровадження відповідної моделі та є базою техніко-економічного обґрунтування впровадження систем накопичення електричної енергії для реалізації цінового арбітражу, яке ґрунтується на аналізі цін ринку «на добу наперед» по періодах доби.

Запропонована методологія визначення ефективності функціонування систем накопичення електроенергії у локальних електроенергетичних системах ґрунтується на оцінюванні нерівномірності відбору електроенергії в системах з накопичувачами електроенергії та дає змогу отримати оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями залежно як від тривалості інтервалів, на яких відбувається постійний відбір потужності, так і від інтенсивності розряду накопичувачів на цих інтервалах.

Дана методологія дала змогу підвищити ефективність застосування вже впровадженої системи накопичення електричної енергії на 24% і наразі використовується для визначення параметрів систем накопичення для ефективної реалізації моделі цінового арбітражу.

Директор



Роман ВОРОБЕЛЬ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор МПП «АНІГЕР»


Олег ГАЛАТА
«11» вересня 2024 р.


АКТ

впровадження (використання) результатів дисертаційної роботи
Дениса ДЕРЕВ'ЯНКА

Цим актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи Дениса ДЕРЕВ'ЯНКА за напрямком досліджень за темою «Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах» були використані в роботі МПП «АНІГЕР» при розробці архітектури систем моніторингу енергетичних систем з джерелами розосередженої генерації.

Особливо важливими, як в теоретичному так і в практичному плані вважаємо такі результати, отримані Денисом ДЕРЕВ'ЯНКОМ:

1. Методика підвищення енергетичної ефективності локальних електроенергетичних систем з активними споживачами. Дана методика, що базується на розробленому методі оцінювання ефективності функціонування активного споживача в локальних електроенергетичних системах з розосередженими енергетичними ресурсами, лягла в основу системи моніторингу, яка дає можливість у реальному часі проводити оцінювання технічних та економічних параметрів усталених режимів роботи активних споживачів та коригувати їх на основі визначення потенціалу для підвищення ефективності його функціонування. Також дана методика дає змогу оцінити потенціал автономної роботи активних споживачів, що вкрай позитивно вплине на режими роботи локальних електроенергетичних систем в умовах російської агресії.

2. Розроблене нормативно-методичне забезпечення агрегування різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів, яке включає в себе

теоретико-ігрову модель локального енергетичного ринку та механізм агрегування розосереджених енергетичних ресурсів з урахуванням їх типів та функціональних відмінностей, лягло в основу побудови структури системи Smart-моніторингу для локальних електроенергетичних систем, яка створює передумови до впровадження локальних енергетичних ринків в ОЕС України. Це забезпечить підвищення автономності окремих сегментів ОЕС України, що особливо важливо за функціонування ОЕС України в умовах російської агресії.

3. Запропонований у дисертаційній роботі спосіб коригування ціни при динамічній тарифікації ліг в основу розроблення спеціальних процедур моніторингу, котрі створюють передумови до запровадження механізмів динамічної тарифікації, оскільки дають змогу визначати величину зміни ціни на електричну енергію при динамічній тарифікації для споживачів в реальних умовах, враховуючи наявну пропозицію по генеруванню у реальному часі.


З урахуванням отриманих результатів, запропоноване нормативно-методичне забезпечення може бути впроваджено у рамках реалізації плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року при побудові Microgrid систем для підвищення надійності електричних мереж та якості електропостачання, за умови, що всі джерела розосередженої генерації та власники систем накопичення електроенергії зможуть продавати згенеровану електроенергію лише через оператора/агрегатора Microgrid.

Заступник директора-головний інженер,
доктор технічних наук,
лауреат Державної премії України
в галузі науки і техніки

 Михайло СОПЕЛЬ

ЗАТВЕРДЖУЮ

проректор з навчальної роботи
Національного технічного університету
України «Київський політехнічний
Інститут імені Ігоря Сікорського»
к.філос.н., професор


Анатолій МЕЛЬНИЧЕНКО
« » 2024 р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи науково-педагогічного працівника кафедри електропостачання Дерев'янка Д.Г. в навчальний процес КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Ми, що нижче підписалися, перший заступник директора НН ІЕЕ, заступник з навчально-методичної та міжнародної роботи Тверда О.Я., в.о. завідувача кафедри електропостачання Бориченко О.В., заступник завідувача кафедри електропостачання з наукової роботи Коцар О.В. склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою дисертаційної роботи Дерев'янка Дениса Григоровича «Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах» використовуються у навчальному процесі навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського на кафедрі електропостачання.

Найменування впровадженого результату	Форма впровадження
Методи, механізми та теоретико-ігрові моделі оптимальної взаємодії різнотипних розосереджених енергетичних ресурсів в електроенергетичних системах на різних ієрархічних рівнях.	Матеріали дисертаційної роботи впроваджені у вигляді лекційних та практичних занять дисципліни «Сучасні моделі бізнес-процесів в енергетичних компаніях» в процесі підготовки магістрів ОПП «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Заступник завідувача кафедри електропостачання з наукової роботи
к.т.н., доцент

Олег КОЦАР

В.о. завідувача кафедри електропостачання
к.т.н., доцент

Олена БОРИЧЕНКО

Перший заступник директора НН ІЕЕ,
заступник з навчально-методичної та міжнародної роботи
д.т.н., професор

Оксана ТВЕРДА

ЗАТВЕРДЖУЮ

 Керівник Департаменту з
розвитку мереж та технічним
присланням

Юшко А.М.

« » _____


АКТ

 впровадження результатів дисертаційної роботи
Дерев'янка Дениса Григоровича

Цим актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи Дерев'янка Д.Г. за темою «Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах» використано в роботі ДТЕК Київські регіональні електромережі.

На нашу думку, важливими, як в теоретичному так і в практичному плані є такі результати, отримані Дерев'янком Д.Г. у рамках дисертаційних досліджень:

1. Методи оцінювання ефективності функціонування активних споживачів на основі їх реагування на програми керування попитом на електричну енергію та коригування ціни при динамічній тарифікації. Зазначені методи дозволяють оцінити рівень впливу на споживачів при зміні ціни на електроенергію при запровадженні тарифу, диференційованого за тарифними зонами на рівні, 15,8 % для побутових споживачів.

2. Модель агрегування розосереджених енергетичних ресурсів та метод взаємної інтеграції моделей локальних систем з джерелами розосередженої генерації та моделей централізованих електроенергетичних систем на основі використання механізмів динамічної тарифікації. Розроблені модель агрегування та метод взаємної інтеграції дають змогу підвищити якість і надійність електропостачання шляхом залучення власників джерел розосередженої генерації до активної поведінки направленої на покриття небалансів по генеруванню та забезпеченню резервів по генеруванню.

3. Отримані у дисертаційній роботі наукові результати дають змогу сформулювати додаткові вимоги до процедур моніторингу споживання електричної енергії активними споживачами, які виробляють електричну енергію з відновлюваних джерел та використовують накопичувачі електричної енергії.

 Керівник Департаменту
з розвитку мереж та технічним присланням

А. М. Юшко



Передавайте покази, дізнавайтесь про відключення, замовляйте послуги онлайн



Вайбер



Телеграм



Сайт


Для фізичних клієнтів:

+ 38 (044) 459 07 40

+ 38 (067) 495 70 40

+ 38 (099) 495 70 40

+ 38 (093) 495 70 40

Для юридичних клієнтів:

+ 38 (050) 495 70 40