

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

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Пустовий Андрій Миколайович

УДК:621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ З ГІБРИДНОЮ СИСТЕМОЮ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 Електрична інженерія

Подається на здобуття звання доктора філософії

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

_____ А.М. Пустовий

Науковий керівник:

Веремійчук Юрій Андрійович, кандидат технічних наук, доцент

Київ – 2026

АНОТАЦІЯ

Пустовий А.М. Керування режимами активних споживачів з гібридною системою електропостачання. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

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

Актуальність дослідження зумовлена зростанням частки відновлюваних джерел енергії, поширенням фотоелектричних систем та установок зберігання енергії, що трансформує роль споживача в енергосистемі та підвищує значення керованості графіка електричних навантажень. Стрімке поширення фотоелектричних систем, а також установок зберігання енергії, призводить до зміни класичної ролі кінцевого споживача електричної енергії, який поступово трансформується з пасивного суб'єкта енергосистеми у повноцінного учасника ринку – активного споживача. В умовах функціонування сучасного ринку електричної енергії, зокрема із впровадженням механізмів для активних споживачів, ефективність діяльності активного споживача значною мірою залежить від здатності гнучко реагувати на ринкові сигнали, включаючи погодинні ціни, обмеження оператора системи передачі та розподілу, а також вимоги до балансування. Ускладнення процедур комерційного обліку електричної енергії та взаємодії з операторами систем обумовлює необхідність підвищення точності прогнозування графіків електричних навантажень та прийняття рішень щодо керування режимами в умовах невизначеності. Це визначає доцільність розробки методів оптимізації енергоспоживання і генерації з урахуванням технічних, економічних і регуляторних обмежень.

Метою роботи є підвищення ефективності керування режимами генерації, споживання та зберігання електричної енергії активних споживачів за рахунок

динамічного розподілу енергетичних потоків з урахуванням ринкових сигналів та технічних обмежень.

Об'єктом дослідження обрано процеси розподілу потоків електричної енергії в системі електропостачання активних споживачів.

Предметом дослідження виступають методи та засоби керування режимами в гібридних системах електропостачання активних споживачів для забезпечення ефективного споживання електричної енергії.

Для досягнення поставленої мети було виконано такі дослідницькі завдання: аналіз нормативно-правового забезпечення України щодо функціонування активних споживачів; аналіз режимів активних споживачів на основі кластерного аналізу та аналітичних методів; формування методів та підходів до керування активними споживачами в умовах функціонування ринку електричної енергії; розробити алгоритм прийняття рішень динамічної зміни пріоритетів розподілу енергетичних потоків між елементами системи електропостачання активного споживача з залученням відновлюваних джерел енергії та установок зберігання енергії; розробити структуру інформаційно-розрахункового комплексу, визначивши його ключові компоненти та реалізувати їх взаємодію, що має забезпечувати операційну діяльність активного споживача на ринку електричної енергії.

Проведений аналіз нормативно-правового забезпечення, що діє в Україні, для всіх етапів циклу функціонування активних споживачів дозволив визначити особливості побудови системи електропостачання та набуття статусу активного споживача. Це дозволило сформулювати основні моделі функціонування активних споживачів з іншими суб'єктами ринку електричної енергії та провести порівняльний аналіз з моделями просьюмерів на енергетичних ринках Європейського Союзу. Встановлено, що українські моделі активного споживача перебувають на етапі активного формування, що створює як додаткові можливості, так і ризики для учасників ринку.

Дослідження показало необхідність розробки адаптивних технічних рішень та відповідного аналітичного та нормативного супроводу для активних

споживачів, що формуються в умовах стрімкої децентралізації енергетичних систем та зростання частки відновлюваних джерел енергії, з огляду на особливості їх впровадження та функціонування.

Проведено статистичну обробку графіків електричних навантажень споживачів трьох груп (побутовий, малий непобутовий та промисловий споживач). Визначено характерні добові та сезонні профілі споживання, а також оцінено їх варіабельність і прогнозованість, зокрема із використанням коефіцієнта варіації як показника стабільності графіка. Отримані результати дозволили сформулювати типові поведінкові стратегії для кожної групи споживачів у разі набуття ними статусу активних, з урахуванням доступних механізмів участі у ринку.

Аналіз ринкових сигналів, включаючи погодинну динаміку цін на ринку «на добу наперед», продемонстрував, що використання лише сезонних або статичних стратегій керування є недостатнім для досягнення високої економічної ефективності. У зв'язку з цим запропоновано підхід, що базується на динамічній зміні пріоритетів розподілу енергетичних потоків у гібридній системі електропостачання активного споживача. Особливістю підходу є відмова від використання керування гнучким навантаженням, що дозволяє зосередитися виключно на оптимізації потоків між генерацією, споживанням, установками зберігання енергії та мережею.

Розроблений алгоритм керування на базі методу логічного програмування обмежень з лінеаризацією розрахунків, дозволив за допомогою оцінки поточних ринкових сигналів змінювати режим активного споживача відносно мережі (імпорт або експорт електричної енергії), обмежувати генерацію відновлюваних джерел енергії змінювати режим та рівень навантаження установок зберігання енергії, без впливу на попит струмоприймачами споживача.

Експериментально-модельна частина роботи підтвердила ефективність розробленого алгоритму. Зокрема, продемонстровано його здатність здійснювати керування графіком електричних навантажень відносно мережі з досягненням пріоритетних режимних характеристик та вищих економічних

показниках діяльності активного споживача на ринку, базуючись на ринково-орієнтованій моделі, за рахунок вибору оптимальних цінових обмежень.

Результати роботи дозволили зробити висновок про придатність розробленого підходу не лише на етапі експлуатації, але й на етапі проєктування систем електропостачання активних споживачів. Це дозволяє обґрунтовано визначати оптимальну структуру та параметри фотоелектричних систем і установок зберігання енергії, які є основою гібридних систем електропостачання з урахуванням майбутніх умов їх експлуатації.

Наукова новизна, досягнута в дисертації, полягає у тому що: вперше застосовано процедуру ринково-орієнтованого керування режимами в гібридних системах активних споживачів з врахуванням часової динаміки спотових цін і технічних обмежень елементів системи, що у порівнянні з існуючими підходами, дає змогу динамічно вносити зміни в стратегію апаратного керування системи електропостачання; вдосконалено підхід до визначення структури гібридних систем електропостачання активних споживачів, за рахунок оцінки режимних характеристик та особливостей ринкових механізмів, що дозволило оптимізувати технічні параметри при проєктуванні та експлуатації; набула подальшого розвитку методологія керування режимами активних споживачів з власними джерелами енергії, шляхом побудови інформаційно-розрахункового комплексу ризико-орієнтованого керування графіків електричних навантажень активних споживачів, що призводить до зменшення впливу суб'єктивних дій персоналу на їх експлуатацію.

Прикладне застосування дисертаційного дослідження забезпечуються розробленим ризико-орієнтованим інформаційно-розрахунковим комплексом, що використовує алгоритм з виставленими оператором пріоритетами для формування заявок активного споживача на ринку «доба наперед» та керуванням роботи комплексу в операційній добі. Запропоновані рішення дозволять: зменшити небаланси, мінімізувати ризики появи «каскадних» небалансів, підвищити використання власної генерації та повноту використання потенціалу установок зберігання енергії, в автоматичному режимі

дотримуватись технічних та диспетчерських обмежень, спрощує та мінімізує людський фактор при адмініструванні та організації діяльності активного споживача на ринку електричної енергії.

Таким чином, результати дисертаційного дослідження формують науково-методичну основу для підвищення ефективності функціонування активних споживачів з гібридною системою електропостачання в умовах сучасного ринку електричної енергії та сприяють подальшому розвитку концепції децентралізованої енергетики.

Публікації: за результатами досліджень опубліковано 11 наукових публікацій, у тому числі: 3 статті у наукових фахових виданнях України категорії «Б», 1 стаття у періодичному науковому фаховому виданні проіндексована у базі Scopus, 7 тез виступів на наукових конференціях, у тому числі 1 проіндексована у базі Scopus.

Ключові слова: активний споживач, управління потоками електричної енергії, енергоефективність, відновлювані джерела енергії, керування установками, керування режимами, ринок електричної енергії, гібридна система електропостачання, установки зберігання енергії.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

[1] Y. Veremiichuk, O. Yarmoliuk, A. Pustovyi, A. Mahnitko, I. Zicmane, T. Lomane. Features of Electricity Distribution Using Energy Storage in Solar Photovoltaic Structure. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2020. Vol. 57, no. 5. P. 18–29. DOI: 10.2478/lpts-2020-0024.

Особистий внесок здобувача: розроблено підхід до оптимального вибору параметрів установок накопичення електричної енергії для окремого об'єкта, зокрема оптимізовано механізм визначення ємності акумуляторної батареї.

Внесок Y. Veremiichuk: розроблено сценарний підхід до розрахунку оптимальної потужності для комплексу «відновлюване джерело-акумулятор».

Внесок O. Yarmoliuk: обґрунтовано підходи динамічного регулювання при використанні відновлюваних джерел енергії в енергетичній системі.

Внесок A. Mahnitko проведено формалізацію математичного апарату щодо проведення розрахунків

Внесок I. Zicmane проведено графічне представлення результатів та редакційне оформлення роботи

Внесок T. Lomane здійснено порівняльний аналіз літературних джерел відповідно до теми дослідження

[2] Пустовий А., Веремічук Ю. Особливості функціонування сонячної генерації малої потужності у ОЕС України в умовах зеленої трансформації. «ЕНЕРГЕТИКА І АВТОМАТИКА» 2024 Т. 71, № 1. С. 102–113. DOI: 10.31548/energiya1(71).2024.102.

Особистий внесок здобувача: формалізовано особливості реалізації та експлуатації генеруючих об'єктів на базі відновлюваних джерел енергії малої потужності, зокрема описано етапи життєвого циклу таких об'єктів, визначено рамки регуляторних документів, їх взаємний вплив між собою та на об'єкт генерації в цілому.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано наукову ідею роботи, визначено постановку задачі та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[3] Пустовий А., Веремійчук Ю. Аналіз механізмів стимулювання розвитку малої розподіленої генерації на боці побутового споживача в ринкових умовах. «ЕНЕРГЕТИКА І АВТОМАТИКА» 2025 Т. 77, № 1. С. 78–89. DOI: 10.31548/energiya1(77).2025.078.

Особистий внесок здобувача: розроблено структуру взаємодії побутового активного споживача з іншими суб'єктами ринку електричної енергії, визначено перспективи збільшення частки активних споживачів з категорії побутових та їх вплив на ринок електричної енергії.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано наукову ідею роботи, визначено постановку задачі, здійснено експертну оцінку нормативно-правового забезпечення та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[4] Пустовий А., Веремійчук Ю. Керування енергетичними потоками активного споживача в умовах ринку електричної енергії. «Енергетика: економіка, технології, екологія», 2025 Т. 82, №4. С. 121-125. DOI: 10.20535/1813-5420.4.2025.346096.

Особистий внесок здобувача: сформульовано наукову ідею роботи, розроблено ринково-орієнтовану методику керування установками активних споживачів, що дозволяє оперативно вносити зміни в стратегію керування навантаження активного споживача на мережі систем розподілу, за рахунок трьох-етапної структури оцінки ринкових та технічних сигналів.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано постановку задачі дослідження, визначено методичний підхід до оптимізації моделі та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[5] Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Досвід реалізації ВДЕ - проектів в розподільних електричних мережах. Виступ на конференції. VIII Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'22» 15-17 листопада 2022р. URL: <https://ep.kpi.ua/uk/node/533>

Особистий внесок здобувача: проведено аналіз нормативно-правового забезпечення діяльності ВДЕ-проектів, в розподільчих мережах, протягом різних

етапів їх реалізації; сформовано загальну рамку практичної реалізації та експлуатації таких об'єктів.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано наукову ідею роботи, постановку задачі дослідження, та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[6] Пустовий А.М. Аналіз технічних аспектів функціонування сонячної генерації до 1 МВт. Конференція «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» 13 квітня 2023р. URL: <http://drive.google.com/file/d/1ArgD8RB8c0gMcn53Dfg0MmCVj9nuCp/view>

Особистий внесок здобувача: сформульовано наукову ідею роботи та постановку задачі дослідження, проведено аналіз нормативно-правового забезпечення реалізації фотоелектричних станцій до 1 МВт, виявлено особливості впровадження та експлуатації таких об'єктів.

[7] Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Стан та тенденції розвитку систем автономного електрозабезпечення промислових підприємств. Збірник тез конференції. X Міжнародна науково-технічний онлайн-конференція «Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування» 19 жовтня 2023р. с. 34. URL: https://drive.google.com/file/d/13MjXjzt20C_k-PYMXacJlmfoD2vLOEQf/view.

Особистий внесок здобувача: проведено аналіз практичного досвіду промислових споживачів щодо реалізацій систем автономного забезпечення, виявлено загальні тенденції та перспективи розвитку систем, сформульовано загальні рекомендації щодо залучення споживачів з автономними системами до механізмів активних споживачів.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано наукову ідею роботи, постановку задачі дослідження, та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[8] Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Стан та тенденції розвитку ринків електричної енергії при збільшенні частки ліцензіатів генерації ВДЕ. Збірник тез конференції. Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні 6-7 грудня 2023 р. с. 283-284. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/274a1528-92b9-4438-9169-9b10e5852c0b/content>.

Особистий внесок здобувача: проведено аналіз поточної динаміки спотового ринку електричної енергії, виявлено загальні тенденції та перспективи його діяльності в умовах зростання суб'єктів на базі відновлюваних джерел енергії.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано наукову ідею роботи, постановку задачі дослідження, та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[9] Пустовий А.М. Особливості інтеграції фотоелектричних станцій на житловій будівлі. Збірник тез конференції. «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» 09-10 квітня 2024 р. с. 34-35. URL: <https://docs.google.com/document/d/1eyOR3jKFg5f1CCyC8I0A39hRWVba8aWV/edit?tab=t.0>.

Особистий внесок здобувача: проведено аналіз практичних аспектів впровадження фотоелектричних установок в житлові будівлі, виявлено типові перепони щодо впровадження локальної генерації такого типу, проаналізовано регуляторну базу в частині реалізації систем електропостачання житлових будівель, сформульовано рекомендації щодо змін до регуляторної бази.

[10] Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Управління гібридними системами електропостачання на основі залучення активних споживачів. XXVI Міжнародна науково-практична онлайн - конференція "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті" 21–23 травня 2025 року. DOI: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.21-23.05.2025>.

Особистий внесок здобувача: проведено аналіз можливості залучення активних споживачів до управління режимами систем електропостачання, виявлено фактори впливу режимів активних споживачів на мережі.

Внесок Веремійчук Ю.: сформульовано наукову ідею роботи, постановку задачі дослідження, проведено кластерний аналіз активних споживачів та здійснено наукове керівництво дослідженням.

[11] Y. Veremiichuk, O. Yarmoliuk, I. Prytyskach, V. Opryshko, Y. Onyshchenko, A. Pustovyi Comprehensive optimization of electricity supply in energy communities under emergency shutdown conditions. 2025 IEEE 66th International

Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 23–25 October 2025. 2025. P. 1–6. URL: <https://doi.org/10.1109/rtucon67996.2025.11414830>.

Особистий внесок здобувача: здійснено оцінку впливу різних ринкових сигналів на режими навантаження енергетичних спільнот.

Внесок Y. Veremiichuk: розроблено методологію оптимізації кооперативних стратегій резервного живлення в енергетичних спільнотах, які об'єднують дрібних промислових та побутових споживачів в умовах відключення електромережі.

Внесок O. Yarmoliuk: розроблено математичні моделі для оптимізації профілів навантаження та сонячної генерації.

Внесок I. Prytyskach: проведено моделювання відповідно до поставленої мети дослідження з використанням програмного забезпечення.

Внесок V. Opryshko: проведено огляд літературних джерел щодо напрямку дослідження та сформовано критичні аналіз отриманих результатів.

Внесок Y. Onyshchenko: проведено аналіз та опис отриманих результатів дослідження щодо варіантів резервного живлення енергетичних спільнот.

ABSTRACT

A. Pustovyi. Control of Operating Conditions of Active Consumers with a Hybrid Power System. – A qualifying scientific work submitted as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the field of knowledge 14 Electrical Engineering, specialty 141 Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2026.

The relevance of the research is driven by the increasing share of renewable energy sources, the widespread deployment of photovoltaic systems, and energy storage systems, which fundamentally transform the role of the consumer within the power system and increase the importance of controllability of electrical load profiles. The rapid proliferation of distributed generation technologies, particularly photovoltaic systems, together with the integration of energy storage installations, leads to a significant shift in the traditional role of the end-user of electricity. The consumer is gradually transforming from a passive element of the power system into a full-fledged market participant—an active consumer capable of influencing both local and system-level operational conditions.

This transformation is taking place in the context of the ongoing decentralization of power systems, increased variability of generation due to renewable energy sources, and the emergence of new market mechanisms aimed at integrating distributed resources. As a result, the operational behavior of consumers becomes a critical factor affecting the balance, stability, and economic efficiency of the power system as a whole.

Under the conditions of the modern electricity market, particularly with the implementation of dedicated mechanisms for active consumers, the efficiency of their operation largely depends on the ability to flexibly respond to market signals. These signals include hourly electricity prices, constraints imposed by transmission and distribution system operators, and balancing requirements associated with participation

in organized market segments. At the same time, the increasing penetration of variable renewable generation introduces additional uncertainty associated with weather-dependent production, forecast errors, and price volatility.

In addition, the ongoing digitalization of the energy sector and the deployment of intelligent monitoring and control systems enable real-time data acquisition and processing, creating new opportunities for adaptive and automated energy management. However, this also increases the requirements for the robustness, scalability, and computational efficiency of control algorithms, particularly in applications involving hybrid energy systems with multiple interacting components. Therefore, the development of methods for optimizing electricity consumption, generation, and storage, taking into account technical, economic, and regulatory constraints, as well as uncertainty factors, is a relevant and timely scientific and practical problem.

The aim of the work is to improve the efficiency of managing generation, consumption, and storage modes of active consumers through the dynamic allocation of energy flows, taking into account market signals, technical constraints, and operational uncertainties.

The object of the study is the processes of electrical energy flow distribution within the power supply systems of active consumers.

The subject of the study comprises methods, models, and tools for controlling operating modes in hybrid power supply systems of active consumers to ensure efficient and economically justified electricity consumption.

To achieve the stated objective, the following research tasks were accomplished: analysis of the regulatory and legal framework of Ukraine regarding the functioning of active consumers; analysis of operating modes of active consumers based on cluster analysis and analytical methods; development of methods and approaches to managing active consumers under electricity market conditions; development of a decision-making algorithm for the dynamic adjustment of priorities in energy flow distribution among elements of an active consumer's power supply system incorporating renewable energy sources and energy storage systems; development of the structure of an

information and computational complex, identification of its key components, and implementation of their interaction to ensure the operational activities of an active consumer in the electricity market.

The analysis of the regulatory framework in Ukraine, covering all stages of the lifecycle of active consumers, made it possible to identify the key features of power supply system configuration and the process of acquiring active consumer status. Based on this analysis, fundamental models of interaction between active consumers and other electricity market participants were developed. These models were further compared with prosumer models implemented in the energy markets of the European Union. It was established that Ukrainian models of active consumers are currently in a stage of active development, which creates both additional opportunities and certain risks, particularly related to regulatory uncertainty, evolving market rules, and the need for adaptation to changing institutional conditions.

The study demonstrated the necessity of developing adaptive technical solutions and corresponding analytical and regulatory support for active consumers operating under conditions of rapid decentralization of energy systems and increasing penetration of renewable energy sources. Special attention must be paid to ensuring coordinated operation of distributed generation, energy storage systems, and grid interaction, as well as to aligning local optimization objectives with system-level constraints.

A statistical analysis of electrical load profiles was conducted for three groups of consumers: residential, small commercial, and industrial. Typical daily and seasonal consumption patterns were identified, and their variability and predictability were evaluated. In particular, the coefficient of variation was used as a quantitative indicator of load profile stability. The obtained results enabled the identification of characteristic consumption behaviors and the development of typical operational strategies for each group of consumers upon acquiring active status, taking into account available mechanisms for participation in electricity markets.

The analysis of market signals, including hourly price dynamics in the day-ahead market, demonstrated that the application of only seasonal or static control strategies is insufficient to achieve high economic efficiency. In this regard, an approach based

on the dynamic adjustment of priorities in energy flow distribution within a hybrid power supply system of an active consumer was proposed. A distinctive feature of this approach is the отказ from demand-side flexibility control, allowing the focus to be placed exclusively on optimizing energy flows between generation, consumption, energy storage systems, and the grid.

The developed control algorithm is based on the method of constraint logic programming with linearization of calculations, which enables efficient solution of the optimization problem under multiple technical and economic constraints. The algorithm allows, based on the evaluation of current and forecasted market signals, to adjust the operating mode of the active consumer relative to the grid (electricity import or export), to curtail renewable generation when necessary, and to control the operating modes and loading levels of energy storage systems, without affecting the demand of end-use electrical loads.

The experimental and modeling part of the study confirmed the effectiveness of the developed algorithm. In particular, its capability to manage electrical load profiles relative to the grid while achieving predefined operational priorities and improved economic performance was demonstrated. The results indicate that the use of a market-oriented control strategy with optimal price constraints allows reducing operational costs, improving energy utilization efficiency, and enhancing the overall economic performance of active consumers in electricity markets.

The results of the study also demonstrate that the proposed approach is applicable not only at the operational stage but also at the design stage of power supply systems for active consumers. This enables a substantiated determination of the optimal structure and parameters of photovoltaic systems and energy storage installations, which constitute the basis of hybrid power supply systems, taking into account expected future operating conditions and market environments.

The scientific novelty of the dissertation lies in the following: for the first time, a market-oriented control procedure for operating modes in hybrid systems of active consumers has been developed, taking into account the temporal dynamics of spot prices and technical constraints of system components, which, compared to existing

approaches, enables dynamic adjustment of the hardware control strategy of the power supply system; the approach to determining the structure of hybrid power supply systems has been improved by incorporating the assessment of operating characteristics and market mechanisms, allowing optimization of technical parameters at both the design and operational stages; the methodology for controlling operating modes of active consumers with their own energy sources has been further developed through the creation of a risk-oriented information and computational complex for managing electrical load profiles, which reduces the influence of subjective human actions during system operation.

The practical application of the research results is ensured by the developed risk-oriented information and computational complex, which utilizes the proposed algorithm with operator-defined priorities for forming bids of an active consumer in the day-ahead market and managing system operation in the intraday period. The proposed solutions enable reduction of imbalances, minimization of risks associated with cascading imbalances, increased utilization of on-site generation, improved efficiency of energy storage systems, automatic compliance with technical and dispatch constraints, and reduction of human factor influence in the administration and operation of active consumers in electricity markets.

Thus, the results of the dissertation form a scientific and methodological basis for improving the efficiency of active consumers with hybrid power supply systems under modern electricity market conditions and contribute to the further development of the decentralized energy concept.

Publications: the research results have been published in 11 scientific works, including 3 articles in Ukrainian professional journals (category B), 1 article indexed in the Scopus database, and 7 conference proceedings, including 1 indexed in Scopus.

Keywords: active consumer, electrical energy flow management, energy efficiency, renewable energy sources, control of installations, operating mode control, electricity market, hybrid power supply system, energy storage systems.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	19
ВСТУП.....	20
РОЗДІЛ 1.АНАЛІЗ ПІДХОДІВ ФОРМУВАННЯ МОДЕЛЕЙ ТА ПРОЦЕСІВ ДЯЛЬНОСТІ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ.....	26
1.1. Огляд сучасного стану та перспектив функціонування споживачів з відновлюваними джерелами енергії.....	26
1.2. Дослідження структури, вимог до формування активних споживачів.....	30
1.3 Аналіз моделей активних споживачів та їх участь на енергетичному ринку Європейського Союзу	37
1.4. Формування основних моделей функціонування активного споживача на лібералізованому ринку електричної енергії.....	40
1.4.1. Техніко-економічні обмеження побутового споживача на спотових ринках	42
1.4.2. Техніко-економічні обмеження непобутового споживача на спотових ринках	44
1.4.3. Генеруючі установки третіх осіб	49
Висновки до розділу 1	53
РОЗДІЛ 2.МЕТОДИ ТА ПІДХОДИ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ.....	54
2.1. Методи аналізу графіків електричних навантажень споживачів	54
2.2 Підходи та механізми балансування потужністю активного споживача в електроенергетичній системі	65
2.3 Визначення засобів та заходів керування потоками гібридних систем електропостачання активних споживачів.....	78
2.3.1 Структура енергогосподарства активного споживача.....	78
2.3.2 Сценарні моделі керування гібридними системами електропостачання	82
2.3.3 Підходи керування навантаженням з врахуванням ринкових сигналів .	88
Висновки до розділу 2	91
РОЗДІЛ 3.РОЗРОБКА АЛГОРИТМІВ ТА ПІДХОДІВ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПОТОКАМИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ	92

3.1 Загальні вимоги та умови до керування режимами гібридної системи активного споживача	92
3.2 Розробка алгоритмів поведінки активного споживача в умовах спотових ринків електричної енергії	94
3.2.1. Сценарний підхід керування за моделлю самовиробництва з установкою зберігання енергії	99
3.2.2. Сценарний підхід керування за моделлю власного споживання з установкою зберігання енергії.....	102
3.3. Моделювання роботи алгоритму керування.....	105
Висновки до розділу 3	113
РОЗДІЛ 4.ІНФОРМАЦІЙНО-РОЗРАХУНКОВИЙ КОМПЛЕКС КЕРУВАННЯ УСТАНОВКАМИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ	114
4.1 Формування заявки на ринку «на добу наперед».....	114
4.2 Керування комплексом активного споживача в операційній добі	116
4.3 Ризико-орієнтованість динамічного керування установками активного споживача.....	119
4.4 Функціональні можливості та прикладна цінність інформаційно-розрахункового комплексу.....	123
Висновки до розділу 4	126
ВИСНОВКИ.....	127
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	129
ДОДАТКИ.....	144
Додаток А.....	145
Додаток Б.....	151
Додаток В	157
Додаток Г	159
Додаток Д.....	161
Додаток Е	163
Додаток Ж	165
Додаток И.....	167
Додаток К	175
Додаток Л.....	177

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматична система контролю та обліку електроенергії

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ГЕН – графік електричних навантажень

ДБН – державні будівельні норми

ІКР – інформаційно-розрахунковий комплекс

ККО – кодекс комерційного обліку електроенергії

КО – комерційний облік

КСР – кодекс систем розподілу

МНС – малий непобутовий споживач

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

ОУ – облік управління

ПС – побутовий споживач

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ТО – технічний облік

УЗЕ – установка зберігання енергії

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФЕС – фото-електрична станція

ЦФ – цільова функція

LCOE – levelized cost of energy

P2P – peer-to-peer

ВСТУП

Актуальність дослідження. Структурна трансформація сучасних енергосистем, зумовлена децентралізацією генерації, зростанням частки відновлюваних джерел та систем накопичення на боці споживачів, перебуває в процесі зміни ролі кінцевого споживача електричної енергії, що формує активного споживача як суб'єкта керування енергетичними потоками. Це створює нові виклики для науково-прикладної задачі оптимального керування режимами з метою мінімізації економічних втрат та небалансів у мережах. Основними причинами цієї проблеми є стохастичність генерації з відновлюваних джерел енергії, варіабельність навантаження та ступінь керованості окремих елементів гібридної системи електропостачання та споживання активного споживача. Це призводить до неефективного використання локальних енергетичних ресурсів, непрогнозованих режимів систем розподілу та додаткових фінансових втрат споживачів.

Формалізація та вирішення даної задачі ускладнюється через одночасність впливу сукупності факторів: похибки прогнозування генерації та споживання, технічних обмежень обладнання активного споживача, варіабельність станів системи, ринкові та технічні сигнали та обмеження. Багатокритеріальність передбачає потребу узгодження економічних, технічних, ризико-орієнтованих та регуляторних факторів в межах однієї оптимізаційної моделі. Це зумовлює потребу побудови комплексного математичного апарату, здатного реагувати на обмеження та динамічний характер процесів в умовах невизначеності.

Базовий підхід активних споживачів до керування гібридними установками електрозабезпечення полягає у використанні детермінованих часових сценаріїв, де за основу прийняття рішення є технічний стан системи. Однак сучасні умови існування активного споживача як суб'єкта лібералізованих ринків електричної енергії не дозволяють досягти бажаних економічних показників функціонування установок при використанні технічних тригерів. Тому в даному дослідженні розглядається можливість використання

ринково-орієнтованої моделі, що здійснює оперативне керування режимами роботи локальної генерації та стратегій використання установок зберігання енергії, представлене керуючими впливами у дискретному часовому вираженні. Цільовий функціонал сформований з урахуванням мінімізації затрат споживача на закупівлю електроенергії та керування небалансами, з можливістю застосування принципу керування ризиками щодо інших критеріїв.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Тема дисертаційної роботи відповідає пріоритетним напрямкам розвитку науки і техніки та інноваційної діяльності “Енергетика та енергоефективність”, забезпечує виконання Планів стійкості регіонів та окремих міст та Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року. Деякі матеріали дисертаційної роботи були частиною науково дослідження, що реалізовувалось на кафедрі електропостачання КПП ім. Ігоря Сікорського, а саме: «Формування інструментарію для управління попитом та енергозабезпеченням з використанням гібридних систем малої потужності» (державний реєстраційний номер 0122U001827).

Мета роботи – підвищення ефективності керування режимами генерації, споживання та зберігання електричної енергії активних споживачів за рахунок динамічного розподілу енергетичних потоків з урахуванням ринкових сигналів та технічних обмежень.

Досягнення мети передбачає вирішення таких задач:

- 1) Аналіз нормативно-правового забезпечення України щодо функціонування активних споживачів.
- 2) Аналіз режимів активних споживачів на основі кластерного аналізу та аналітичних методів.
- 3) Формування методів та підходів до керування активними споживачами в умовах функціонування ринку електричної енергії.

4) Розробити алгоритм прийняття рішень динамічної зміни пріоритетів розподілу енергетичних потоків між елементами системи електропостачання активного споживача з залученням відновлюваних джерел енергії на установок зберігання енергії.

5) Розробити структуру інформаційно-розрахункового комплексу, визначивши його ключові компоненти та реалізувати їх взаємодію, що має забезпечувати операційну діяльність активного споживача на ринку електричної енергії.

Об'єкт дослідження – процеси розподілу потоків електричної енергії в системі електропостачання активних споживачів.

Предмет дослідження – методи та засоби керування режимами активних споживачів для забезпечення ефективного використання електричної енергії.

Інформаційною основою для дослідження є наукові праці вітчизняних та зарубіжних учених з вирішення проблем планування, прогнозування та керування установками активних споживачів в умовах ринку електричної енергії, статті, монографічні джерела, в яких вивчалася дана проблематика, інтернет-джерела та електронні публікації, дані з відкритих джерел.

Наукова новизна дослідження:

1. Вперше застосовано процедуру ринково-орієнтованого керування режимами в гібридних системах активних споживачів з врахуванням часової динаміки спотових цін і технічних обмежень елементів системи, що у порівнянні з існуючими підходами, дає змогу динамічно вносити зміни в стратегію апаратного керування системи електропостачання.

2. Вдосконалено підхід до визначення структури гібридних систем електропостачання активних споживачів, за рахунок оцінки режимних характеристик та особливостей ринкових механізмів, що дозволило оптимізувати технічні параметри при проєктуванні та експлуатації.

3. Набула подальшого розвитку методологія керування режимами активних споживачів з власними джерелами енергії, шляхом побудови інформаційно-розрахункового комплексу ризико-орієнтованого керування графіків електричних навантажень активних споживачів, що призводить до зменшення впливу суб'єктивних дій персоналу на їх експлуатацію.

Практична цінність дослідження полягає у створенні інструменту, що дозволяє керувати режимами активного споживача як безпосередньому учаснику, так і іншим суб'єктам, залученим до балансуючої групи, зокрема агрегаторам. Крім того запропоновано ряд практичних рішень:

1. Алгоритм прийняття рішень на основі ринкових сигналів, мережових обмежень, технічних параметрів стану установок активного споживача, що дозволяє використовувати комплекс як інструмент керування ризиками.

2. Застосування розроблених підходів до проектування гібридних систем електропостачання активних споживачів, а саме у виборі оптимальної структури, параметрів системи та розрахунку проєктних експлуатаційних характеристик об'єкта.

Результати дисертаційних досліджень ввійшли складовою науково-технічної роботи на тему «Формування інструментарію для управління попитом та енергозабезпеченням з використанням гібридних систем малої потужності» (державний реєстраційний номер 0122U001827), в навчальний процес Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

Особистий внесок здобувача. Усі результати та висновки, що становлять основний зміст дисертації, отримані автором особисто. У роботах, опублікованих автором у співавторстві, особисто здобувачеві належить:

[1] – розроблено підхід до оптимального вибору параметрів установок накопичення електричної енергії для окремого об'єкта, зокрема оптимізовано механізм визначення ємності акумуляторної батареї;

[2] – формалізовано особливості реалізації та експлуатації генеруючих об'єктів на базі відновлюваних джерел енергії малої потужності, зокрема описано етапи життєвого циклу таких об'єктів, визначено рамки регуляторних документів, їх взаємний вплив між собою та на об'єкт генерації в цілому;

[3] – розроблено структуру взаємодії побутового активного споживача з іншими суб'єктами ринку електричної енергії, визначено перспективи збільшення частки активних споживачів з категорії побутових та їх вплив на ринок електричної енергії;

[4] – розроблено ринково-орієнтовану методику керування установками активних споживачів, що дозволяє оперативно вносити зміни в стратегію керування навантаження активного споживача на мережі систем розподілу, за рахунок трьох-етапної структури оцінки ринкових та технічних сигналів.

Апробація роботи. Основні результати роботи були висвітлені у доповідях та обговореннях на науково-технічних конференціях: VIII Міжнародна конференція "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'22" – Київ, 2022; «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» – Київ, 2023; X Міжнародна науково-технічна онлайн-конференція «Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування» – Київ, 2023; Міжнародна науково-технічна конференція «Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні» – Одеса, 2023; «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» – Київ, 2024; XXVI Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» 2024, IEEE 66rd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTU CON) (Riga, Latvia, 2025).

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 11 наукових публікацій, у тому числі:

- 3 статті у наукових фахових виданнях України категорії Б;

- 1 стаття у періодичному науковому фаховому виданні проіндексована у базі Scopus;
- 7 тез виступів на наукових конференціях, у тому числі 1 проіндексована у базі Scopus.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та списку використаних джерел. Загальний обсяг дисертації становить 178 сторінок, у тому числі 124 сторінки основного змісту, 25 рисунків, 18 таблиць, список використаних джерел із 108 найменувань. Додатки містять блок-схеми алгоритму методики прийняття рішень розробленої для керування установками активного споживача, висвітлено призначені стаціонарні сценарії, що використані у експериментальній частині роботи для порівняння результатів з розробленим динамічним підходом керування. Також додатки містять альбоми графіків електричних навантажень, за результатами моделювання.

Ключові слова: активний споживач, управління потоками електричної енергії, енергоефективність, відновлювані джерела енергії, керування установками, ринок електричної енергії, гібридна система електропостачання, установки зберігання енергії.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПІДХОДІВ ФОРМУВАННЯ МОДЕЛЕЙ ТА ПРОЦЕСІВ ДЯЛЬНОСТІ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ

1.1. Огляд сучасного стану та перспектив функціонування споживачів з відновлюваними джерелами енергії

Глобальний запит на декарбонізацію світової економіки є драйвером розвитку генеруючих потужностей на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) упродовж останніх десятиліть. Очікуються, що встановлена потужність ВДЕ, у світовому вимірі, подвоїться до 2030 року, у порівнянні з показниками 2024 року, до 4,6 ТВт. Не зважаючи на активний приріст вітрової генерації [1] 80% цього приросту прогнозується саме за рахунок фотоелектричних установок, що пояснюється поступовим спрощенням бюрократичних процедур та отримання дозволів для даного типу генерації [2].

Варто зазначити, що енергетичний сектор стрімко змінює взаємовідносини з виробниками ВДЕ в бік ринкового формату взаємовідносин, на відміну від усталених субсидійованих механізмів, таких як «зелені» тарифи, що вводились для створення поштовху на розвиток галузі. Так, у 2025 році «зелені» тарифи займали 9,8% підписаних контрактів для нових установок, у порівнянні з 52,2% у 2024 році. В той же час стрімко зросла частка аукціонних контрактів з 22,8 до 57,4%. Також ріст показали довгострокові двосторонні контракти, які захопили частку від 15,4% у 2024 році до 27,1% у 2025 році, що відображає поступових перехід до задекларованих цілей створення енергетичних спільнот [1].

Такі темпи розвитку ВДЕ говорять, що до 2030 року майже 30% світового споживання електричної енергії (ЕЕ) буде здійснюватися від ВДЕ, що мають стохастичний характер вихідної потужності. Цей факт ставить виклик перед операторами локальних та державних/регіональних мереж щодо можливості якісного оперування енергетичними системами нового формату та утримання її в стані балансу, відобразилось на зміні політики енергетичних національних компаній, зокрема у розвитку систем диспетчеризації та зберігання.

Розвиток нормативно-правового забезпечення функціонування ВДЕ в електричних мережах України пройшов великий еволюційний шлях. За останні чверть століття, коли в 2003 році було прийнято ЗУ «Про альтернативні джерела енергії», що встановив перші правові рамки функціонування генерації з ВДЕ, що глибоко проникло в структуру енергобалансу об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України [3].

Досвід України, в рамках стимулювання розвитку генерації з ВДЕ представлений у дослідженнях [4] з напрацюваннями досвіду країн західної Європи. Так, у 2008 році в Україні вступає в дію закон, що запроваджує «feed-in-tariff» [5], саме він стає найбільшим драйвером розвитку ВДЕ в мережах ОЕС України. Спочатку дія закону розповсюджувалась на юридичних осіб, та в першу чергу приваблювала інвесторів в енергетичні компанії, так за перші 2 роки дії «зеленого» тарифу, потужність генеруючих установок, що здійснювали продаж електричної енергії за пільговим тарифом досягнула 2,5 МВт [6]. Зелений тариф стає основним інструментом залучення інвестицій в розбудову ВДЕ генерації. Даний механізм не тільки сприяв цільовому використанню інвестиційних ресурсів, але й виступив гарантом реалізації інвестиційних програм підприємств, що дозволило здійснювати довгострокове інвестиційне планування інноваційного розвитку [7].

Що стосується використання ВДЕ побутовим споживачем, то вперше домогосподарства отримали можливість приєднатись до «feed-in-tariff» у 2014 році [8], що створило передумови більшого розповсюдження технологій ВДЕ [9] та сприяло підвищенню обізнаності населення про «зелені» технології в цілому [7,10]. Спершу обмеження потужності установки для приватних домогосподарств було обмежено на рівні 10кВт, проте вже у 2015 році цю норму було розширено до 30кВт [11], обмеження стосувались лише установок, що віддають за згенеровану електроенергію в зовнішню мережу.

Така зміна державної політики щодо фотоелектричних установок на боці побутових споживачів дозволила наростити 1,2 ГВт потужності установок за наступні 6 років (станом на кінець 2021р (рис. 1.1, 1.2). У зв'язку з

повномасштабною агресією російської федерації проти України, публічна статистика щодо кількості та потужності таких установок не публікується, оскільки вважається чутливою інформацією [12].

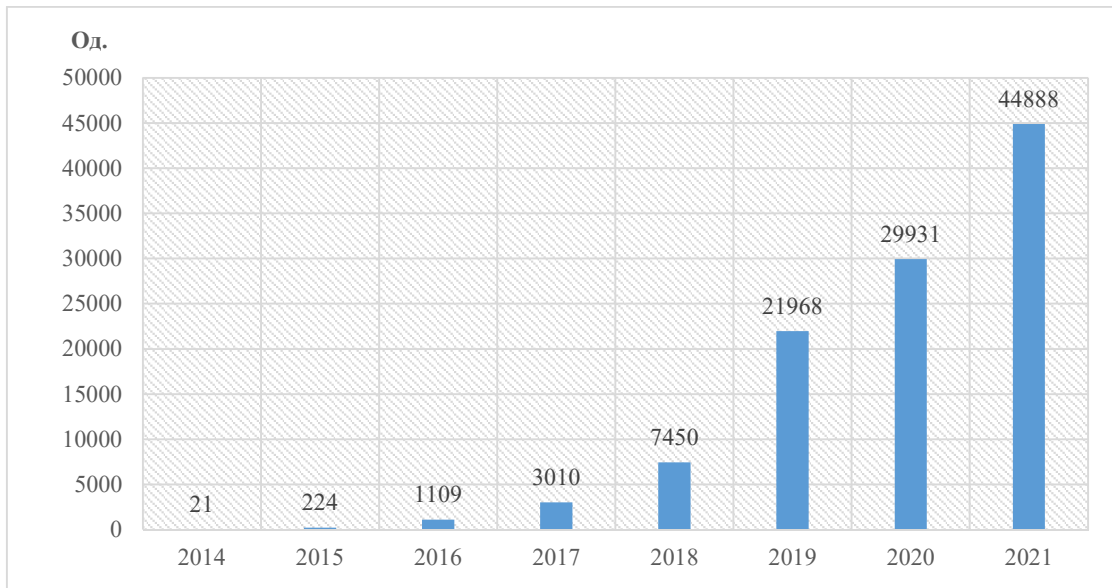


Рисунок 1.1 – Кількість установок домашніх фотоелектричних станцій в Україні

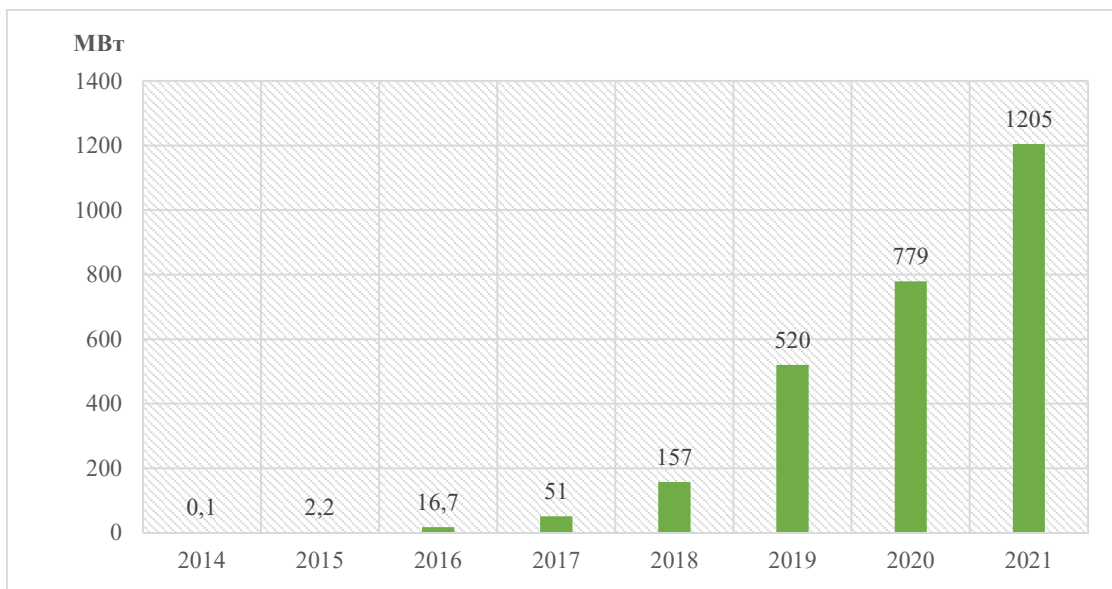


Рисунок 1.2 – Встановлена потужність установок домашніх фотоелектричних станцій в Україні

За період 2017-2019рр, зниження LCOE однієї кіловат-години відпущеної з установки на базі ВДЕ [13], призвело до зростання нових систем генерації у країні та неготовності держав до стрімко росту обсягів оплати за «зелену»

енергію. Саме в цей час відбувається переосмислення стратегії залучення інвестицій в «зелену» енергетику. Так, починається рух в бік прос'юмеризму, що є найкращим шляхом органічного розвитку та регулювання ринків [14]

Для України цей етап співпадає з запровадженням лібералізованого ринку електричної енергії, що створює нові виклики до врегулювання роботи виробників з ВДЕ та споживачів, що мають власну генерацію, до ринкових умов. Останні фундаментальні зміни Українського енергетичного законодавства у 2023 році [15] та загальна поведінка ціни на ринку електричної енергії [16] створили умови для комфортного інвестиційного клімату у проекти розвитку ВДЕ на боці споживачів електричної енергії, в умовах лібералізованого ринку. В той же час, закладені у нове законодавство правила створили умови коли споживач зацікавлений у забезпеченні власного попиту від своєї генерації, а можливість реалізації надлишків на загальному ринку лише опція яка дозволить реалізувати надлишки в моменти їх появи, з дотриманням паритетних умов з іншими учасниками ринку щодо дотримання заявлених графіків електричного навантаження (ГЕН) в точках комерційного обліку (КО) та накладення ринкових штрафів за небаланси (рис. 1.3).

Як видно з рис 1.3, наявний спектр моделей взаємодії генерації на базі ВДЕ з ринком електричної енергії містить субсидовані, ринкові механізми а також їх певні гібриди та перехідні моделі, що дозволяє реалізовувати як окремі одиниці «зеленої» генерації, так і ефективно використовувати їх в рамках діючих споживачів електричної енергії, що надає таким споживачам всіх ознак просьюмера [17].

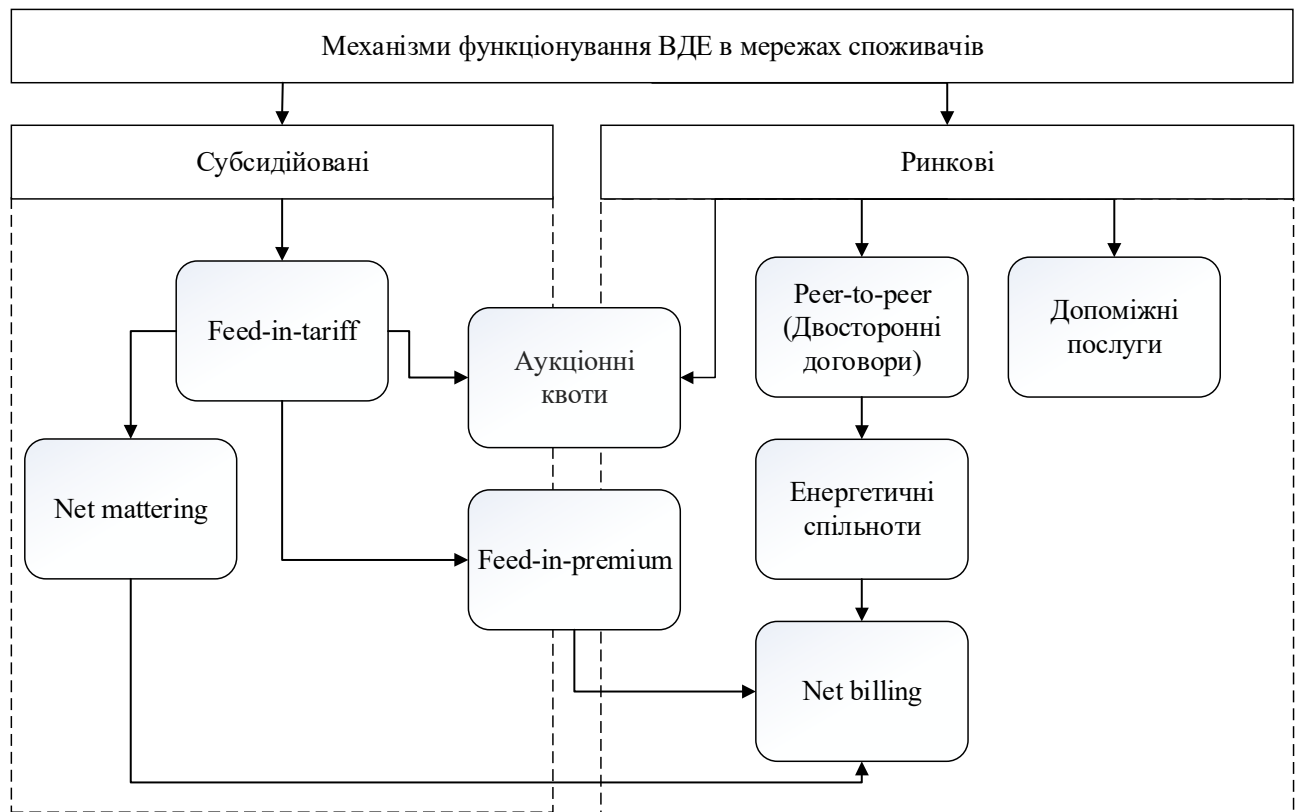


Рисунок 1.3 – Механізми функціонування ВДЕ в мережах споживачів

1.2. Дослідження структури, вимог до формування активних споживачів

Для забезпечення глибокого проникнення прос'юмеризму в енергетику, доводиться переосмислювати глобальну структуру класичних енергосистем та систем з високою часткою розподіленої генерації [18], коли електроенергія рухалась від центрів генерації до центрів навантаження з локальними генераторами. Розглянемо основні аспекти при взаємодії активного споживача.

Технічний аспект (взаємодія з мережею):

В системі, що дозволяє існування активного споживача, споживач набуває невласних для нього функцій, властивостей та характеристик. Структура енергогосподарства класичного споживача передбачала наявність таких елементів, як: споживча частина, генератори на базі викопного палива, системи резервного живлення на базі накопичувачів енергії (для критичного

навантаження) та інфраструктури приєднання до мереж [19], зазвичай у вигляді звичайного лічильника електричної енергії або ж у кращому випадку – автоматичної системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ).

Функціонування класичного споживача електроенергії зводиться до: забезпечення власних потреб навантаження (загального та критичного), розподілу енергії по власних мережах та управління навантаженням в ручному чи автоматичному режимах.

Для активного споживача стає базовим використання власної генерації для забезпечення повсякденного навантаження (зазвичай на базі ВДЕ) [20], системи накопичення енергії на базі установок зберігання енергії (УЗЕ) відчутно збільшуються та виконують вже декілька функцій одночасно:

- здійснюють перенос власної генерації на часи пікових навантажень;
- забезпечують резервування навантаження на більші часові проміжки;
- створюють можливість роботи споживача в острівному режимі [21] без генерації на базі викопного палива;
- створюються системи моніторингу та управління суміщеного контролю всіх джерел живлення;
- ускладняється система комерційного обліку електричної енергії, в першу чергу за рахунок використання двонаправлених лічильників.

Таким чином функції споживача розширюються до контролю генеруючими установками на базі ВДЕ, роботою в острівних режимах різної структури [22], оптимізація споживання відносно власної генерації, взаємодія з ринком електричної енергії, участь у балансуванні системи та надання допоміжних послуг [23, 24], наприклад регулювання частоти мережі.

Правовий аспект: (набуття суб'єктності)

Для забезпечення діяльності споживача з власною генерацією необхідно забезпечити його відповідними правами на нормативному полі, що дозволить відділити їх від звичайних споживачів та генераторів (виробників) електричної енергії. Визначення такого статусу в законодавстві [27] дає можливість створити

умови для участі у ринку споживача, встановити права та обов'язки, а також надати доступ до існуючих моделей взаємодії з іншими суб'єктами ринку [25].

Існуюче нормативно-правове забезпечення (рис. 1.4) дозволяє обрати модель активного споживача з доступного «переліку», залежно від організаційно-правового статусу споживача [26, 27]. Однак для досягнення більш ефективного функціонування активних споживачів, законодавство потребує більш глибокого опрацювання на предмет диференціації таких споживачів з чітким розмежуванням учасників, оскільки наразі використовується два основних критерія, такі як організаційно-правовий статус та потужність (приєднання (договірні) або генеруючих/зберігаючих установок), натомість необхідно здійснити класифікацію на предмет можливих впливів активного споживача на мережу (локальну) [28] та ринок електричної енергії. Це дозволить визначати відповідальність активних споживачів за дотримання балансів, їхню можливість участі через агрегаторів, критерії технологічної диференціації (ВДЕ, УЗЕ, гнучке навантаження) та умови інтеграції у локальні енергетичні спільноти [29].

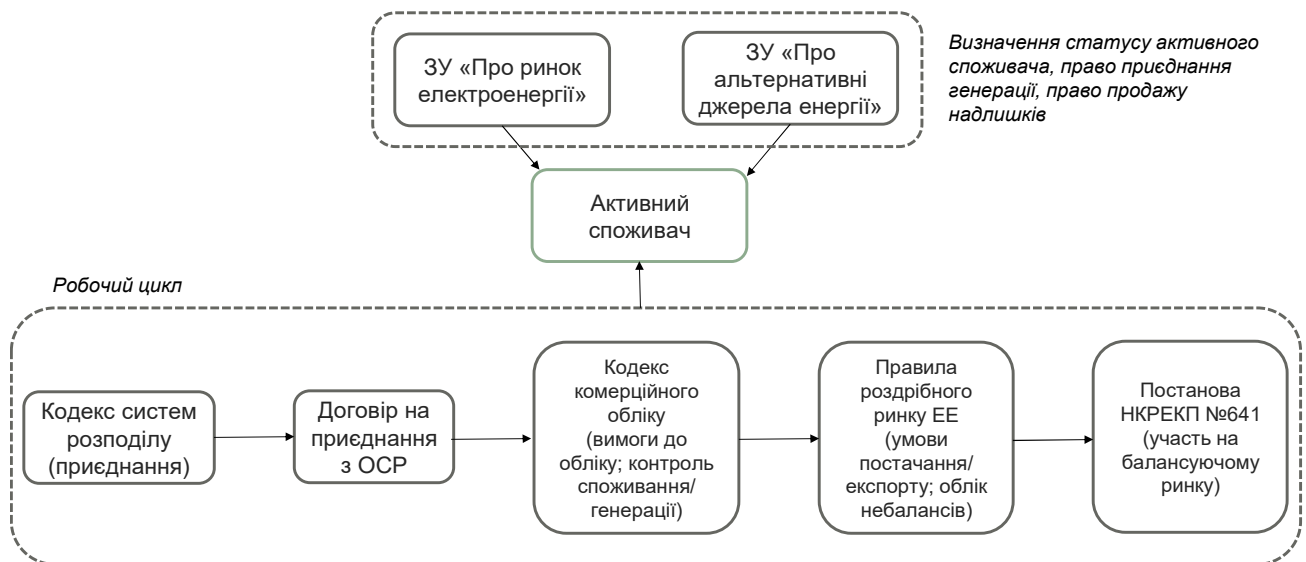


Рисунок 1.4 – Взаємовплив регуляторних документів на активного споживача

Економічний аспект (взаємодія з суб'єктами ринку):

Для фіналізації формування споживача як активного, в умовах сучасних ринків електричної енергії, його необхідно наділити рядом економічних

механізмів та стимулів, для досягнення енергосистемою стратегічних цілей та показників [30, 31].

Аналіз механізмів стимулювання, описаних в п. 1.1, дає розуміння що кожен потенційний активний споживач має можливість обрати найбільш прийнятну для себе модель подальшої взаємодії з ринком, а також має змогу змінювати її в процесі експлуатації генерації з ВДЕ, шляхом її модернізації або ж і без неї. Окрім наявності самих механізмів, як стимулів розвитку активних споживачів, варто виділити економічні механізми направлені на розвиток генерації з ВДЕ та декарбонізації економік [32], зокрема:

- «зелені» кредити – цільове фінансування проектів направлених на збільшення частки чистої електроенергії в структурі споживачів та громад;
- «зелені» облігації – цільові боргові папери держав чи інвестиційних фондів, що направлені на створення енергоефективних систем, зокрема і на будівництво генерації з ВДЕ;
- «зелений» лізинг та оренда – надання обладнання або повноцінних комплексів на базі ВДЕ у користування споживачам на умовах лізингу або оренди.

Окремою групою стимулів можна виділити можливість участі активних споживачів у програмах гнучкого попиту, що допомагає диспетчерам системи розподілу балансувати мережу. Споживач може приймати участь у таких програмах напрямку з оператором мереж або через агрегатора, реагуючи на команди завантаження або розвантаження системи[33]. Премія за участь у гнучких балансуєчих групах, для споживача, може виражатись:

- Диференційованими тарифами на розподіл ЕЕ;
- Отримання ринкової премії за прийняття участі у конкретній балансуєчій події;
- Отримання частки прибутку балансуєчої групи від участі в програмі;

- Ринкова премія за готовність до участі в балансуванні системи («availability payments»);
- Компенсація частки капіталовитрат на створення гнучкості.

Організаційний аспект:

Для забезпечення практичного функціонування діяльності активних споживачів, необхідно існування правового забезпечення а також узгодження законодавчих та регуляторних документів що впливають на процес реалізації та подальшої експлуатації та припинення функціонування споживача як активного.

На етапі проектування, окрім самої визначеності можливого існування ініційованого об'єкта, необхідно щоб регуляторна база передбачала процес приєднання об'єкту до загальної електричної мережі [34], або ж зміни до існуючих дозвільних документів на приєднання (технічні умови на приєднання (ТУ)), що будуть відображати нові аспекти взаємодії споживача з оператором мереж [35, 36]. Також на цьому етапі норми організації та облаштування структури об'єкта повинні відображатись в відповідних документах, зокрема в державних будівельних нормах (ДБН), правилах улаштування електроустановок (ПУЕ), щодо відповідних об'єктів проектування, а не шукати документи з нормами до суміжних подібних систем, що ускладнює та пролонгує процес проектування. Етап будівництва відображає практичну реалізацію положень та напрацьованих документів на етапі проектування, то ж вимоги до забезпечення аналогічні як до попереднього етапу. В процесі експлуатації, окрім загальних правил обслуговування енергетичних об'єктів (ПУЕ) фундаментальним організаційним аспектом діяльності активного споживача є правила обліку електричної енергії, описані вище, та взаємодії з іншими суб'єктами [37, 38].

Після формалізації правових, технічних та економічних аспектів становлення активного споживача ефективним суб'єктом ринку електроенергії, доцільно провести порівняльний аналіз його відмінностей з класичним споживачем електричної енергії. З цією метою в таблиці 1.1 наведено основні відмінностями між цими класами споживачів.

Таблиця 1.1 – Порівняльний аналіз функціонування АС зі споживачем електроенергії

Параметр	Класичний споживач	Активний споживач
Облік	Однонаправлений	Двонаправлений
Кількість комерційних вузлів обліку	Відповідає кількості точок приєднання до мережі	Відповідає кількості груп живлення (точки приєднання до мережі, генеруючі групи, УЗЕ)
Розподіл електричної енергії	Однонаправлений	Багатовекторний
Реакція на ринкові та диспетчерські сигнали	Керування рівнем навантаження	Керування рівнем навантаження, генерації, режимом роботи УЗЕ
Взаємовідносини з постачальником	Споживчі	Просьюмерські
Поведінка споживання	Фіксована, неадаптивна або слабоадаптивна	Змінна, можливе зміщення споживання
Реакція на цінові сигнали	Низька	Висока, ключовий елемент прийняття рішень
Рівень цифровізації	Мінімальний (облік ЕЕ)	Високий (керування генерацією, УЗЕ, прогнозування)
Економічний профіль	Прогнозовані витрати	Змінні витати та доходи

Як видно з таблиці 1.1, активний споживач має більш складну організаційну та технічну структуру. Однак має більше можливостей для реалізації власних цілей на ринку електроенергії. Більш детальний аналіз активного споживача на предмет його ефективної [39] діяльності наведено у SWOT-аналізі у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – SWOT-аналіз активного споживача

S — Сильні сторони (Strengths)	W — Слабкі сторони (Weaknesses)
• Зниження витрат на закупівлю ЕЕ • Енергетична незалежність (диверсифікація постачання) • Можливість продажу надлишків • Участь в балансуванні (прояв гнучкості в балансуючій групі) • Екологічна репутація	• Високі початкові інвестиції • Висока залежність окупності від пільгових механізмів • Технічні обмеження щодо приєднання та функціонування • Складність прогнозування роботи системи • Складність адміністрування • Невизначеність регуляторного середовища
O — Можливості (Opportunities)	T — Загрози (Threats)
• Розвиток ринків електроенергії • Розвиток енергоспільнот • Участь в донорських або державних програмах підтримки • Автоматизація та цифровізація управління енергетичними потоками • Стійкість до аварійних та планових відключень електропостачання	• Зміни регуляторної бази • Зниження цін на електричну енергію (прямо або опосередковано) • Кібер-загрози • Макрофінансова нестабільність • Обмеження диспетчера енергомережі

За результатом SWOT-аналізу постає завдання розробити підходи до організації та керування установками активного споживача що підсилить його сильні сторони, дозволить з слабких сторін зробити можливості, а саме: спростити адміністрування, виробити сильну ринкову стратегію, зробити ГЕН

активного споживача передбачуванім. Виконання цих завдань зменшить загрози щодо ефективної діяльності активних споживачів на ринку електричної енергії.

1.3 Аналіз моделей активних споживачів та їх участь на енергетичному ринку Європейського Союзу

Вперше визначення “prosumer”, відносно споживача електроенергії, який має паритетні права на ринку було окреслено в «Рамковій стратегії для стійкого Енергетичного союзу з перспективною кліматичною політикою» 2015 року [40]. Розвиток просьюмеризму у країнах Європейського союзу (ЄС) пройшов складний шлях, що розпочався з повністю субсидійованих моделей «Feed-in-tariff» до енергетичних спільнот («Energy community»), на порозі яких стоїть ринок електричної енергії України.

Серед основних сучасних існуючих моделей взаємодії активних споживачів електричної енергії з ринком є еволюційні моделі «Net metering» та «Net Billing».

Прикладами гібридних моделей є застосування часових, потужнісних обмежень або обмежень/коригування обсягів експортованої електричної енергії активним споживачем в мережі постачальника:

Обмеження потужності

Для прикладу, окрім обмежень встановленої потужності генеруючої установки на базі ВДЕ на абсолютному рівні для окремих груп споживачів або по рівню договірної потужності, у Німеччині діє також обмеження щодо потужності експорту електроенергії на рівні 70% від встановленої потужності установки.

Часові обмеження

Використовується механізм квот в рамках різних розрахункових періодів (місяця, кварталу, року). Такі обмеження можуть мати як абсолютну величину,

так і з прив'язкою до індивідуальних показників споживача та комбінуються зазвичай з показниками обсягів. Для прикладу деякі регіони Бельгії встановлюють обмеження на відпуск електричної енергії з СЕС на рівні 110% від споживання за попередній рік. Також згенеровані обсяги можуть окремо тарифікуватись та обліковуватись у різних визначених тарифних зонах (пікові, пів-пікові та нічні).

Обмеження/коригування обсягів

Яскравий приклад обмеження обсягів, що описаний вище, для Бельгії, може бути приміненний як до «Net metering» так і до «Net Billing». Однак механізм коригування обсягів використовується для просьюмерів що обрали саме «Net metering». Нагадаємо, що в класичному «Net metering» вся експортована електрична енергія стає умовним депозитом на рахунку, обсяг якої може бути безкоштовно спожитий просьюмером у наступних розрахункових періодах. З застосування коригування обсягів відбувається відсоткове або абсолютне зменшення обсягів відпущеної електричної енергії активним споживачем у загальній мережі. Так у Польщі віднімають 20-30% від експортованого обсягу, перед його зарахуванням на рахунок споживача.

Сегмент ринку «Peer-to-peer» (P2P) у ЄС ще тільки розвивається, але є пілотні проекти що дозволяють торгувати надлишками генерації з сусідніми споживачами в локальних енергетичних мережах (наприклад Швейцарський проект «Quartierstrom») [41].

Окремим рівнем досягнення цілей 4 Енергопакету країн ЄС є перехід до активного впровадження енергетичних спільнот до ринку електричної енергії, що дозволяє за принципом добровільної участі об'єднуватись окремим споживачам та провадити свою спільну економічну та технічну діяльність на ринку для задоволення інтересів спільноти. Так енергетичні кооперативи дозволяють своїм учасникам надавати послуги з постачання, розподілу, зберігання ЕЕ, надання послуг з зарядки електротранспорту, на ряду з правом на

власне виробництво ЕЕ з ВДЕ та інших джерел [29], з гарантією недискримінації у доступі до ринку та мереж.

Варто зазначити той факт, що широке використання ВДЕ в мережах споживачів призводить до зменшення навантаження на мережі систем розподілу, тобто до зменшення обсягів електричної енергії які включаються до плати за розподіл споживачем. При цьому в оператора системи розподілу (ОСР) не зникає та не зменшуються зобов'язання за договором приєднання на забезпечення якості електричної енергії в точках приєднання таких споживачів, тобто не змінюються постійні витрати щодо обслуговування розподільчих мереж. У зв'язку з цим ОСР деяких Європейських країн починають застосовувати окремі тарифні моделі, що прив'язані не тільки до транзитного обсягу електроенергії по їх мережах, а до інших показників, наприклад до потужності приєднання (Польща) споживача. В українських реаліях, ОСР змушені підіймати тарифи на розподіл, що автоматично призводить до стимулювання встановлення нових генеруючих потужностей на боці активних споживачів та знову зменшення транзитних обсягів в мережах ОСР та оператора системи передачі (ОСП), тобто виникає замкнене коло. Тому українське законодавство з необхідністю буде шукати моделі для компенсації цього ефекту, звертаючись до існуючих моделей в закордонному досвіді або ж створення гібридних методик.

Задекларований європейський курс декарбонізації економіки буде знаходити нові механізми для більш широкого та активного прийняття участі активних споживачів у досягненні поставлених цілей. Так у перспективі наявні ринкові механізми можуть «обростати» додатковими стимулами та новими моделями. Наприклад контракти з закупівлі гнучкості з боку операторів мереж [42, 43], коли активний споживач буде отримувати додаткову ринкову премію у навантаженні або розвантаженні системи, за кожен подію або ж за готовність як таку. Серед екологічно-орієнтованих варіантів стимулювання активних споживачів, можуть виникнути диференційовані тарифи за рівнем вуглецевого сліду [44].

1.4. Формування основних моделей функціонування активного споживача на лібералізованому ринку електричної енергії

Перед тим як провести формалізацію загальних доступних моделей діяльності ВДЕ на боці споживача, а саме з використанням фото-електричних станцій (ФЕС), виділимо основні групи споживачів: побутовий споживач (ПС), малий непобутовий споживач (МНС) та непобутовий споживач (НС). Також виділяють колективного споживача, що є об'єднанням фізичних або юридичних осіб, але цей окремий випадок не є предметом даного дослідження.

Побутовий споживач – найменш впливовий суб'єкт ринку електричної енергії, що використовує електричну енергію для власних побутових потреб, не пов'язаних з професійною та господарською діяльністю. Зазвичай це споживачі низької потужності, що здійснюють підключення до мережі в рамках «стандартного» приєднання [34], але не обмежується ним. Організація обліку електричної енергії ПС забезпечується звичайними лічильниками, з мінімальним рівнем цифровізації (максимум автоматичне зчитування постачальником показників 1 раз на місяць). ПС ведуть розрахунки за спожиту електричну енергію з постачальниками універсальних послуг (ПУП) за пільговим тарифом, що встановлюється регулятором, тобто є соціально захищеним суб'єктом ринку.

Структура взаємозв'язків ПС з іншими суб'єктами ринку зображено на рис. 1.5.

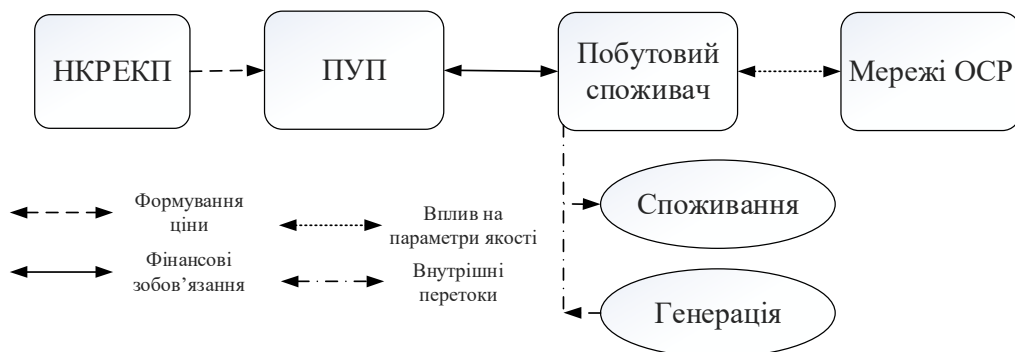


Рисунок 1.5 – Структура взаємозв'язків побутового споживача з іншими суб'єктами ринку електричної енергії

Малий непобутовий споживач – потенційно повноправний учасник програм гнучкого навантаження та енергетичних спільнот, юридична або фізична особа-підприємець, що використовують електричну енергію для професійної або господарської діяльності, тобто виробництва товарів та послуг, потужністю одиничного приєднання не більше 50 кВт включно [27]. Організація комерційного обліку електричної енергії забезпечується лічильниками електричної енергії окремо, або у складі АСКОЕ, тобто система обліку ускладняється, у порівнянні з побутовим споживачем. Впровадження АСКОЕ у МНС не є обов’язковим. МНС ведуть розрахунки з ПУП за залишковим тарифом (група «Б»), а за наявності діючої АСКОЕ – за групою «А».

Непобутовий споживач – повноцінний учасник ринку електричної енергії, що має суттєвий вплив на роботу ринку (формує пікові навантаження) та чутливий до ринкових сигналів споживач електричної енергії, юридична або фізична особа-підприємець, що використовують електричну енергію для професійної або господарської діяльності, тобто виробництва товарів та послуг, потужністю одиничного приєднання понад 50 кВт. Організація комерційного обліку електричної енергії забезпечується лічильниками електричної енергії окремо, або у складі АСКОЕ. Варто зазначити, що впровадження АСКОЕ для таких споживачів є обов’язковим, за умови приєднаної потужності понад 150 кВт або обсяги споживання становлять більше 50’000 кВт·год/місяць [37]. НС ведуть розрахунки з постачальниками електричної енергії за залишковим тарифом (група «Б»), а за наявності діючої АСКОЕ – за групою «А». Саме НС мають найбільше зв’язків та впливів на ринок електричної енергії та режими мереж в цілому [33].

Для всіх моделей, що передбачають двонаправлений перетік енергії існує обмеження щодо потужності генеруючої установки, так, згідно діючих норм, потужність генеруючого обладнання не повинна перевищувати договірну потужність споживача, в мережах якої вона приєднана. Це ж стосується і потужності УЗЕ:

$$P_{ном.ген} \leq P_{дог} \cup P_{ном.УЗЕ} \leq P_{дог} \quad (1.1)$$

1.4.1. Техніко-економічні обмеження побутового споживача на спотових ринках

Оскільки ПС є соціально захищеним споживачем і не має прямої залежності від ринкових сигналів, його можливості взаємодії з ринком обмежені [45]. За таких умов єдиною доступною моделлю взаємодії ПС з ринком електричної енергії є модель самовиробництва [15].

ФЕС на боці ПС за моделлю самовиробництва без УЗЕ.

За умови заключення приватним домогосподарством договору купівлі-продажу ЕЕ за механізмом самовиробництва, схема взаємодії суб'єктів зображена на рис. 1.5, в структуру розрахунків сальдування обсягів коштів, додається ринок електричної енергії.

Розрахунок обсягів виплати/плати за вироблену/спожиту електричну енергію, відбувається за наступним алгоритмом:

Визначаються режим роботи споживача відносно мережі:

$$P_i = P_{ген}^i - P_{спож}^i \quad (1.2)$$

$$-P_{дог} \leq P_i \leq P_{дог} \quad (1.3)$$

Для $\forall P_i > 0$, що відповідає роботі споживача в генеруючому режимі (відносно оператора мереж), виконується розрахунок премії за виробництво ЕЕ:

$$\Pi_i = P_i^+ \cdot \Pi_i^{РДН} \cdot t_i \quad (1.4)$$

де: $\Pi_i^{РДН}$ – ціна електричної енергії, що сформувалась на сегменті ринку «доба наперед», на відповідний розрахунковий період (годину); t_i – розрахунковий період (година).

Для $\forall P_i < 0$, що відповідає режиму роботи споживача в режимі навантаження, розраховується обсяг зобов'язань ПС за спожиту ЕЕ:

$$3_j = P_i^- \cdot T_{nc} \cdot t_i \quad (1.5)$$

За фактом календарного місяця, формуються результуючі фінансові зобов'язання ПС та ПУП: якщо

$$\sum_{i=1}^n P_i > \sum_{j=1}^k 3_j \rightarrow B_{\text{виплати}} = \sum_{i=1}^n P_i - \sum_{j=1}^k 3_j, \quad (1.6)$$

інакше:

$$B_{\text{плати}} = \sum_{j=1}^k 3_j - \sum_{i=1}^n P_i \quad (1.7)$$

Споживачі, які експлуатують відновлювані джерела енергії за моделлю самовиробництва, орієнтовані на максимальне використання виробленої електроенергії для власних потреб. Це дозволяє їм знизити витрати на споживання з мережі. Для досягнення цієї мети споживачам доводиться адаптувати свої графіки споживання таким чином, щоб наблизити їх до графіків генерації, що стимулює енергетичну самостійність та ефективність.

Очікується, що кількість таких споживачів зростатиме разом із розвитком технологій та зниженням їх вартості, однак допоки споживач буде мати перевагу у вигляді «зеленого» тарифу або інших субсидійованих моделей, про масовість самовиробництва говорити зарано.

ФЕС на боці ПС за моделлю самовиробництва з УЗЕ.

При умові, що ПС має у використанні УЗЕ, що надає можливість експортувати накопичену електричну енергію в мережу в алгоритм розрахунку обсягів сплати вносяться зміни.

Так, у формулі 1.4, якщо в певний розрахунковий період t_i , $\Pi_i^{PДН} > T_{nc}$, то в розрахунковій формулі приймається $\Pi_i^{PДН} = T_{nc}$. Таке обмеження діє як запобіжник, що унеможливорює для ПС маніпулювання власним режимом споживання/генерації електричної енергії таким чином, щоб споживати ЕЕ для

заряджання УЗЕ за T_{nc} , а потім здійснювати експорт в години коли ринкова ціна перевищує тариф для побутового споживача.

Слід зазначити, заборона на продаж електроенергії за ціною, вищою за визначену на ринку «на добу наперед» (РДН) в кожен розрахунковий період, обмежує можливості активних споживачів використовувати УЗЕ для маніпуляцій із тарифами а разом з тим і унеможлиблює прийняття участі у балансуванні навантаження в системі.

Крім того, активні побутові споживачі, незважаючи на свою потенційну гнучкість у використанні енергії, не мають прямого доступу до енергетичного ринку, більше їх вплив на ринкові показники повністю відсутній. Вони працюють у межах жорстко зарегульованих тарифів і правил, які не враховують змінні тарифи, обсяги споживання чи специфіку локальної генерації [46] та можливостей використання УЗЕ.

1.4.2. Техніко-економічні обмеження непобутового споживача на спотових ринках

ФЕС на боці МНС за моделлю власного споживання

Дана модель, структурна схема взаємодії зображена на рисунку 1.6, не передбачає функціонування активного споживача в режимі генерації, відносно мереж ОСР.

У такому випадку, потужність генеруючого обладнання споживача в кожен момент часу не повинно перевищувати потужність споживання електроустановками, призначеними для споживання електричної енергії, тобто:

$$\forall t_i: P_{ген}^i \leq P_{спож}^i \quad (1.8)$$

Отже для споживача, що працює за такою моделлю, можливий тільки режим навантаження:

$$Z_i = (P_{спож}^i - P_{ген}^i) \cdot t_i \cdot T_{спож.i}^* \quad (1.9)$$

$T_{спож.і}^*$ при даній моделі роботи може бути як відносно погодинного сальдування та тарифікації згідно РДН (група «А»), так і відповідно до фактичних обсягів споживання за розрахунковий період (місяць), так звана група «Б».

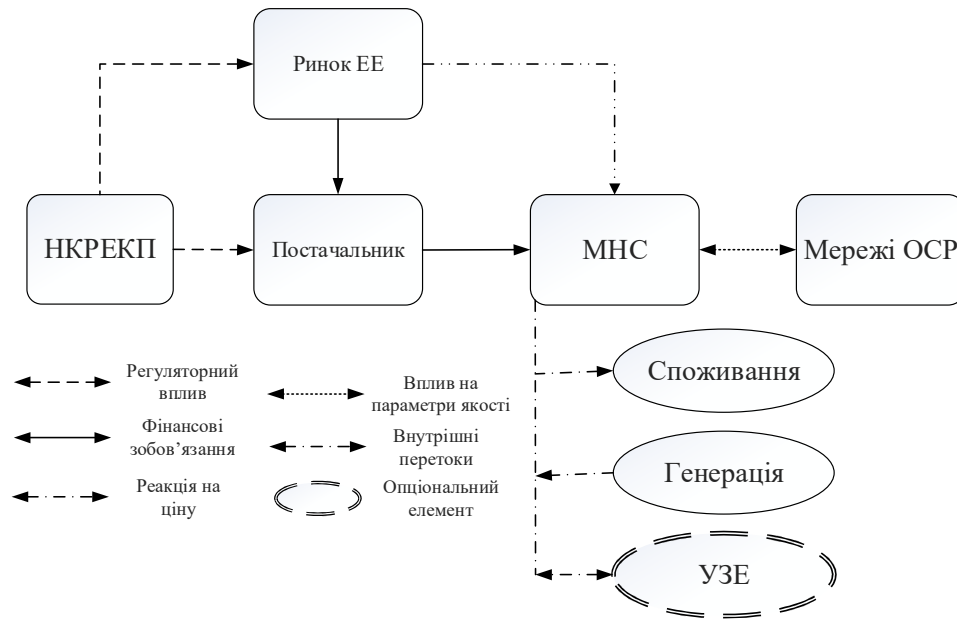


Рисунок 1.6 – Структура взаємозв'язків активного малого не побутового споживача за моделлю власного споживання з іншими суб'єктами ринку електричної енергії

$$-P_{дог} \leq P_i \leq 0 \quad (1.10)$$

Виходячи з діапазону можливих значень, в яких може існувати P_i , для моделі власного споживання, премія від генерації відсутня взагалі.

В той же час, обсяг грошових зобов'язань зі сплати за спожиту електроенергію, визначається як:

- для групи «А»:

$$B_{плати} = \sum_{i=1}^n z_i \quad (1.11)$$

- для групи «Б»

$$B_{плати} = \sum_{i=1}^n z_i = W_{pn}^- \cdot T_{спож} \quad (1.12)$$

ФЕС на боці МНС за моделлю самовиробництва.

Саме ця модель є втіленням Net Billing в українському енергетичному законодавстві. В такому випадку, в структурній схемі зв'язків суб'єктів виникає двосторонній вплив на тариф між активним споживачем та ЕП, що відображено на рисунку 1.7.

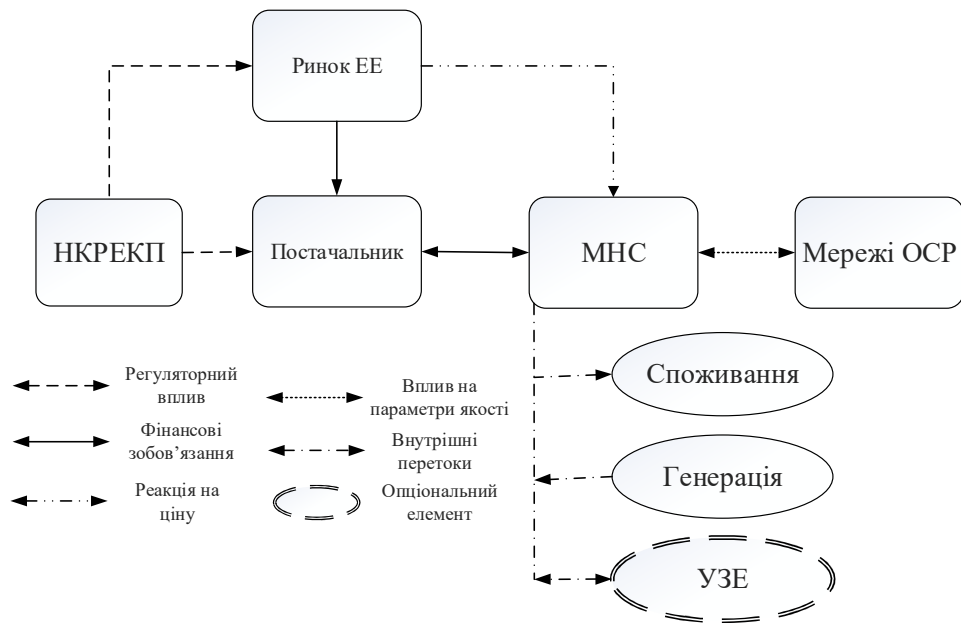


Рисунок 1.7 – Структура взаємозв'язків активного малого побутового споживача за моделлю самовиробництва з іншими суб'єктами ринку електричної енергії

В частині механізму самовиробництва, зберігаються обмеження щодо одномоментних перетоків потужностей об'єкта споживача.

Формула визначення премії за розрахунковий період (годину), набуває вигляду:

$$\Pi_i = P_i^+ \cdot C_i^{PDH} \cdot t_i \quad (1.13)$$

Обсяг премії НС за розрахунковий період (місяць):

$$\Pi_{pn} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \quad (1.14)$$

Також для всіх НС існує можливість підписання договору з постачальником електричної енергії, відмінним від ПУП, з умовою стабільної ціни, тоді формула (13) буде виглядати:

$$\Pi_i = P_i^+ \cdot C_{\partial o z}^+ \cdot t_i = W_i^+ \cdot C_{\partial o z}^+ \quad (1.15)$$

де: $C_{\partial o z}^+$ – стабільна ціна на згенеровану ЕЕ, відповідно до договору.

Так як ціна на електроенергію незмінна у часі, протягом розрахункового періоду (місяця), для випадку договору купівлі-продажу за механізмом самовиробництва зі стабільною ціною на згенеровану ЕЕ, обсяг премії розрахункового періоду:

$$\Pi_{pn}^{stab.ц} = C_{\partial o z}^+ \int_0^t P_i^+ dt = C_{\partial o z}^+ \sum_{i=1}^n W_i^+ \quad (1.16)$$

Розрахунок зобов'язань НС за роботу в режимі навантаження:

$$Z_j = P_i^- \cdot t_i \cdot T_{спож.і} \quad (1.17)$$

$$T_{спож.і} = C_i^{PDH} + H_{пост} + T_{ОСР} + T_{ОСП} \quad (1.18)$$

де: C_i^{PDH} – ціна електричної енергії, що сформувалась на сегменті ринку «доба наперед», на відповідну годину роботи в режимі навантаження;

$H_{пост}$ – націнка компанії постачальника;

$T_{ОСР}$ – тариф ОСР, до мереж якого приєднаний споживач, відповідно до класу напруги в точці приєднання;

$T_{ОСП}$ – тариф ОСП.

За фактом календарного місяця, формуються результуючі фінансові зобов'язання МНС та постачальника електричної енергії, за формулою 1.6-1.7.

Непобутовий споживач

Функціонування генерації з ВДЕ на боці активного побутового споживача [47] в рамках моделі власного споживання є аналогічним до роботи МНС. Щодо роботи активного побутового споживача (АНС) за моделлю самовиробництва існують суттєві відмінності, в першу чергу існують ряд

фундаментальних обмежень, що дає змогу розмежувати роль великого активного споживача від ролі генерації на ринку електричної енергії. Також для даних споживачів розглянемо модель приєднання установок третіх осіб.

Потужність генеруючої установки менше 1 МВт

В будь-який момент часу, потужність споживача в режиму генерації, не повинна перевищувати 50% від договірної потужності на приєднання споживача до мереж оператора:

$$\forall t_i : P_i^{ген} - P_i^{наб} = P_i^+ \leq 0,5 P_{дог} \quad (1.19)$$

Таким чином,

$$-P_{дог} \leq P_i \leq 0,5 P_{дог} \quad (1.20)$$

Обсяг зобов'язань постачальника перед споживачем, за відпущену електричну енергію, визначається як у випадку МНС

$$\Pi_i = P_i^+ \Pi_i^{PDH} t_i \quad (1.21)$$

За умови підписання договору з фіксованою ціною, $\Pi_i^{PDH} = \Pi_{дог}^+$

$$\Pi_{pn} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \quad (1.22)$$

Обсяг зобов'язань споживача перед постачальником, за періоди $\forall P_i < 0$ – аналогічно до МНС, за групою «А»

$$Z_j = P_j^- t_j T_j^{спож} \quad (1.23)$$

За результатами розрахункового періоду (місяця) сформований баланс споживача, на рахунку визначається як:

$$B_{PI} = \sum_{i=1}^n P_i^+ \Pi_i^{PDH} t_i - \sum_{j=1}^k P_j^- T_j^{спож} t_j = \Pi_{PI} - Z_{PI} \quad (1.24)$$

При $B_{PI} > 0$, споживач отримує виплату обсягом $B_{виплати} = B_{PI}$,

А при $B_{PI} < 0$, споживач зобов'язаний здійснити сплату на користь постачальника $B_{виплати} = |B_{PI}|$

Потужність генеруючої установки більше 1 МВт

Для АНС, потужність генеруючих установок або УЗЕ яких перевищують 1 МВт діє додаткове обмеження, щодо обсягів генерації. Так, АНС з установками високої потужності, не повинні перевищувати власні обсяги відпуску електроенергії в мережу над половиною обсягів споживання власним навантаженням, у рамках календарного року:

$$\sum W_{відп} \leq 0,5 \sum W_{нав} \quad (1.25)$$

При порушенні даного обмеження, такий АНС втрачає статус активного споживача на один календарний рік та змушений отримати ліцензію виробника електричної енергії для продовження можливості реалізації відпуску з власних установок в загальну мережу.

1.4.3. Генеруючі установки третіх осіб

Розміщення установок третіх осіб можливе безпосередньо на об'єкті основного споживача та в локальній близькості тобто приєднанням «по прямій лінії». Відносини між основним та субспоживачем встановлюються за моделлю Р2Р та не підлягають обов'язковій відповідності до ринкових умов, тобто діяльність яку веде субспоживач не вважається діяльністю з постачання електричної енергії, відповідно до закону та не підлягає ліцензуванню. Водночас такий формат приєднання дозволяє мінімізувати технічні витрати при передачі електроенергії від виробника до споживача та зменшити ціну, за рахунок відсутності транзиту електроенергії загальними мережами.

Основний споживач зберігає взаємовідносини зі своїм постачальником та не втрачає права використовувати установки субспоживача для отримання статусу активного. При цьому основний споживач може мати власну генеруючі

установки та УЗЕ, але при отриманні статусу активного споживача необхідно враховувати й потужності субспоживача. Структура взаємодії суб'єктів ринку електричної енергії для даної моделі представлена на рисунку 1.8.

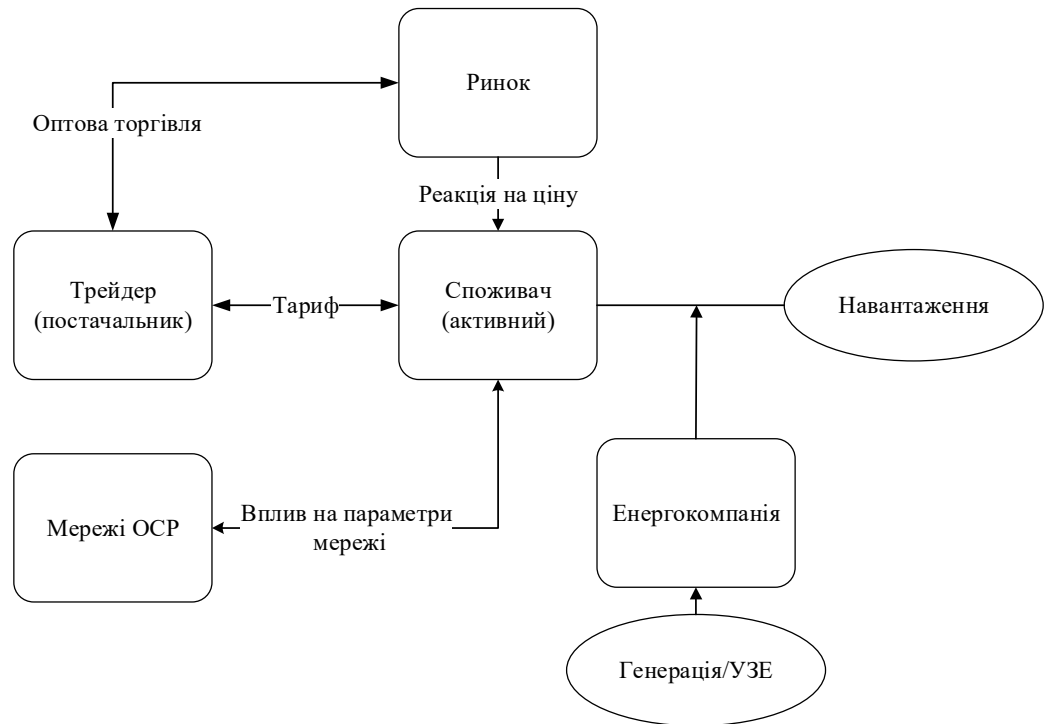


Рисунок 1.8 – Структура взаємозв'язків суб'єктів ринку електричної енергії при реалізації активного споживача з установками третіх осіб

Процес приєднання установок третіх осіб до активного споживача передбачає послідовну перевірку технічної можливості інтеграції, узгодження режимів роботи генеруючих установок та УЗЕ, а також адаптацію алгоритмів керування потоками електричної енергії з урахуванням появи додаткових джерел генерації або навантаження. Узагальнену блок-схему алгоритму приєднання генеруючих установок в цілому та як субспоживача наведено на рисунку 1.9.

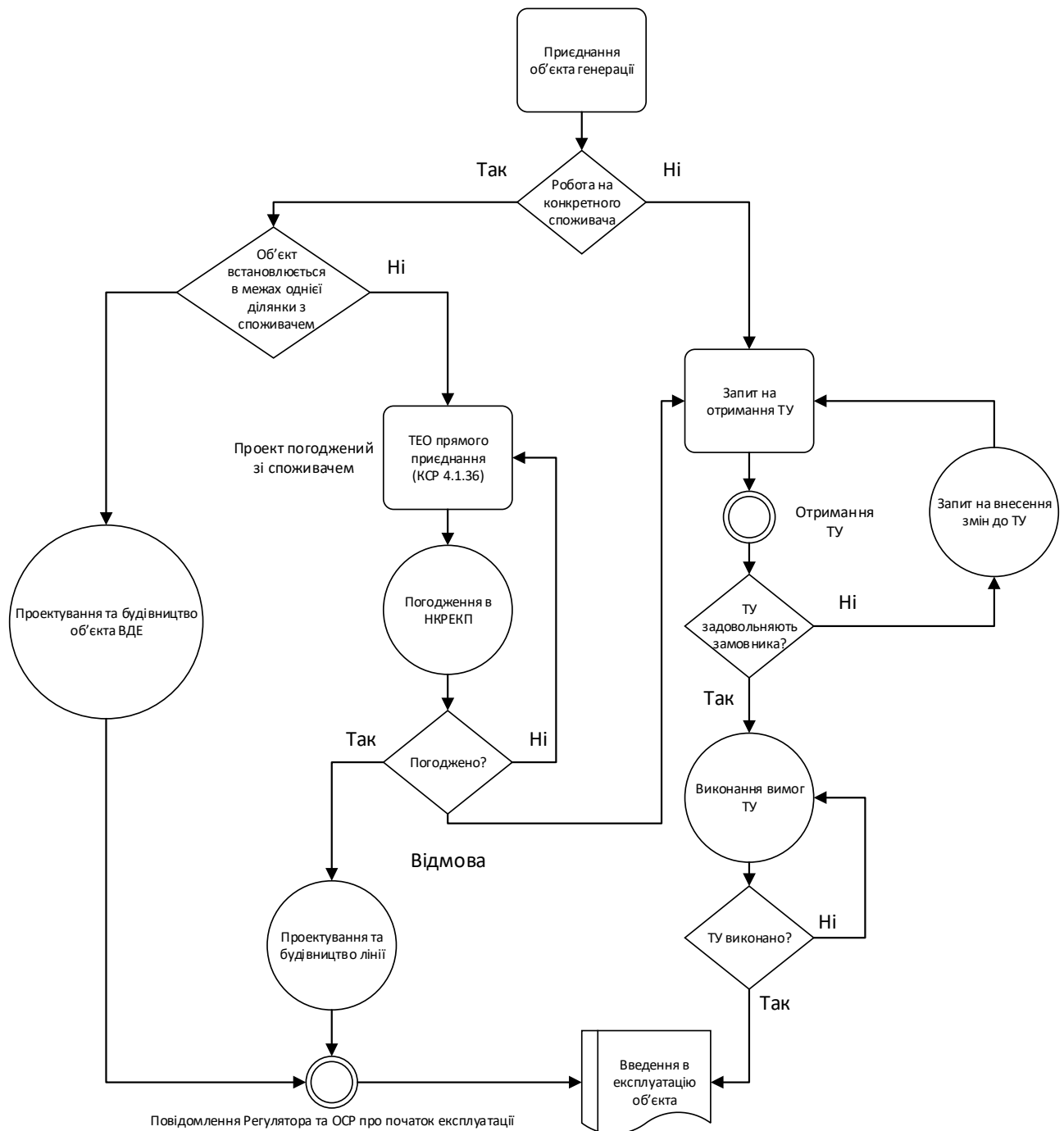


Рисунок 1.9 – Блок-схема реалізації приєднання об'єкта ВДЕ

Такий підхід дозволяє забезпечити гнучку інтеграцію електроустановок третіх осіб у межах локальної енергетичної системи активного споживача без порушення чинних договірних відносин із суб'єктами ринку електричної енергії та без необхідності зміни регуляторного статусу залучених сторін.

Основний споживач при цьому зберігає всі договірні відносини зі своїм електропостачальником та оператором системи розподілу і не втрачає права на

отримання або збереження статусу активного споживача. Технічна межа балансової та експлуатаційної відповідальності між основним споживачем і субспоживачем визначається в точці приєднання електроустановок третьої особи до внутрішніх мереж активного споживача, що забезпечує прозорий розподіл відповідальності за експлуатацію та обслуговування електроустановок. У разі приєднання установок субспоживача необхідно враховувати їхні встановлені потужності та режими роботи під час формування сумарного енергетичного балансу активного споживача. Це є принципово важливим для коректного визначення режимів роботи системи керування, дотримання технічних обмежень та виконання вимог, пов'язаних з отриманням або підтвердженням статусу активного споживача.

Висновки до розділу 1

1. Сучасне нормативно-правове забезпечення ринків електричної енергії насичене достатньою кількістю механізмів впровадження споживачами власної генерації на основі відновлюваних джерел енергії, включно з механізмами, що передбачають участь активних споживачів у різних сегментах ринку. Еволюція механізмів з необхідністю переходить до лібералізованих відносин всіх суб'єктів ринку, включно з активними споживачами, дозволяючи їм реалізовувати власні надлишки електроенергії, отримувати фінансову винагороду за гнучкість, приймати участь в балансуванні загальної мережі і т.п.

2. В результаті проведеного аналізу нормативно-регуляторних документів встановлено, що вони в повній мірі формують правовий, технічний та економічний аспект діяльності активного споживача та є достатніми для реалізації його діяльності в ролі просьюмера на українському ринку електричної енергії.

3. Досліджено моделі різних типів споживачів, які описують та реалізують взаємодію з іншими суб'єктами ринку електричної енергії з врахуванням наявних нормативних, економічних, технічних обмежень.

4. Проведено порівняльний аналіз моделей активних споживачів з врахуванням європейського досвіду і встановлено низку підходів та обмеження, які можуть бути реалізовані на українському ринку електричної енергії.

5. Подальше дослідження присвячене пошуку методів керування елементами гібридної системи електропостачання активних споживачів, що відповідно до планів енергетичної стійкості сприятиме розвитку розподіленої генерації та надійності електроенергетичних систем.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИ ТА ПІДХОДИ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ

2.1. Методи аналізу графіків електричних навантажень споживачів

Основними методами аналізу графіків електричних навантажень споживачів та системи в цілому є графічний аналіз, а також виведення спектру коефіцієнтів для всебічного аналізу параметрів поведінки споживача у відносних одиницях. Ряд показників у натуральних величинах, що дозволяють аналізувати вплив запроваджених заходів до управління та керування графіками навантаження [48, 49, 50]. Серед основних параметрів можемо виділити:

- Коефіцієнт заповнення
- Коефіцієнт форми або Коефіцієнт варіації
- Коефіцієнт використання максимуму
- Коефіцієнт попиту
- Медіана навантаження
- Коефіцієнт нерівномірності
- Середнє навантаження
- Максимальне навантаження
- Мінімальне навантаження

Поєднання цих показників дозволяє оцінити основні параметри графіку навантаження його потенціал та ефективність стратегій керування навантаженням. В таблиці 2.1 відображено математичні формули основних параметрів ГЕН.

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти аналізу графіків навантаження.

Показник	Формула
Середнє значення навантаження	$P_{сер} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}$
Медіана навантаження	$Me[P_1 \dots P_n]$
Коефіцієнт заповнення	$K_z = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t_i}{P_{max} \cdot T}$
Середньоквадратичне відхилення навантаження	$\sigma_{СКВ} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i - P_{сер})^2}{n}}$
Коефіцієнт варіацій	$K_{вар} = V = \frac{\sigma_{СКВ}}{P_{сер}}$

Аналіз даних показників дозволить оцінити вплив керування установками активного споживача на його ГЕН. В рахуванням даних підходів проведемо аналіз графіків навантаження різних груп споживачів.

Подальший аналіз графіків навантаження базується на статистичних даних за повний календарний рік. Значення потужності є середньоарифметичними показниками для кожної години окремих сезонів року.

Аналіз графіків навантаження побутових та малих непобутових споживачів

Побутовий споживач представлений приватним садибним будинком де проживає сім'я у складі трьох дорослих та двох дітей. Опалення та приготування їжі в будинку забезпечується природним газом; охолодження приміщень в літній період здійснюється кондиціонерами.

За останніми оприлюдненими даними [51] кількість приватних садибних домогосподарств в Україні сягає 15,6 млн, що відповідає 50,1% від кількості домогосподарств, що робить такого споживача типовим для побутового

навантаження. Графік добового сезонного навантаження споживача та його математичний аналіз, представлені в таблицях 2.2 та 2.3, відповідно.

Таблиця 2.2 – Сезонні добові ГЕН побутового споживача

Година добы	Потужність, кВт			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
1	0,41	0,89	0,44	0,50
2	0,41	0,94	0,49	0,48
3	0,44	0,96	0,58	0,52
4	0,45	0,95	0,50	0,53
5	0,42	0,88	0,44	0,50
6	0,40	0,93	0,49	0,52
7	0,38	0,91	0,53	0,50
8	0,42	0,94	1,43	0,70
9	0,56	2,39	1,04	0,50
10	2,54	2,25	1,30	1,40
11	0,64	2,20	0,92	2,00
12	0,92	1,80	1,68	1,11
13	0,79	2,95	0,87	0,64
14	0,68	1,34	0,51	0,65
15	0,70	1,76	1,85	0,72
16	0,65	1,42	1,75	1,20
17	0,55	1,22	1,05	0,56
18	2,56	1,12	1,15	0,50
19	1,61	1,48	1,15	1,02
20	1,21	1,37	0,63	2,02
21	0,77	1,15	0,77	1,01
22	0,49	2,14	0,55	0,86
23	0,53	3,00	0,48	0,94
24	0,53	0,84	0,43	0,79

Таблиця 2.3 – Математичний аналіз сезонних ГЕН побутового споживача

Параметр	Розрахункові показники			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
Р сер, кВт	0,78	1,49	0,88	0,84
Р макс, кВт	2,60	3,00	1,85	2,02
Р мін, кВт	0,38	0,84	0,43	0,48
Р дог, кВт	6,00	6,00	6,00	6,00
К форми, в.о.	0,31	0,50	0,47	0,42
К нерівном, в.о.	0,15	0,28	0,23	0,24
Медіана, кВт	0,55	1,28	0,70	0,67
КВП, в.о.	0,13	0,25	0,15	0,14
К варіацій, в.о.	0,76	0,44	0,51	0,52
К попиту, в.о.	0,43	0,50	0,31	0,33
К якості, в.о.	0,41	1,14	0,93	0,81
СКВ, кВт	0,60	0,65	0,45	0,43
П, в.о.	28,33	28,91	26,31	26,56
W, кВт·год	19,10	35,80	21,04	20,20

Як бачимо з результатів аналізу, літній період вирізняється високою базою навантаження, що пояснюється витратами на кондиціонування приміщень. Також спостерігається підвищений рівень навантаження протягом доби, за рахунок більшого перебування вдома у період відпусток. Осінній період відповідає типовому навантаженню з яскраво вираженими ранковими та вечірніми піками споживання, база навантаження відповідає зимовому опалювальному періоду. Весняний сезон характеризується двома чіткими базами навантаження (рис. 2.1) для нічного та денного періоду, з яскраво вираженим провалом споживання в післяобідній час.

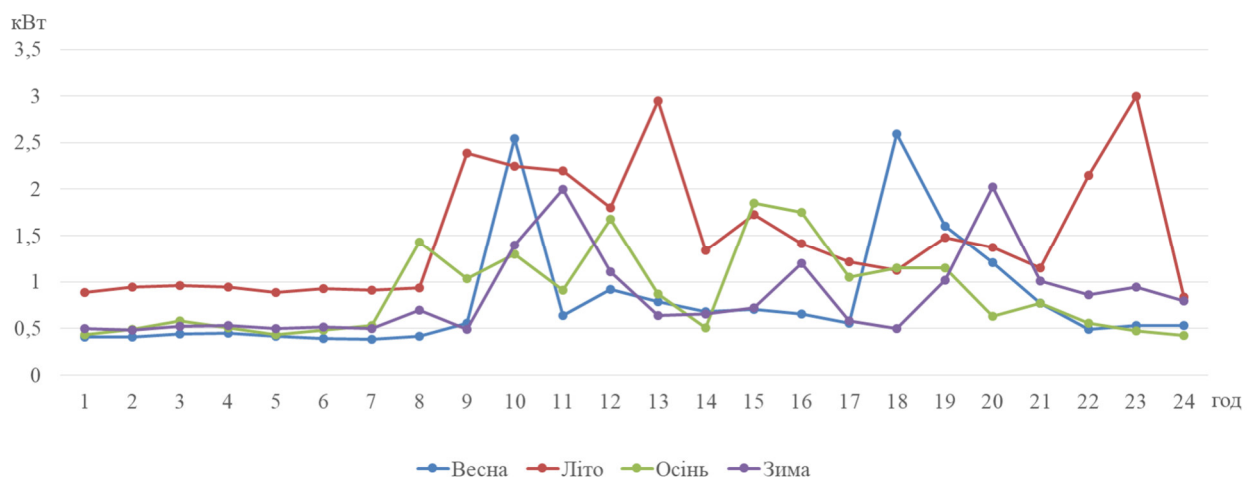


Рисунок 2.1 – Сезонні добові ГЕН побутового споживача

Аналіз графіків навантаження МНС

Малий побутовий споживач представлений офісними приміщеннями, малими підприємства, з графіком роботи з 09:00 до 18:00 у будні дні, субота та неділя – вихідні.

Більшість приладів, що споживають електроенергію це комп'ютерна та периферійна техніка, освітлення. Підтримка температурного режиму в теплі періоди року відбувається за допомогою кондиціонерів, для обігріву використовується тепловий насос. Серед енергоємних споживачів наявні електромобілі, що заряджаються без визначеного графіку. Графік добового сезонного навантаження споживача та його математичний аналіз, представлені в таблицях 2.4 та 2.5, відповідно.

Таблиця 2.4 – Сезонні добові ГЕН МНС

Година доби	Потужність, кВт			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
1	3,97	7,86	9,87	9,98
2	3,06	9,59	9,82	11,19
3	4,04	8,40	8,28	9,76
4	3,23	2,95	9,76	9,86
5	3,11	4,42	9,17	9,67
6	3,22	2,92	8,07	11,00
7	5,80	4,05	10,27	8,94
8	4,36	4,71	3,59	6,42
9	4,25	8,28	4,54	5,36
10	8,33	6,50	8,12	6,30
11	10,48	7,72	13,09	4,97
12	5,61	10,20	10,99	7,65
13	5,03	4,82	13,60	9,34
14	8,21	5,91	12,83	13,88
15	6,89	8,46	9,94	13,12
16	5,79	9,99	4,76	13,75
17	10,33	13,25	5,71	12,69
18	9,65	10,52	3,90	12,57
19	6,35	5,79	4,30	10,93
20	2,89	4,95	5,34	11,28
21	4,27	4,80	3,43	11,60
22	4,93	5,92	3,45	8,16
23	3,93	4,36	8,39	11,56
24	2,73	5,14	8,22	9,61

Таблиця 2.5 – Математичний аналіз сезонних ГЕН МНС

Параметр	Розрахункові показники			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
Р сер, кВт	5,44	6,73	7,89	9,98
Р макс, кВт	10,45	13,25	13,60	13,88
Р мін, кВт	2,73	2,92	3,43	4,97
Р дог, кВт	20,00	20,00	20,00	20,00
К форми, в.о.	0,52	0,51	0,58	0,72
К нерівном, в.о.	0,25	0,22	0,25	0,36
Медіана, кВт	4,65	5,91	8,25	9,92
КВВП, в.о.	0,27	0,34	0,39	0,50
К варіацій, в.о.	0,43	0,39	0,40	0,25
К попиту, в.о.	0,52	0,66	0,68	0,69
К якості, в.о.	1,20	1,31	1,46	2,90
СКВ, кВт	2,34	2,62	3,14	2,47
П, в.о.	51,12	60,23	64,76	53,86
W, кВт·год	130,51	161,51	189,44	239,59

Як видно з рисунку 2.2, графіки навантаження різко відрізняються між сезонами, хоча мають близькі пікові значення добового споживання. Серед подібностей можна зауважити наявність у весняного та літнього графіків двох виражених піків ранкового та вечірнього навантаження з просіданням о 12-13 годинах. Яскравою відмінністю є поведінка навантаження в другій половині доби осіннього та зимових періодів, що пояснюється зміщенням роботи системи опалення, при цьому нічний режим роботи між цими сезонами майже однаковий.

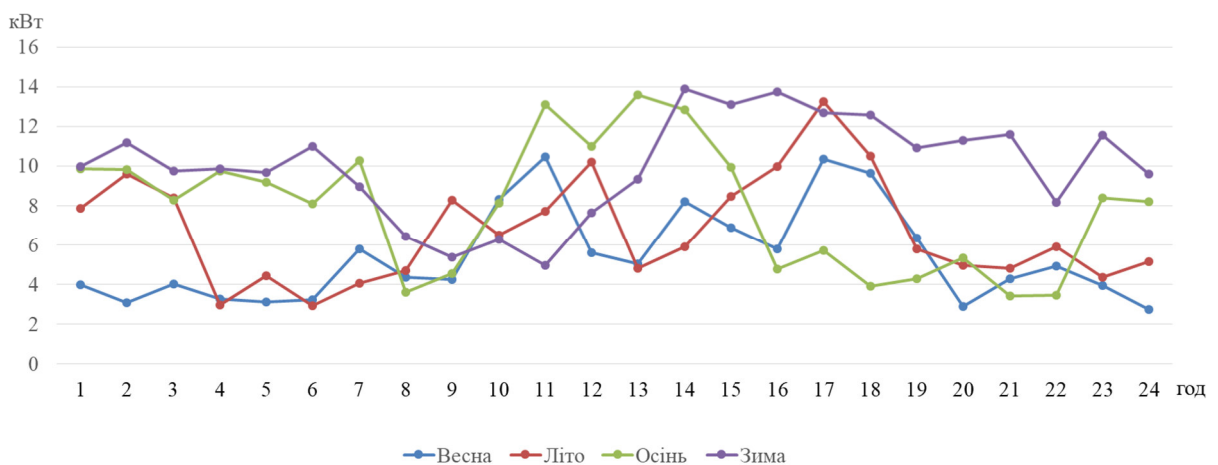


Рисунок 2.2 – Сезонні добові ГЕН МНС

Аналіз графіків навантаження промислових споживачів

Промисловий споживач представлений складальним цехом підприємства з переобладнання автотранспорту.

Підприємство працює за однозмінним графіком з 08:00 до 18:00 в будні дні, на вихідних підприємство не працює.

Основним навантаженням є різноманітні верстати з обробки металу, підйомні механізми, навантаження адміністративної частини цеху представлено комп'ютерною та периферійною технікою. Обігрів приміщення здійснюється за рахунок електроопалення. Графік добового сезонного навантаження споживача та його математичний аналіз, представлені в таблицях 2.6 та 2.7, відповідно.

Таблиця 2.6 — Сезонні добові ГЕН промислового споживача «складальний цех»

Година доби	Потужність, кВт			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
1	6,39	6,16	6,10	75,68
2	6,22	6,50	8,50	84,16
3	6,67	5,94	8,81	87,27
4	6,24	6,25	9,05	87,40
5	5,82	5,90	7,47	85,08
6	6,78	5,83	6,93	77,97
7	6,42	5,64	6,67	79,02
8	5,53	4,79	5,36	75,26
9	10,56	5,04	5,03	76,62
10	31,07	5,89	24,41	72,89
11	37,23	13,61	65,60	70,90
12	48,69	22,69	74,07	69,38
13	67,74	17,59	49,23	68,38
14	67,73	16,80	49,65	68,47
15	60,22	19,11	65,36	73,16
16	56,81	14,20	102,87	74,21
17	71,20	14,79	116,86	81,51
18	78,99	24,84	72,29	80,97
19	75,99	20,17	59,35	76,06
20	60,78	14,94	36,75	76,41
21	37,28	12,59	19,13	73,56
22	38,70	14,00	5,05	73,54
23	33,61	12,77	3,18	68,25
24	25,53	5,14	2,76	68,28

Таблиця 2.7 – Математичний аналіз сезонних ГЕН промислового споживача «складальний цех»

Параметр	Розрахункові показники			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
Р сер, кВт	35,51	11,72	33,77	76,02
Р макс, кВт	78,99	24,84	116,86	87,40
Р мін, кВт	5,53	4,79	2,76	68,25
Р дог, кВт	150,00	150,00	150,00	150,00
К форми, в.о.	0,45	0,47	0,29	0,87
К нерівном, в.о.	0,07	0,19	0,02	0,78
Медіана, кВт	35,42	12,68	14,09	75,47
КВВП, в.о.	0,24	0,08	0,22	0,51
К варіацій, в.о.	0,73	0,53	1,00	0,08
К попиту, в.о.	0,53	0,17	0,78	0,58
К якості, в.о.	0,61	0,90	0,29	11,36
СКВ, кВт	26,11	6,17	33,78	5,82
П, в.о.	181,11	81,10	291,88	139,40
W, кВт·год	852,22	281,19	810,50	1824,43

Показники режимних днів ГЕН (табл. 2.7) вказують на різноманітність особливості споживання електричної енергії підприємствами в різні сезони, що чітко відображає рисунку 2.3. Так, літнє навантаження має найменший рівень за рік, низький попит на електричну енергію пояснюється сезонною недовантаженістю підприємства. Весняні та осінні сезони мають близькі характеристики, однак вирізняється зміщення піків навантаження та їх величина в другій половині дня. Зимове навантаження приймає вигляд базового з незначним плавним зростанням вночі, що пояснюється реакцією системи електричного опалення приміщень.

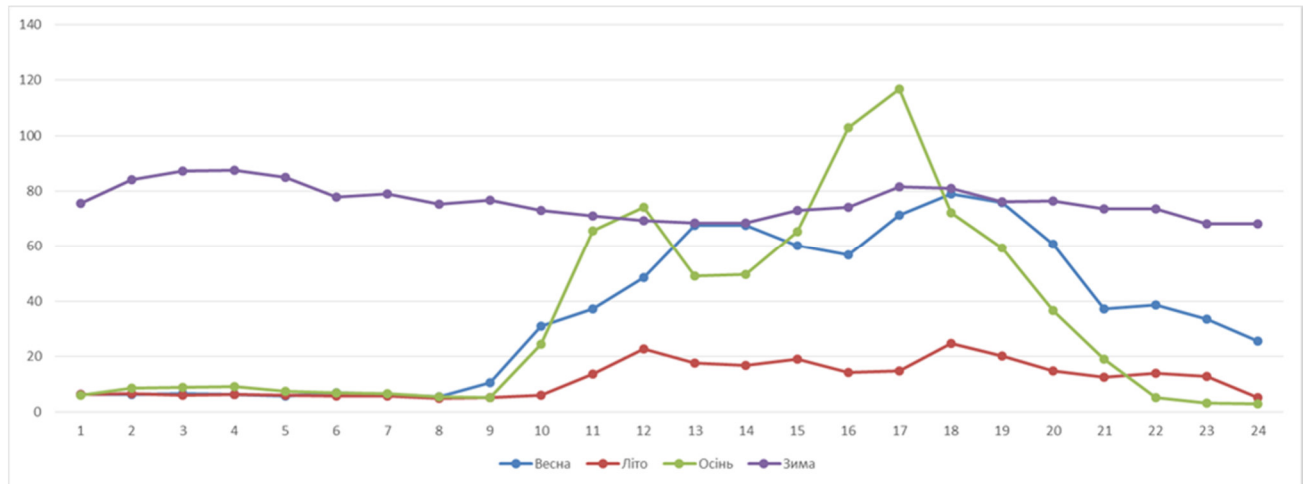


Рисунок 2.3 – Сезонні добові ГЕН промислового споживача «складальний цех»

Промисловий споживач представлений виробництвом корпусних меблів

Підприємство працює за двозмінним графіком навантаження у будні дні та однозмінним в суботу, в неділю на підприємстві вихідний.

Опалення цехів забезпечується власною пелетною котельнею фабрики з відходів виробництва. Основою навантаження підприємства є двигуни верстатів, компресорних установок та системи вентиляції. Графік добового сезонного навантаження споживача та його математичний аналіз, представлені в таблицях 2.8 та 2.9, відповідно.

Таблиця 2.8 – Сезонні добові ГЕН промислового споживача «виробництво меблів»

Година доби	Потужність, кВт			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
1	7,85	7,73	7,90	7,73
2	7,33	7,25	6,98	7,25
3	8,10	7,80	8,20	7,80
4	6,85	6,61	6,32	6,61
5	5,69	5,43	5,29	5,43
6	5,08	5,06	5,16	5,06
7	51,06	50,44	18,38	17,65
8	285,69	306,61	189,55	170,09
9	315,80	311,08	293,15	286,78
10	223,63	226,29	223,96	219,90

Продовження таблиці 2.8

1	2	3	4	5
11	298,63	276,62	285,45	279,69
12	152,15	147,87	145,75	131,82
13	253,14	263,52	260,43	252,07
14	263,89	265,67	267,84	268,62
15	208,64	205,87	200,35	210,18
16	273,15	265,18	270,44	275,00
17	228,67	238,33	245,13	250,80
18	241,25	246,94	268,15	280,09
19	239,54	244,79	256,65	279,41
20	143,87	145,40	158,32	164,71
21	210,56	208,29	236,94	243,04
22	108,27	110,23	123,46	136,01
23	168,75	171,65	196,55	221,49
24	144,95	147,93	188,34	194,59

Таблиця 2.9 – Математичний аналіз сезонних ГЕН промислового споживача «виробництво меблів»

Параметр	Розрахункові показники			
	Весна	Літо	Осінь	Зима
Р сер, кВт	160,52	161,36	161,1954	163,41
Р макс, кВт	315,8	311,08	293,15	286,78
Р мін, кВт	5,08	5,06	5,156	5,06
Рдог, кВт	400,00	400,00	400,00	400,00
К форми, в.о.	0,51	0,518697	0,55	0,57
К нерівном, в.о.	0,02	0,02	0,02	0,02
Медіана, кВт	188,69	188,7614	193,05	202,38
КВВП, в.о.	0,40	0,403395	0,40	0,41
К варіацій, в.о.	0,66	0,665524	0,66	0,66
К попиту, в.о.	0,79	0,777708	0,73	0,72
К якості, в.о.	0,76	0,779382	0,83	0,86
СКВ, кВт	106,87	107,3877	106,65	108,28
П, в.о.	1407,85	1344,943	1445,79	1484,65
W, кВт·год	3852,55	3872,594	3868,69	3921,83

Як видно з таблиці 2.8 та рисунку 2.4, навантаження даного споживача є стабільним протягом всього робочого циклу та прогнозованим продовж доби і є близьким до однакового для всіх сезонів року. Систематичні незначні провали навантаження пояснюються перервами на обід та перезміною між групами працівників.

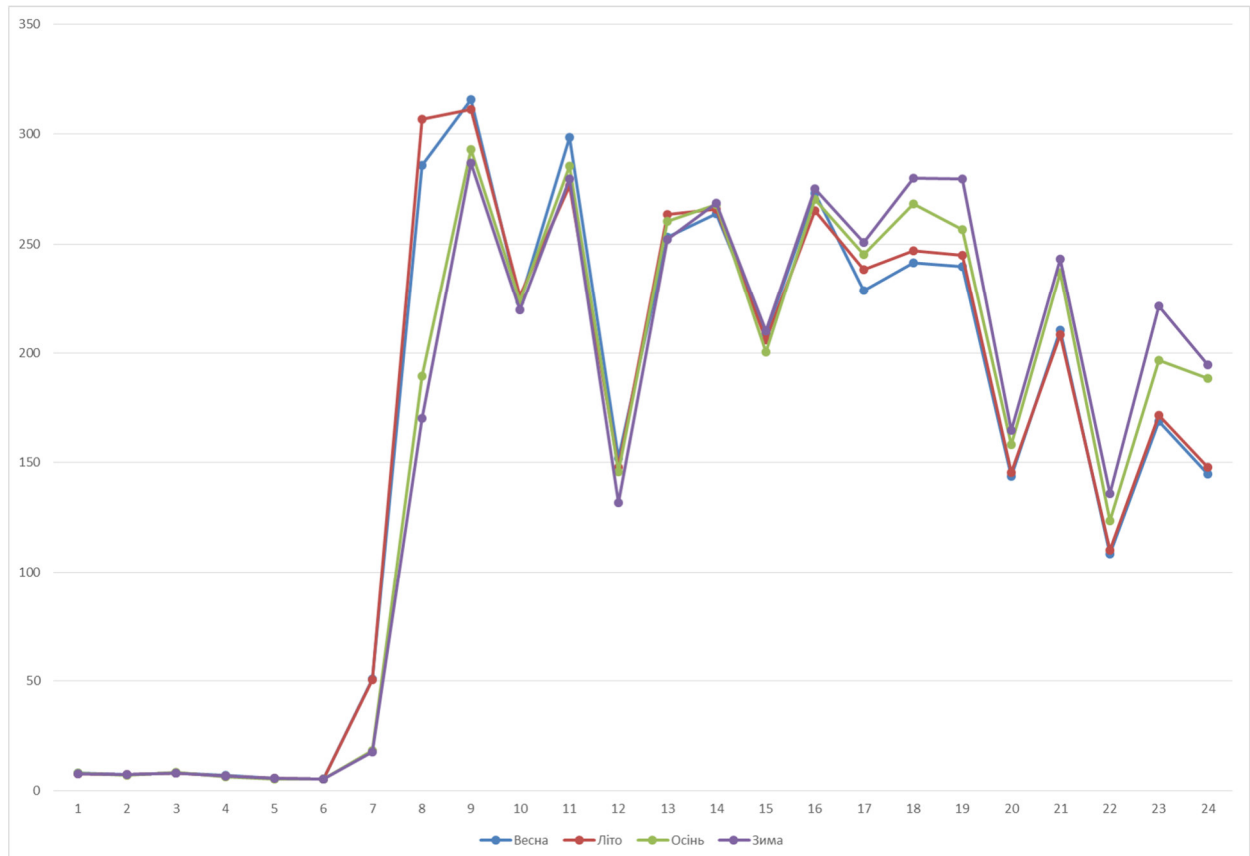


Рисунок 2.4 – Сезонні добові ГЕН промислового споживача «виробництво меблів»

Аналіз графіків споживачів без локальної генерації показує їхню переважно пасивну поведінку відносно енергосистеми, що відображається у жорсткій прив'язці профілів навантаження до технологічних процесів або процесів життєзабезпечення. Такі споживачі не мають можливості керувати своїм навантаженням відносно мережі без зміни внутрішнього попиту на електричну енергію, на відміну від активних споживачів, які застосовують власну локальну генерацію з ВДЕ, УЗЕ, чим роблять можливим свою проактивну

участь на ринку електричної енергії, забезпечують власну автономність та повноцінно приймати участь в балансуванні енергосистеми.

2.2 Підходи та механізми балансування потужністю активного споживача в електроенергетичній системі

Балансування потужністю активного споживача в умовах сучасного ринку електричної енергії набуває рис керованого процесу, на відміну від пасивного споживання електроенергії з загальних мереж. Активний споживач оперує власним навантаженням, генерацією з ВДЕ, УЗЕ та/або гнучким навантаженням, що фактично перетворює його в локальний балансуючий суб'єкт системи розподілу[52], що здатний впливати на характеристики власного профілю навантаження на мережу[53].

Базові підходи до балансування в системах активного споживача опираються на поєднанні технічних та економічних механізмів, відображених в таблиці 2.10, які формують задачу оптимального керування гібридними системами електропостачання активних споживачів. Така задача потребує узгодження внутрішніх ресурсів системи з екзогенними ринковими сигналами та мережевими обмеженнями [54].

Таблиця 2.10 – Спектр підходів до балансування активних споживачів

Технічні	Економічні
• Режим роботи генерації • Заряд/розряд УЗЕ • Зміщення навантаження • Керування попитом • Управління невизначеністю	• Реакція на ціну • Мінімізація витрат на ЕЕ • Зменшення небалансів • Мінімізація штрафних санкцій • Управління впливу волатильності

Одним з найвпливовіших факторів є управління невизначеністю як з боку стохастичності генерації та варіабельності навантаження споживача, так і волатильністю ринкових показників. Саме невизначеність формує потребу

формування стратегій керування [33], оскільки для якісного балансування, окрім поточних фактичних показників, важливі параметри майбутніх періодів. Отже ефективність застосування вищеописаних механізмів напряду залежить від оцінки майбутніх станів системи.

З огляду на це, важливим аспектом процесів балансування є методи прогнозування, які дозволяють отримати проноз поведінки ринку, планові графіки споживання, генерації та накопичення. Саме тому необхідно розглянути сучасні підходи до прогнозування власної генерації і навантаження як важливого інструменту забезпечення ефективного балансування активного споживача [55]. Вибір методу повинен здійснюватися відповідно до умов прогнозування, на ряді характеристик результатів прогнозування та вимог до них [56].

Прогнозування навантаження споживача

Важливість питання прогнозування навантажень обумовлено обов'язковістю дотримання балансу потужностей в енергетичних системах [57]. Для підприємства це важливий елемент планування та оптимізації своєї господарської діяльності.

Кожне підприємство має особливості свого ГЕН, що було підтверджено проведеними дослідженнями в 1 пункті даного розділу. Проте ГЕН підприємства може змінюватись від багатьох факторів: технічних (цикли виробництва, графіки робочих змін, цикли енергоємного обладнання, сезонні особливості поведінки споживання та виробничих технологій), календарні (робочі та вихідні дні, святкові дні, скорочені зміни, сезонна завантаженість виробництва, планові виводи обладнання з виробничого циклу), зовнішні фактори (погодні умови, освітленість робочих місць, аварійні обставини в системах що мають вплив на виробництво продукції/послуг), організаційні (зміни планів виробництва, запровадження нових засобів та заходів що впливають на споживання електричної енергії).

Прогнозування ГЕН виробництва здійснюють на різних горизонтах планування, відповідно до цілей. Так, короткострокові прогнози будують для забезпечення ефективної тактичної діяльності, зокрема на РДН та оптимізації диспетчерських рішень. Середньострокові прогнози для операційної оперативної діяльності для формування планів закупівель та виробничих графіків. А також довгострокові прогнози для планування стратегічних інвестиційних рішень, масштабування та модернізації виробничого парку.

Застосовують на практиці два основні класи методів прогнозування ГЕН навантаження: статистичні [58] та машинні моделі. Для статистичних моделей варто виділити фактори високої інтерпретованості результатів та низьку обчислювальну складність, однак такі моделі гірше працюють з нелінійними залежностями (наприклад з метеопрогнозом) та складно адаптуються до структурних зламів у історичних даних. На противагу ним, моделі машинного навчання краще справляються з нелінійними залежностями та мають високу точність за умови забезпечення якісних історичних даних щодо споживання.

Окремо виділяють сучасні методи глибокого навчання [59], що показують високу ефективність для складних нестационарних процесів, але їх недоліком є підвищені вимоги до кількості та якості даних, що призводить до складності впровадження таких моделей.

Також застосовуються гібридні підходи з комбінації різних класів методів, що дозволяє зменшити вимоги до вхідних даних та в той же час забезпечити достатню точність та інтерпретованість.

Порівняння факторів методів, серед яких: здатність оцінювати впливи зовнішніх факторів, ступінь інтерпретованості результатів, складність математичного апарату, вимоги до повноти та достовірності вхідних даних а також подальша придатність для використання у оптимізаційних задачах (сторонніх середовищах) представлено у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Порівняння методів прогнозування навантаження споживача

Клас методу	Типові моделі	Врахування зовнішніх факторів	Інтерпретованість результатів	Обчислювальна складність	Вимоги до даних	Придатність для оптимізаційних задач
Профільні та евристичні	Типові добові графіки, історичні середні	Низьке	Висока	Низька	Мінімальні	Обмежена
Регресійні моделі	Лінійна, множинна регресія	Середнє	Висока	Низька	Невеликі	Висока
Часові ряди	ARIMA, SARIMA	Обмежене	Середня	Середня	Стабільна історія	Середня
Дерева рішень та ансамблі	Random Forest, Gradient Boosting	Високе	Середня	Середня – висока	Середні	Висока
Метод опорних векторів	SVR	Середнє	Низька	Висока	Середні	Середня
Глибоке навчання	LSTM, GRU, TCN	Високе	Низька	Висока	Великі	Висока
Гібридні моделі	Статистика + ML	Високе	Середня	Висока	Середні – великі	Дуже висока
Сценарні та ймовірнісні	Квантильні регресії, Monte Carlo	Високе	Середня	Висока	Великі	Дуже висока

В подальшому в роботі обрано використання регресійної моделі, що дозволить забезпечити достатню точність прогнозу при відносно невеликій кількості вихідних даних та простоті проведення обрахунків. При застосуванні регресійних моделей всі ймовірні обсяги споживання визначаються як масив витрат електричної енергії (β) з урахуванням масиву факторів прямого та екзогенного впливу (x).

До масиву витрат можна віднести:

- β_0 – базове навантаження підприємства;
- β_1 – питомі витрати на виробництво одиниці продукції;
- β_2 – коефіцієнт залежності споживання від температурного режиму
- β_3 – тривалість роботи обладнання
- β_4 – календарний коефіцієнт (сезон, робоча зміна)

До масиву факторів відносять:

- x_{1t} – плановий обсяг виробництва продукції
- x_{2t} – температурний режим
- x_{3t} – тривалість роботи обладнання
- x_{4t} – календарні та режимні змінні
- ε_t – випадкова похибка

Фактично, регресійну модель, за шуканою величиною є обсяг спожитої електричної енергії E_t за період t , можна записати як функцію:

$$E_t = f(x_{1t}, x_{2t}, x_{3t}, x_{4t}) + \varepsilon_t \quad (2.1)$$

Проте на практиці ця функція частіше представляється у вигляді лінійної залежності:

$$E_t = \beta_0 + \beta_1 x_{1t} + \beta_2 x_{2t} + \beta_3 x_{3t} + \beta_4 x_{4t} + \varepsilon_t \quad (2.2)$$

Щоб врахувати інерційність виробничих процесів та їх вплив на поточний розрахунковий етап, варто врахувати додатковий зміщений у часі коефіцієнт γ :

$$E_t = \beta_0 + \sum_i \beta_i x_{it} + \sum_i \gamma_i E_{i-1} + \varepsilon_t \quad (2.3)$$

Результати роботи моделі будуть мати високу інтерпретованість даних та придатні до використання в процесі керування електротехнічним комплексом підприємства

Прогнозування ВДЕ

Прогнозування графіку вихідної потужності установок на базі ВДЕ [60, 61, 62] є складною задачею через саму природу цих установок. Абсолютна залежність роботи генеруючих об'єктів на базі ВДЕ та низька інерційність систем у порівнянні з традиційною генерацією [63] від метеорологічних умов [64, 65] робить їх вихідні параметри залежними від багатьох факторів та в більшій мірі стохастичними [66]. Разом з цим генерація на базі ВДЕ має низькі ступінь керованості в реальному часі та доступна лише на рівні встановлення верхнього «power-cap» для установки. Ці особливості роблять прогноз генерації ВДЕ основним елементом для переходу до проактивного керування, формуючи очікувані стани системи. Для різних цілей використовуються прогнози на різних горизонтах планування: сезонні, добові, внутрішньодобові, балансуючі.

На рівні сучасних енергетичних систем та ринків електричної енергії з високою мірою залученості генерації ВДЕ, прогнозування роботи цих установок відіграє критичну роль можливості забезпечити енергетичний баланс систем електропостачання. Сучасні оператори передачі та розподілу не можуть запланувати оперативні стани системи, оцінити перетоки у мережі, запланувати обсяги необхідних резервів, без урахування генерації з ВДЕ [67]. Виробники та активні споживачі формуючи профіль пропозиції на спотових ринках електричної енергії фундаментально впливають на формування ринкових цін [68]. Це робить прогнози генерації не лише елементом стратегічного планування розвитку системи, а й вирішенням питання оперативної стабільності та надійності системи електропостачання в цілому.

На рівні виробників електроенергії з ВДЕ та активних споживачів, для яких дотримання задекларованих графіків навантаження прямо впливає на їх економічний результат діяльності в рамках ринку електричної енергії, сама наявність точності прогнозування генерації ВДЕ є основою досягнення цілей їхньої діяльності [69]. Для кожного суб'єкта ринку, який займає роль виробника – прогноз генерації є базовим елементом короткострокового планування експлуатації генеруючого об'єкта, що дозволяє визначити оптимальні графіки

відпуску електричної енергії, планування режимів роботи УЗЕ (якщо вони використовуються в мережах об'єкта) та оперативним керуванням гнучким навантаженням [70], для окремих горизонтів планування. Що стосується окремо активного споживача, то прогнозування ВДЕ стає вагомим входним параметром оптимізаційних задач, спрямованих на забезпечення технічних та економічних цілей.

Методології прогнозування генерації ВДЕ охоплюють широкий спектр підходів, серед яких фізичноорієнтовані моделі, що сформовані на базі номінальних технічних параметрів системи та метеорологічних даних, статистичні методи що використовують ретроспективні дані роботи установок та моделі на базі машинного навчання, що здатні до пошуку складних кореляцій, рішення яких мають низьку аналітичну інтерпретованість, а також гібридні та ансамблеві методи використання яких нівелює ступінь похибок від одиничних моделей[71]. В таблиці 2.12 представлений аналіз методів прогнозування генерації ВДЕ на предмет: вимог до обсягу входних даних, аналітична зрозумілість та інтерпретованість результатів, стійкість моделі до неповноти та помилок даних, точність для короткострокових прогнозів та сумісність вихідних результатів з системами керування.

Таблиця 2.12 – Порівняння методів прогнозування генерації з ВДЕ.

Методологія прогнозування	Обсяг доступних даних	Аналітична зрозумілість	Чутливість до повноти даних	Точність для планового горизонту	Сумісність з оптимізацією керування
Кліматологічні методи (Persistence, Climatology)	Низький	Дуже висока	Висока	Низька	Висока
Часові ряди (ARIMA / SARIMA)	Низький–середній	Висока	Висока	Середня	Висока
Регресійні моделі з NWP	Середній	Висока	Середня	Середня–висока	Дуже висока

Продовження таблиці 2.12

1	2	3	4	5	6
Фізичні моделі (PV / Wind Power Models)	Середній	Дуже висока	Середня	Висока	Висока
Ансамблеві ML (Random Forest)	Середній– високий	Середня	Низька	Висока	Середня
Градiєнтний бустинг (XGBoost)	Високий	Середня	Низька	Дуже висока	Середня
Нейронні мережі (LSTM, CNN)	Високий	Низька	Низька	Дуже висока	Низька– середня
Гібридні (поєднання фізичних та машинних методів)	Високий	Середня	Низька	Найвища	Висока
Ймовірнісні методи (Quantile, Ensembles)	Середній– високий	Середня	Середня	Висока	Дуже висока

В подальшому, для прогнозування генерації з ВДЕ обрано використання методу часових рядів. Наявність історичних даних генерації ВДЕ дозволяє використовувати метод часових рядів з декомпозицією складових, оскільки результат генерації ВДЕ є накладанням детермінованих та стохастичних складових:

$$E_{CEC} = T + S + R \quad (2.4)$$

Де T – складова тренду поведінки, S – періодична сезонна складова, R – випадкова складова, що відображає стохастичність поведінки генерації з ВДЕ.

Даний метод широко використовується саме через наявність великих обсягів ретроспективних даних щодо виробництва електричної енергії конкретно в даному місці, з його особливостями щодо роботи (нахил, азимут,

взаєморозташування з іншими об'єктами, екзогенні фактори генерації, такі як забрудненість поверхні модулів, та погодні особливості району).

Оскільки характер коливань генерації ВДЕ з часом постійно змінюється, більш доречно буде використати мультиплікативну декомпозицію, яка буде мати вигляд добутку складових ряду [72]:

$$E_{CEC} = T \cdot S \cdot R \quad (2.5)$$

Для виділення елементів використовують:

- Для трендової складової метод ковзних середніх:

$$T_t = \frac{1}{m} \sum_{i=0}^{m-1} E_{t-i} \quad (2.6)$$

Де ширина вікна згладжування m відповідає періоду t , тобто для цільового короткострокового погодинного прогнозу $m=24$.

- Для сезонної складової – метод сезонних середніх

$$S_t = \frac{1}{N} \sum_{j=0}^N E_{t+js} \quad (2.7)$$

Що дозволяє описати регулярні періодичні коливання генерації зумовлені циклічністю сонячної радіації та фактичної інсоляції.

- Випадкова складова R визначається за залишковим принципом:

$$R_t = \frac{E_t}{T_t \cdot S_t} \quad (2.8)$$

Це дозволяє сформувати вплив від динамічної зміни хмарності, мінливості атмосферних явищ, короткочасні технічні збурення системи.

Прогнозування цін на РДН

Оскільки дослідження тісно перетинається з економічними показниками діяльності активного споживача в умовах ринку електричної енергії, варто також приділити увагу процесу прогнозування ціни, що складеться на РДН в наступних

короткострокових чи сезонних періодах. Формування цін електричної енергії на ринку не є предметом даного дослідження, тут буде відображено лише загальні принципи побудови основних моделей прогнозування, що будуть достатні для розуміння прийнятих рішень та висновків цієї дисертації.

Вартість електричної енергії є одним з ключових ринкових сигналів, що впливає на всіх учасників ринку електричної енергії, а також має вплив на ефективність прийняття їх оперативних та стратегічних рішень, що особливо стосується споживачів, адже ціна на енергоресурс автоматично впливає на собівартість виробленої продукції та/або послуги. Коли ж мова йде про активного споживача, який може поєднувати функції споживання, генерації та накопичення електричної енергії, ціна стає, для нього, ще більш вагомим фактором впливу на ефективність діяльності. В першу чергу це стосується більш точних добових заявок постачальнику ЕЕ та вибору оптимальних режимів власного енергогосподарства.

Відмінність поведінки ринку електричної енергії різко відрізняється від інших товарних ринків, що обумовлено фізичною природою даного товару. На відміну від інших товарів, масштабне зберігання електричної енергії неможливе, що встановлює жорсткі баланси між попитом та пропозицією в кожен момент часу, від чого електричні ринки мають різкі коливання, не лише в міжсезонних, але й в міжгодинних вимірах. Високий рівень волатильності обумовлений чутливістю до зовнішніх факторів, окрім класичного рівня попиту та пропозиції можна виділити: погодні умови, режими роботи ВДЕ, регіональні/локальні обмеження системи електропостачання, ступінь доступності транскордонних перетоків, цінові обмеження («price cap»).

Основний набір даних для прогнозування РДН на РЕЕ України:

- погодинні ціни РДН ОЕС України (історичні дані);
- прогноз споживання (Укренерго);
- прогноз генерації ВДЕ;
- фактична доступність АЕС і ТЕС (базова генерація);

- обсяги імпорту/експорту (доступність транскордонних перетоків);
- метеопрогноз;
- індикатори мережевих обмежень;
- сезонні та регуляторні фактори.

Сучасні моделі використовують широкий спектр методик прогнозування ціни на ринку електричної енергії, починаючи з класичних статистично орієнтованих моделей, до моделей на базі машинного навчання та штучного інтелекту. Першочерговий фактор вибору моделі обсяг є доступних даних, вимоги щодо аналітичної зрозумілості результатів, чутливість до повноти даних, достатня ступінь точності для планового горизонту прогнозування, сумісність з іншими елементами оптимізації керування, результат аналізу відображено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Порівняння методів прогнозування ринкових цін.

Метод прогнозування	Обсяг доступних даних	Аналітична зрозумілість	Чутливість до повноти даних	Точність для горизонту РДН	Сумісність з оптимізацією керування
Часові ряди (ARIMA / SARIMA)	Низький–середній	Висока	Висока	Середня	Висока
Лінійна регресія	Середній	Дуже висока	Середня	Середня	Дуже висока
Регресія з екзогенними змінними (ARIMAX)	Середній	Висока	Середня	Середня–висока	Висока
GARCH	Середній	Середня	Висока	Середня	Середня
Random Forest	Середній–високий	Середня	Низька	Висока	Середня
Градiєнтний бустинг (XGBoost)	Високий	Середня	Низька	Дуже висока	Середня

Продовження таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6
Нейронні мережі (LSTM)	Високий	Низька	Низька	Дуже висока	Низька–середня
Квазімаржинальні (структурні) моделі	Середній	Дуже висока	Середня	Середня	Дуже висока
Market-clearing моделі	Високий	Дуже висока	Висока	Середня	Дуже висока
Ймовірнісні (квантильні) моделі	Середній–високий	Середня	Середня	Висока	Висока

Для подальшого моделювання прогнозів цін на РДН для експериментальної частини дослідження використано метод градієнтного бустингу. Даний метод відноситься до ансамблевих методів машинного навчання. Побудова прогнозової моделі здійснюється у вигляді послідовності дерев рішень де кожна наступна «гілка» коригує помилки попередніх шляхом мінімізації заданої функції втрат за допомогою «градієнтного спуску» [73].

Ефективне використання градієнтного бустингу в задачах прогнозування цін на ринках електричної енергії пояснюється здатністю методу моделювати нелінійні залежності та знаходити складні зв'язності між впливаючими факторами (попит, генерація ВДЕ, маневрові потужності, транскордонні перетоки, погодні та календарні чинники та інше) [74]. Зручністю методу також є можливість ефективно обробляти дані різного роду, низька чутливість до повноти даних, що достатньо для достатньо точних коротко- та середньострокових прогнозів.

Загальний математичний апарат методу:

Нехай маємо вибірку:

$$D = \left\{ (x_t, p_t) \right\}_{t=1}^T \quad (2.9)$$

де $x_t \in \mathbb{R}^d$ — вектор пояснювальних змінних (попит, генерація ВДЕ, маневрові потужності, транскордонні перетоки, погодні та календарні чинники та інше),

$p_t \in \mathbb{R}$ — ціна електричної енергії у момент t .

Мета — побудувати з наявної вибірки модель яка мінімізує очікувані втрати прогнозування:

$$\widehat{p}_t = F(x_t) \quad (2.10)$$

Функція ризику:

$$\min_F \sum_{t=1}^T L(p_t, F(x_t)) \quad (2.11)$$

На ітерації m обчислюється негативний градієнтний крок:

$$r_t^{(m)} = - \left[\frac{\partial L(p_t, F(x_t))}{\partial F(x_t)} \right]_{F=F_{m-1}} \quad (2.12)$$

На кожному кроці навчається дерево яке апроксимує структуру помилок попередньої моделі, включно з нелінійними ефектами та режимними зсувами:

$$h_m(x) \approx r^{(m)} \quad (2.13)$$

Оновлення на кожному наступному етапі має вигляд:

$$F_m(x) = F_{m-1}(x) + \nu \gamma_m h_m(x) \quad (2.14)$$

Де ν — ступінь дерева рішень.

Коефіцієнт γ_m :

$$\gamma_m = \arg \min_{\gamma} \sum_{t=1}^T L(p_t, F_{m-1}(x_t) + \gamma h_m(x)) \quad (2.15)$$

2.3 Визначення засобів та заходів керування потоками гібридних систем електропостачання активних споживачів

2.3.1 Структура енергогосподарства активного споживача

Для початку розглянемо структуру електрогосподарства звичайного споживача електричної енергії (рис. 2.5). Як бачимо, вона передбачає наявність точки приєднання до зовнішніх мереж ОСР або ОСП, однонаправлений вузол обліку, ВРП та гілку навантаження у вигляді різноманітних струмоприймачів споживача.

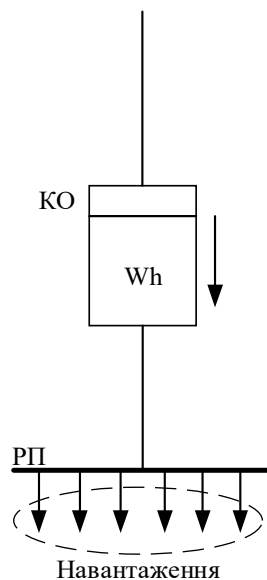


Рисунок 2.5 – Схема улаштування обліку для споживача електричної енергії

Відповідно правил набуття споживачем статусу активного споживача [27], Споживач стає активним за виконанням однієї з умов:

- Наявності власної установки генерування електричної енергії
- Наявності УЗЕ
- Наявність в його мережах установок третіх осіб, що передбачені для генерації або зберігання електричної енергії
- Залученості до програм гнучкого навантаження

Для набуття статусу активного споживача, він має виконати додаткову умову, що дозволить йому уникнути порушення лімітів експорту електричної енергії, а саме встановлення інтелектуального лічильника обліку електричної енергії, який де-факто дублює показники комерційного вузла обліку, однак має інтерфейс для передачі даних системі керування генерацією, яка в свою чергу повинна містити функцію обмеження відпускнуї потужності генеруючої установки[35, 76].

Базовим випадком використання УЗЕ є встановлення гібридних інверторів [77] з приєднанням до них акумуляторних батарей для резервування навантаження на випадок відхилення робочих параметрів мережі від нормальних (номінальних) та перерв у забезпеченні електричною енергією в цілому (рис 2.7).

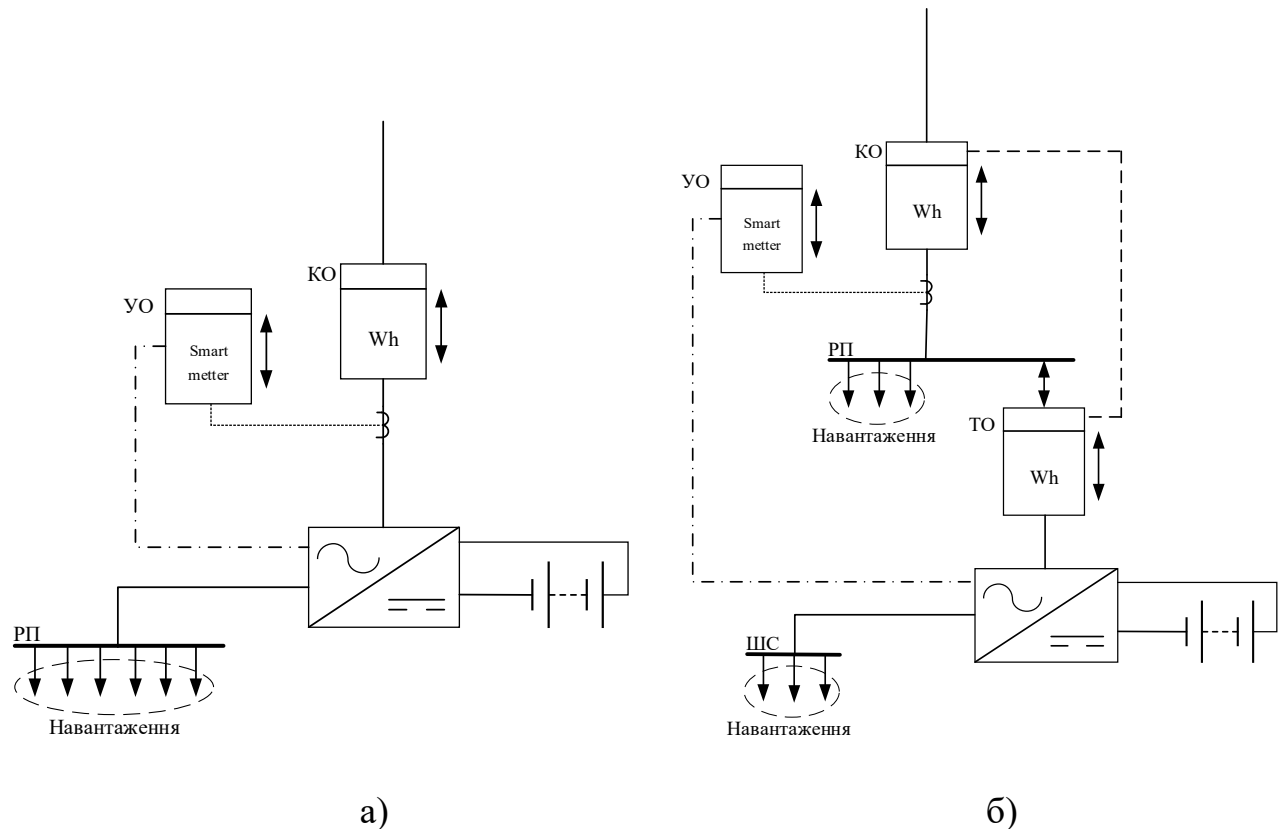


Рисунок 2.7 – Схема улаштування обліку при приєднанні УЗЕ з резервуванням навантаження: а) повним; б) частковим.

Використання установки такого типу має дві основні схеми: з резервуванням всього навантаження споживача (рис. а) та з частковим резервуванням, наприклад критичних струмоприймачів (рис. б). У випадку коли

всі струмоприймачі приєднані до гідридного інвертора (групи інверторів) на боці резервного навантаження, необхідність встановлення додаткового вузла обліку для генеруючих вузлів зникає, так як показники КО та ТО будуть ідентичними.

Також можливе використання УЗЕ без резервування навантаження (рис. 2.8). Як і у випадку з резервуванням навантаження, інверторне обладнання може бути з можливістю приєднання генеруючих елементів – фото-електричних модулів (ФЕМ) так і без них. Інфраструктура обліку аналогічна до загальних засад, тобто використовується окремий ТО в точках приєднання УЗЕ до мереж споживача.

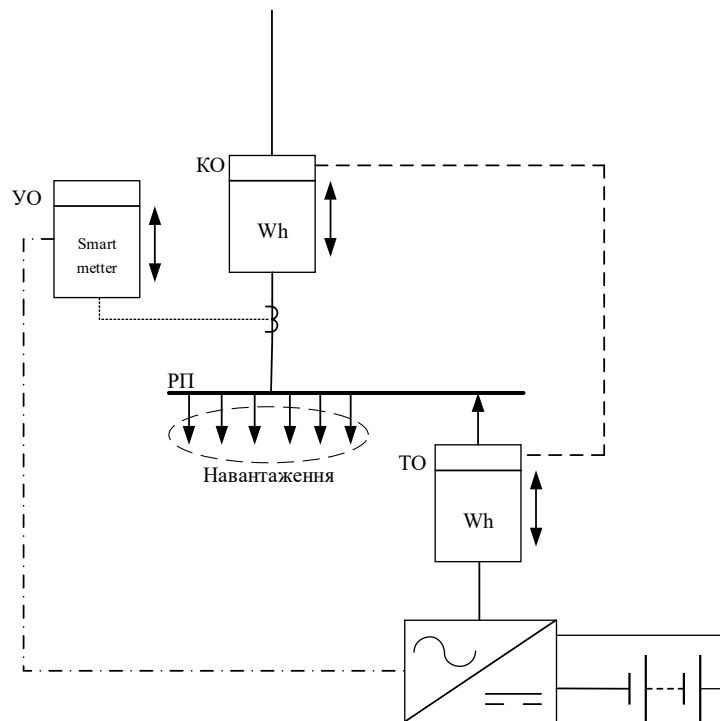


Рисунок 2.8 – Схема улаштування обліку при приєднанні УЗЕ до ВРП (без резервування)

Також споживач не обмежений у виборі одного з базових форм структури підключення генеруючого обладнання[16, 78]. Тобто використання одного типу не є підставою взаємовиключення інших схем та може набувати найрізноманітніших форм. На рисунку 2.9 відображено структуру електрозабезпечення активного споживача з використанням всіх доступних способів приєднання. Кожен з елементів, що робить споживача активним може

як бути у власності (користуванні) самим споживачем, так і належати третім особам.

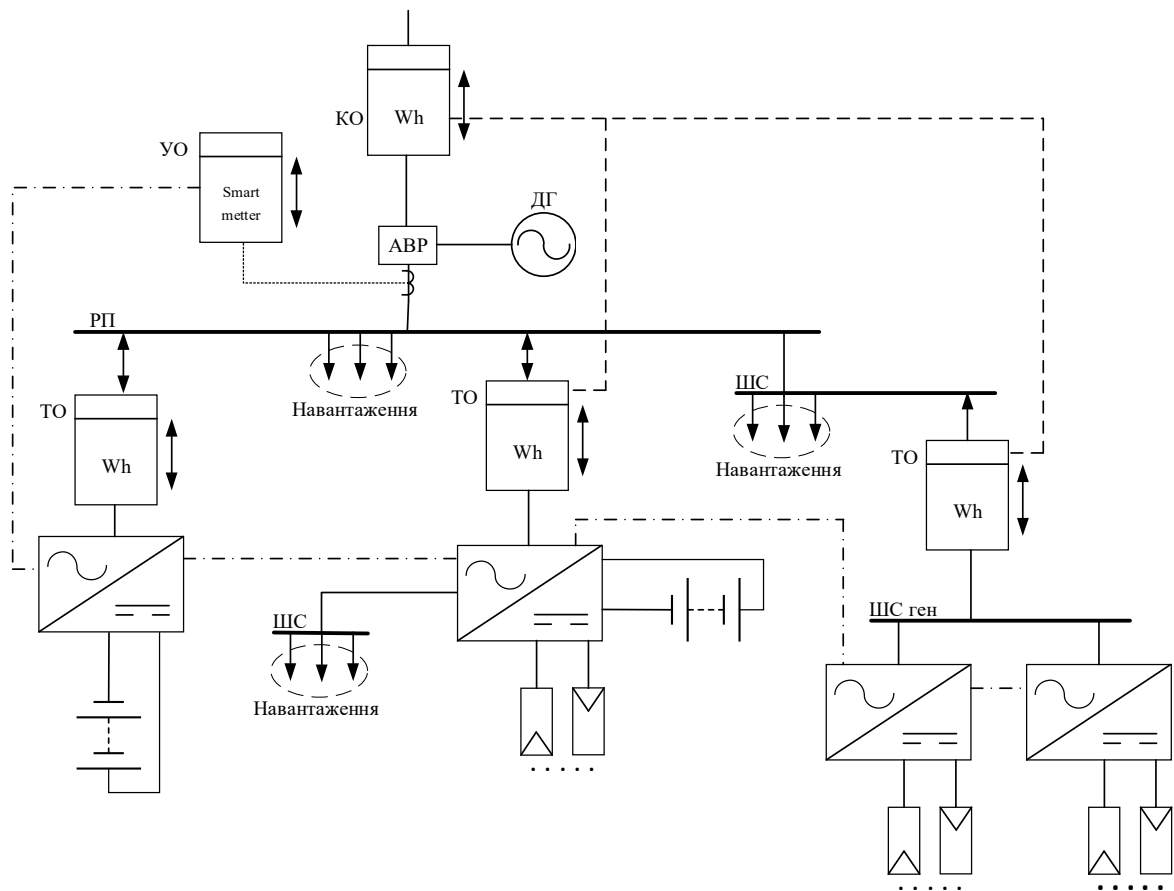


Рисунок 2.9 – Схема улаштування обліку активного споживача зі змішаними установками

Тобто споживач може використовувати мережеві та гібридні інвертори, для забезпечення резерву частини навантаження та УЗЕ в своїх мережах одночасно, з дотриманням вимог щодо права набуття статусу активного споживача за обраною моделлю взаємодії з іншими суб'єктами ринку електричної енергії [37].

2.3.2 Сценарні моделі керування гібридними системами електропостачання

Наявність такої розгалуженої інфраструктури споживання, генерації та зберігання електричної енергії створює необхідність не тільки обліковувати всі

наявні потоки енергії, але й керувати ними [79]. Сучасне інверторне обладнання містить ряд можливостей на програмно-апаратному рівні, серед яких: контроль якості електричної енергії, програмне вимкнення або ізоляція обладнання від мереж з низькою якістю електричної енергії, обмеження вихідної потужності генерації (абсолютне та моментне), контроль потужності заряду/розряду УЗЕ, контроль ступеню заряду УЗЕ та інші [80]. Оперуючи доступними для системи керування параметрами, вони можуть виконувати сценарні моделі апаратного управління, наприклад:

Легенда до позначень режимів:

- Джерела живлення (великі індекси):
 - S (solar)
 - B (battery)
 - G (grid)
- Дозволені перетоки (малі індекси):
 - b (buy)
 - s (sell)
 - c (charge)
 - d (discharge)

1) Споживання/заряд УЗЕ надлишком генерації/ продаж (Bc^S/Gs^S)— першочергово власна генерація з ВДЕ споживається навантаженням споживача, надлишки спочатку направляються на заряд УЗЕ, а якщо УЗЕ не може спожити весь надлишок генерації, вона направляється на продаж в зовнішню мережу.

2) Споживання/заряд УЗЕ надлишком генерації та мережею/ (Bc^{S+G})— першочергово власна генерація з ВДЕ споживається навантаженням споживача, УЗЕ заряджається надлишками генерації та імпорт електроенергії з мережі.

3) Споживання / продаж/заряд УЗЕ надлишком генерації (Gs^S/Bc^S)— першочергово власна генерація з ВДЕ споживається навантаженням споживача, надлишки спочатку направляються на експорт електроенергії в мережу, а якщо

досягнуто ліміту продажу, залишки власної генерації направляються на заряджання УЗЕ.

4) Споживання / купівля з мережі/заряд УЗЕ (Gb^{C+B}/Bc^G) – навантаження споживача забезпечується власною генерацією та імпортом електроенергії з мережі, УЗЕ заряджається імпортом електроенергії.

5) Споживання /розряд УЗЕ / купівля з мережі (Bd^C/Gb)– першочергово власна генерація з ВДЕ споживається навантаженням споживача, УЗЕ забезпечує непокритий попит навантаження в електричній енергії, якщо цих двох джерел все ще недостатньо для покриття попиту – відбувається імпорт з мережі.

6) Споживання /розряд УЗЕ / продаж (Bd^{C+G}/Gs^B) – першочергово власна генерація з ВДЕ споживається навантаженням споживача, УЗЕ забезпечує непокритий попит навантаження в електричній енергії та розряджається додатково для здійснення продажу в мережу.

Описані режими систематизовані за пріоритетними та дозволеними перетоками, що відображено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Матриця сценаріїв керування

Сценарій	Дозволені режими перетоків			
	Заряд УЗЕ	Розряд УЗЕ	Експорт	Імпорт
1 (Bc^S/Gs^S)	Лише від ВДЕ (І пріоритет)	-	Лише з ВДЕ (ІІ пріоритет)	Лише в УЗЕ (ІІІ пріоритет)
2 (Bc^{S+G}/Gs^S)	З ВДЕ та мережі	-	-	Лише в УЗЕ
3 (Gs^S/Bc^S)	Лише від ВДЕ (ІІ пріоритет)	-	Лише з ВДЕ (І пріоритет)	-
4 (Gb^{C+B}/Bc^G)	Лише з мережі (ІІ пріоритет)	-	-	На навантаження та в УЗЕ (І пріоритет)
5 (Bd^C/Gb^C)	-	Лише на навантаження (І пріоритет)	-	Лише на навантаження (ІІ пріоритет)
6 (Bd^{C+G}/Gs^B)	-	На навантаження та експорт (І пріоритет)	Лише з УЗЕ (ІІ пріоритет)	-

Сценарії, залежно від передумовленого програмного забезпечення можуть бути розраховані на окремі години та дні тижня. Що дозволяє оператору обладнання закласти статичні правила поведінки керуванням гібридної системи електропостачання, на основі технічних тригерів, на передбачуваний період часу та досягнути високого рівня ефективності керуванням системою. Недоліком такого способу керування є статичність налаштувань, обмеженість доступними технічними тригерами та вичерпна кількість доступних до налаштування періодів сценарної поведінки, що не дозволяє досягати високої економічної ефективності керування системою. Для кожного споживача в цілому та зокрема для активного споживача [14], головною ціллю керування споживанням електричної енергії є досягнення мінімально можливої сукупно вартості енергоресурсів спожитих з усіх наявних джерел. Також для керування ступеню прогнозованості ГЕН розглядається коефіцієнт варіацій як узагальнена характеристика, що визначає ступінь його стохастичності [81, 82].

Запропоновано використання наступної цільової функції (ЦФ):

$$\alpha \cdot B_{EE} + \beta \cdot K_{var} \rightarrow \min \quad (2.16)$$

Де $\alpha, \beta = [0..1]$ – вагові коефіцієнти; B_{EE} – витрати на закупівлю електричної енергії, K_{var} – коефіцієнт варіацій.

Фінансові зобов'язання споживача розраховані, відповідно до опису моделей в п 1.4:

$$B_{EE} = \int \sum_{Ti=1}^n (\Pi_{K_i} \cdot P_{M_i}^+ + \Pi_{\Pi_i} \cdot P_{M_i}^-) dt \quad (2.17)$$

$$\Pi_{K_i} = \Pi_i^{PDH} + T_{OCP} + T_{OCP} \quad (2.18)$$

$$\Pi_{\Pi_i} = \Pi_i^{PDH} \quad (2.19)$$

Де T – розрахунковий період, n – кількість часових розрахункових інтервалів, C_{K_i} та $C_{П_i}$ – ціна купівлі та продажу електричної енергії для окремого часового проміжку, відповідно, $P_{M_i}^+$ та $P_{M_i}^-$ – навантаження активного споживача на мережу в режимах імпорту та експорту, відповідно, $T_{ОСР}$ та $T_{ОСП}$ – діючі тарифи на розподіл та передачу, відповідно.

Виходячи з опису моделей та вимог до експлуатації, сформовано обмеження ЦФ:

$$\forall t \begin{cases} P_{M_i} + P_{H_i} + P_{Г_i} + P_{УЗЕ_i} = 0 \\ P_{УЗЕ}^{\min}(t) \leq P_{УЗЕ_i} \leq P_{УЗЕ}^{\max}(t) \\ P_M^{\min} \leq P_{M_i} \leq P_M^{\max} \\ 0 \leq P_{Г_i} \leq P_{Г}^{\text{план}} \end{cases} \quad (2.20)$$

Де P_{H_i} – потужність навантаження установками для споживання електричної енергії, $P_{Г_i}$ – фактична потужність генерації установками ВДЕ активного споживача, $P_{УЗЕ}^{\min}(t)$ та $P_{УЗЕ}^{\max}(t)$ – максимальні потужності УЗЕ в конкретний момент часу для розряду та заряду, відповідно, $P_M^{\min}$ та $P_M^{\max}$ – максимально можливі значення потужності до експорту та імпорту електричної енергії, відповідно, $P_{УЗЕ_i}$ – фактична потужність УЗЕ в конкретний момент часу, $P_{Г}^{\text{план}}$ – потенційна потужність генерації установками ВДЕ активного споживача.

Технічні обмеження УЗЕ розраховуються як:

$$\begin{cases} P_{УЗЕ}^{\min}(t) = -\min \left[P_{УЗЕ}^{\text{ном}}; \frac{(SOC(t) - DOD_{\max})C_{УЗЕ}}{t} \right] \\ P_{УЗЕ}^{\max}(t) = \min \left[P_{УЗЕ}^{\text{ном}}; \frac{(1 - SOC(t))C_{УЗЕ}}{t} \right] \end{cases} \quad (2.21)$$

де $P_{УЗЕ}^{ном}$ – номінальна потужність УЗЕ, $SOC(t)$ – поточний ступінь заряду УЗЕ, DOD_{max} – максимально допустима глибина розряду УЗЕ, відповідно до технічних параметрів накопичувача, $C_{УЗЕ}$ – номінальна ємність УЗЕ.

Існування активного споживача в сучасних реаліях ринку електричної енергії вимагає не лише досягнення ефективного керування на технічному рівні, але й досягнення найкращих можливих економічних показників витрат на енергоресурси, ціни на які мають високу волатильність, тобто перелік основних факторів які має враховувати споживач (система керування) має враховувати:

- графік електричних навантажень,
- потенційний графік генерації від джерел потужності стохастичного характеру (на базі енергії сонця та вітру),
- графік обмежень навантаження від оператора системи розподілу,
- технічні параметри установки зберігання енергії,
- вартість електричної енергії від кожного доступного джерела,
- технічні параметри перетворювача (інвертора),
- технічні параметри контроллера,
- наявність маневрового навантаження,
- обмеження встановлені моделями взаємодії споживача з сегментами ринком електричної енергії

Таким чином виникає необхідність вибудовування структури керування потоками гібридних систем електропостачання [53, 83] що будуть враховувати не лише технічні, а й економічні фактори, такі як ціна на електричну енергію.

Це дозволить, залежно від вартості енергоресурсу, динамічно вибудовувати стратегію перерозподілу доступних потоків електроенергії, тобто використовувати той же перелік передумовлених сценаріїв керування, але рішення про вибір того чи іншого сценарію буде обиратись програмним управлінням за результатом оцінки ринкових сигналів та поточних параметрів стану елементів системи.

2.3.3 Підходи керування навантаженням з врахуванням ринкових сигналів

Проблема визначення оптимального графіку навантаження елементів системи електропостачання для досягнення економічних та/або технологічних цілей, що є головною задачею в управлінні енергосистемою, набула формулювання задачі диспетчеризації генерувальних установок («Unit Commitment Problem»), загальна структура задачі продемонстрована на рисунку 2.10.

Комбіноване дослідження математичного апарату, що широко застосовується для вирішення такої задачі [85] демонструє ефективність використання поширених методів, з огляду на їх ефективність та ресурсовитратність. Дослідження показує що найкращі показники має Метод змішаного цілочисельного лінійного програмування («Mixed-Integer Linear Programming», MILP), але його недоліком є те що він базується на попередньо сформованих даних ГЕН всіх генераторів та ціни електричної енергії на весь період моделювання, та не може в повній мірі використовуватись при повноцінній участі споживача на сегментах спотових ринків. На противагу MILP, CLP (Constraint Logic Programming) більш зосереджений на дотриманні логіки обмежень на кожному етапі розрахунків, але за рахунок цього є більш ресурсовитратним, що робить його застосування дорожчим, як за рахунок розробки моделі, так і часу на проведення моделювань.

Наявні методи широко використовуються для вирішення теоретичних та практичних задач, відповідно до ступеню своєї придатності для конкретного випадку, а також з використанням сукупності методів.

Збільшення кількості УЗЕ на боці споживачів протягом останнього десятиліття [86] та лібералізація світових електричних ринків [87] викликали попит на проведення досліджень з оптимізації режимів роботи [52, 88] електричних комплексів активних споживачів для досягнення найкращого економічного ефекту з використанням наявного у споживача «парку»

обладнання. Ряд досліджень направлені на використання УЗЕ як буферного накопичувача для згладжування впливу волатильності ринкової ціни на електричну енергію [89], на фінансовий результат споживача. Результатом цих досліджень є формування стратегії використання УЗЕ за статичним сценарієм, що розраховується на базі очікуваної ціни на ринку електричної енергії, враховуючи циклічність навантаження споживача [90].

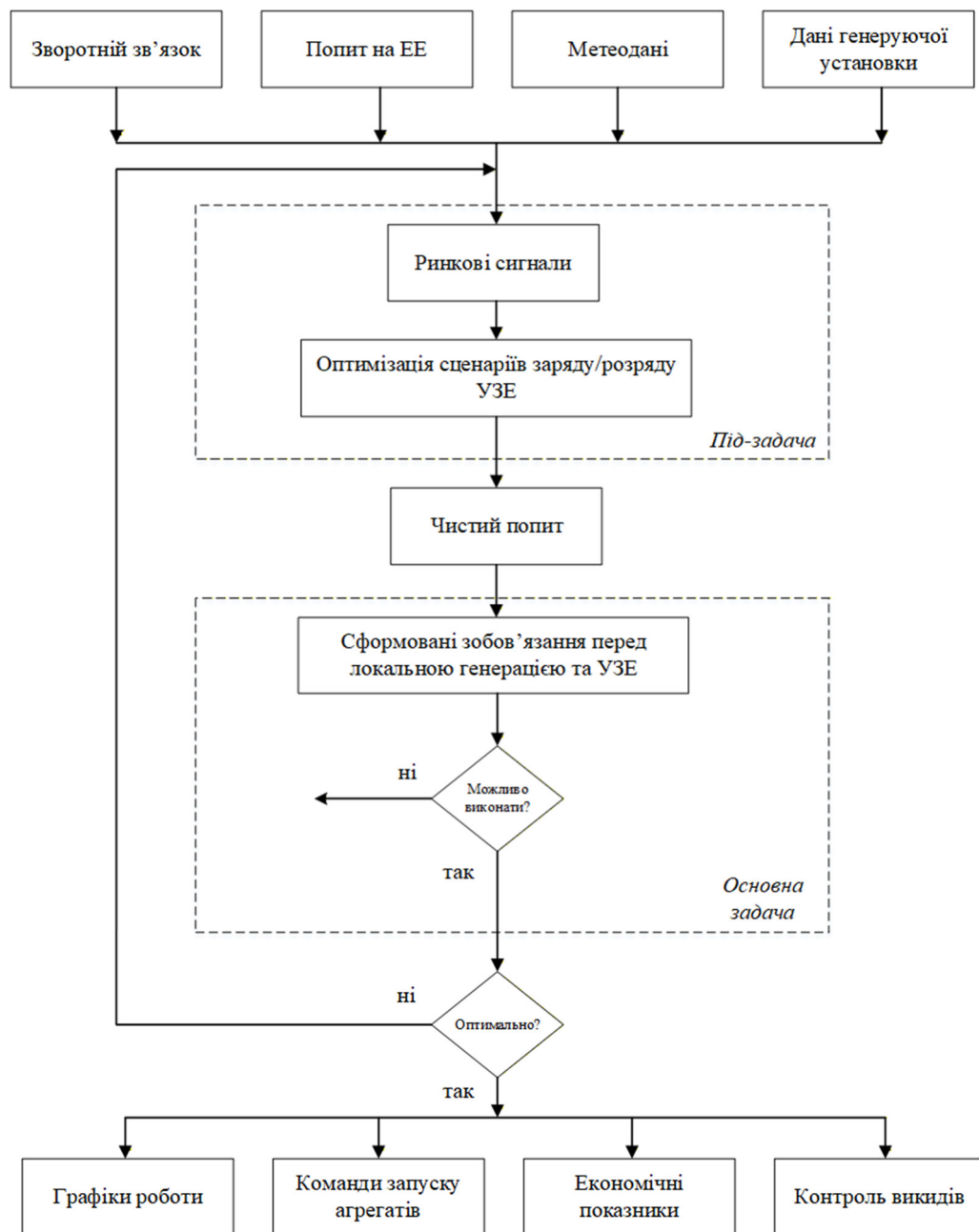


Рисунок 2.10 – Структурна схема задачі диспетчеризації генерувальних установок [84]

Набули розвитку методи перспективної оцінки фінансового результату споживача в ринкових умовах, що генерують сигнали про оптимальні стратегії керування попитом та індикатори ринкових штрафних санкцій що дозволяють оператору скоригувати свої позиції на різних сегментах ринку або з відкоригувати свій графік навантаження [91].

Ринок допоміжних послуг, таких як коригування частоти, відкрив попит на прогресивну оцінку поведінку ринку електричної енергії та формування кращих цінових заявок, що допомагає операторам таких установок будувати більш ефективні стратегії поведінки на ринку [92].

Найширшого розвитку набули методики щодо керування гібридними системами електропостачання локальних мереж що основані на підходах до локального трейдингу в рамках Micro grid, коли енергетична спільнота максимізує використання власних джерел живлення, з урахуванням вартості енергії з кожного наявного джерела та досягнення мінімальної ціни для членів спільноти [93]. Проте такі дослідження часто проводять з припущенням функціонування енергетичної спільноти в ізольованому від загальної мережі енергетичному острові.

Висновки до розділу 2

1. Проведено аналіз графіків різних типів споживачів електричної енергії, з використанням графічного методу та різні коефіцієнтів математичного аналізу, де виявлено особливості щодо споживання електроенергії в рамках доби сезонного режимного дня та сезонні відмінності у характері навантаження.

2. Досліджено підходи та механізми балансування потужністю споживачів, що мають у своїй структурі генеруючі установки, установки зберігання енергії визначено вихідні параметри для прогнозування та реалізації методів керування потоками установок активного споживача, а саме: ГЕН, графік генерації ВДЕ, ринкові сигнали.

3. Розроблено типові схеми приєднання установок генерації та зберігання електроенергії у мережах активного споживача з урахуванням вимог до системи обліку електроенергії та технічних вимог мережі. Виявлено необхідність використання апаратного управління для ефективного використання наявних у активного споживача електроустановок в ринкових умовах.

4. В результаті аналітичного дослідження визначено метод логічного програмування обмежень (CLP) з лінеаризацією розрахунків, для моделювання участі активного споживача на усіх сегментах спотового ринку електричної енергії, що дозволить отримувати результати послідовного прийняття рішень у кожному часовому інтервалі.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА АЛГОРИТМІВ ТА ПІДХОДІВ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ ПОТОКАМИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ

3.1 Загальні вимоги та умови до керування режимами гібридної системи активного споживача

Розглянемо складові функціонування гібридної системи електропостачання активного споживача, коли у мережах споживача інтегрована генерація на базі ВДЕ, а саме фотоелектричних модулів та УЗЕ. Тобто перелік елементів між якими відбуваються електричні перетоки буде складатися з:

- Зовнішньої мережі
- Навантаження струмоприймачів
- Генеруючої установки на базі ВДЕ
- УЗЕ

Визначимо основні параметри вищеописаних елементів:

- Зовнішня мережа:
 - $P_{дог}$ – договірна потужність активного споживача, відповідно до ТУ;
 - $P_{MEP}(t)$ – миттєві значення навантаження на мережу; знаходиться в межах $-P_{дог} \leq P_{MEP}(t) \leq P_{дог}$ для ПС та МНС та в межах $-P_{дог} \leq P_{MEP}(t) \leq 0,5P_{дог}$ для НС;
 - $T_{РДН}(t)$ – дані про ціну на РДН, в кожен момент розрахункового періоду;
 - $T_{ОСП}$ – тариф оператора системи передачі;
 - $T_{ОСР}$ – тариф оператора системи розподілу;
- Навантаження струмоприймачів:

- $P_{ГЕН}(t)$ – графік електричних навантажень активного споживача;
- Генеруюча установка на базі ВДЕ:
 - $P_{СЕС}^{план}(t)$ – дані зміни потужності СЕС впродовж розрахункового періоду (статистичні дані)
- УЗЕ:
 - $C_{УЗЕ}$ – ємність УЗЕ
 - DOD_{max} – максимальна глибина розряду УЗЕ, відповідно до технічних параметрів установки
 - $SOC(t)$ – рівень заряду УЗЕ у будь-який момент часу
 $\forall T: DOD_{max} \leq SOC(t) \leq 1$
 - $P_{УЗЕ}^{max}$ – максимальна потужність заряду/розряду УЗЕ, відповідно до технічних параметрів установки

Разом з технічними параметрами системи, для вибору найбільш оптимального сценарію роботи системи є оцінка ринкових сигналів. Єдиний елемент системи який дозволяє змінити раціональний план поведінки системи в ринкових умовах є УЗЕ, яка може накопичити надлишки власної генерації або дешеву електроенергію з мережі для її використання у наступних періодах, коли вартість ЕЕ на ринку буде висока або з власної генерації буде недостатньо для покриття власного навантаження споживача. Тому варто ввести економічні обмеження, які будуть визначати пріоритетність вибору динамічного сценарного апаратного управління:

- $C_{заряду}^{np}$ - нижній ціновий поріг, порушення якого «змушує» заряджати УЗЕ по максимуму (дешева ЕЕ на РДН)
- $C_{розряду}^{np}$ - верхнє цінове обмеження, що «змушує» розряджати УЗЕ по максимуму (дорога ЕЕ на РДН)

Дані обмеження будуть оцінюватись відносно сформованого тарифу на електричну енергію:

$T_{EE}(t) = T_{РДН}(t) + T_{ОСП} + T_{ОСР}$ – ціна електричної енергії при купівлі з мережі

Розмежування ціни прийняття рішення на 2 параметри обумовлене оцінкою норм [37, 38], за якими купівля ЕЕ відбувається за тарифом, що складається з вартості самої ЕЕ на ринку, а також з урахуванням тарифів на передачу та розподіл електричної енергії, а продаж в мережу відбувається по тарифу що відповідає ціні самої ЕЕ на ринку. Тобто мінімальна різниця між $\Pi_{розряду}^{np}$ та $\Pi_{заряду}^{np}$ має відповідати сумі тарифу на передачу та розподіл для конкретного споживача:

$$\Pi_{розряду}^{np} - \Pi_{заряду}^{np} \geq T_{ОСП} + T_{ОСР} \quad (3.1)$$

3.2 Розробка алгоритмів поведінки активного споживача в умовах спотових ринків електричної енергії

Для розробки основного дерева алгоритму апаратного керування візьмемо активного споживача з власною генерацією та УЗЕ, що працює за механізмом самовиробництва. Адже в такому разі споживач зможе використовувати всі 6 базових сценаріїв, описаних у п 2.3.2, а саме продавати надлишки електроенергії, накопичувати ЕЕ в УЗЕ, витратити накопичену ЕЕ в УЗЕ як на забезпечення попиту власних електроустановок, так і для продажу в зовнішню мережу.

Визначимо основний тригер системи керування:

Дане дослідження не ставить за мету процес керування навантаженням, тобто профіль ГЕН розглядається як заданий та незмінний параметр.

Також дане дослідження ставить за мету максимального використання власної генерації активного споживача, тобто обмеження планової генерації може бути застосоване за умов технічної неможливості використання всього

обсягу наявної електроенергії на генеруючій установці задля дотримання умов енергетичного балансу. Адже ця енергія умовно не має собівартості і обмеження її відпуску потягне за собою зменшення економічного ефекту роботи гібридної системи електропостачання, а «примусити» генерацію на базі ВДЕ видати більше за плановий показник неможливо з огляду на природу роботи таких установок, що залежні від природних умов.

Показники навантаження в точці приєднання до зовнішньої мережі є лише елементом для відстеження економічного та технічного ефекту апаратного управління, тобто повинно відображати його результат

УЗЕ відіграє роль енергетичного буферу, який дозволяє використовувати надлишки дешевої енергії для повного або часткового покриття попиту в періоди високих цін на ЕЕ та досягнення кращих економічних показників при експорті ЕЕ з мереж активного споживача. Отже вибір режиму роботи УЗЕ і буде фундаментальним при виборі сценарію роботи системи у кожен момент часу, опираючись саме на ринкові сигнали про вартість ЕЕ.

Але однієї оцінки ринкового сигналу не достатньо для вибору сценарію. З огляду на вищеописані заключення про те що споживач має на меті покрити весь наявний у нього попит на ЕЕ та раціональність використання максимально можливого потенціалу власної генеруючої установки на базі ВДЕ у кожен момент часу, необхідно оцінити баланс між наявною власною генерацією та попитом на електричну енергію.

Цього буде достатньо для подальшого розподілу наявних у розпорядженні системи енергетичних потоків, яка розподілить надлишки або проведе заміщення та/або закупівлю непокритого попиту на ЕЕ навантаження споживача.

Також варто зазначити що досягнення цільової функції (описаної в п. 2.3.2) повинне досягатись з урахування обмежень балансу потужності, стану УЗЕ (для чого необхідно передбачити окремий процес моделювання стану УЗЕ для наступного розрахункового періоду) та обмежень з боку приєднання до зовнішніх мереж. Також для оцінки результатів роботи керування системою необхідно здійснювати реєстр бази обсягів перетоків електричної енергії.

Вторинні процеси алгоритму опишемо окремо:

Стан УЗЕ (визначення параметрів УЗЕ для $T+1$)

Після відпрацювання алгоритму для t_1 , у вторинних гілках алгоритму проводиться розрахунок стану УЗЕ що надасть інформацію про параметри УЗЕ, як вихідні дані для наступного дискретного розрахунку (у розрізі даного дослідження мається на увазі наступна година). Вхідними даними цього алгоритму є ступінь заряду на початку розрахунку та розрахована алгоритмом потужність з якою УЗЕ буде відпрацьовувати поточний період.

Спочатку, на основі фактичної потужності УЗЕ, значення якої обрано алгоритмом при розподілі електричних потоків в мережах активного споживача, проводиться розрахунок результуючого ступеня заряду УЗЕ, після чого, за допомогою SOC розраховуються обсяг електроенергії який може бути доступний до заряджання або розряджання УЗЕ, на базі яких обраховуються обмеження УЗЕ щодо допустимої потужності заряду та розряду в наступному розрахунковому періоді. Схема алгоритму даного модуля зображена на рисунку 3.1.

Окрім формування повноти вхідних даних для наступного дискретного періоду, але й направляються в базу даних станів системи, що може бути використано для глибокого аналізу поведінки системи та навчання моделей машинного навчання та штучного інтелекту.

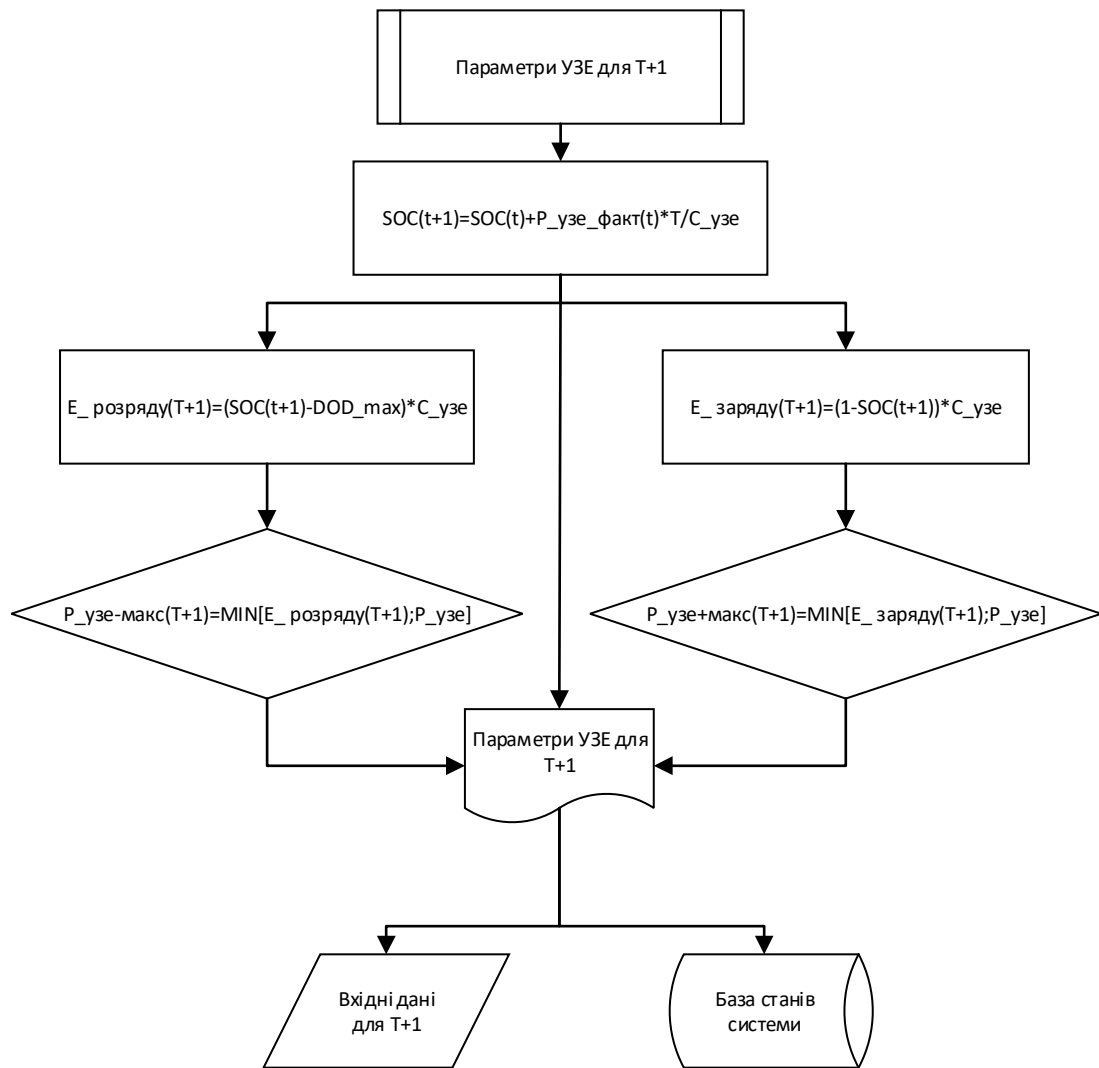


Рисунок 3.1 – Блок-схема визначення параметрів УЗЕ для наступного розрахункового періоду

Облік зобов'язань на імпорту/експорт електричної енергії:

Для оцінки економічних параметрів роботи системи, а саме визначення фінансових зобов'язань між активним споживачем та постачальником електричної енергії (зроблено припущення що споживач проводить розрахунки за розподіл та передачу електричної енергії з відповідними суб'єктами через постачальника). Вхідними даними цієї процедури є ринкові цінові сигнали та потужність яка проходила через точку комерційного обліку активного споживача.

За умови що $P_{\text{мер}} > 0$, обраховується обсяг зобов'язань споживача до сплати за електричну енергію, в іншому випадку розраховується обсяг доходу споживача за відпущену в мережу електричну енергію.

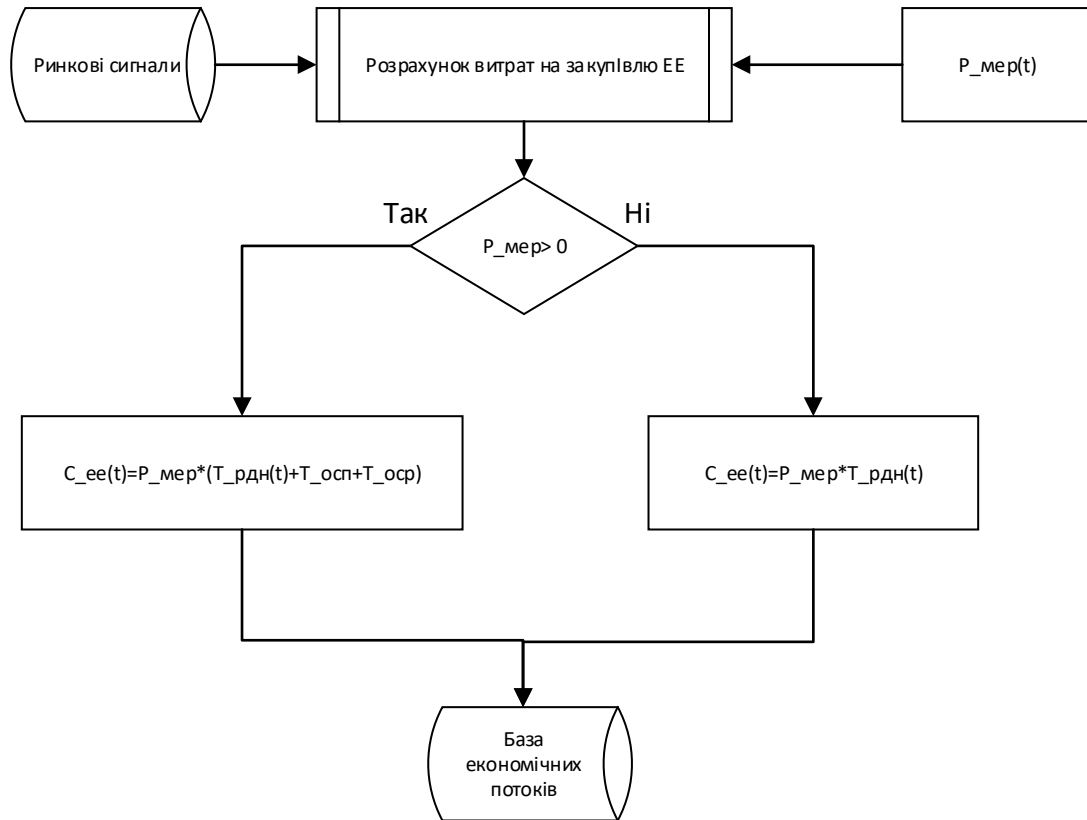


Рисунок 3.2 – Блок-схема розрахунку взаємозобов'язань між активним споживачем та постачальником електричної енергії в розрахунковому періоді

Результати розрахунків даного вторинного процесу допоможуть оцінювати динаміку формування економічного результату активного споживача від діяльності на ринку електричної енергії.

База обліку ЕЕ

Дані щодо розподілених потоків потужності кожного доступного для активного споживача джерела живлення підлягають обробки, для формування профілів сформованих результируючих обсягів перетоків. Для цього визначаються обсяги перетоку для кожного елементу системи постачання активного споживача за відпрацьований розрахунковий період та визначається

результуючий обсяг відпущеної/спожитої електричної енергії з елемента станом на кінець даного розрахункового періоду.

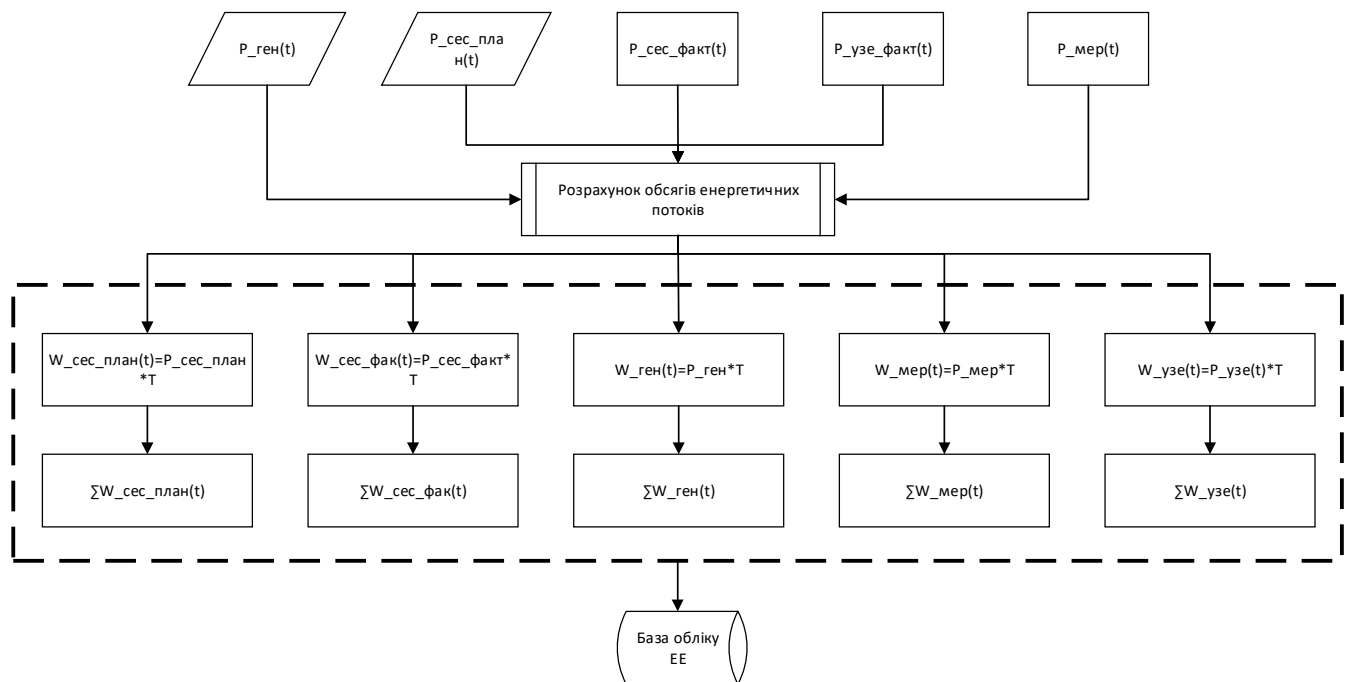


Рисунок 3.3 – Блок-схема накопичення бази даних станів системи та обліку електричної енергії

3.2.1. Сценарний підхід керування за моделлю самовиробництва з установкою зберігання енергії

Розглянемо всі доступні варіанти роботи системи, що можливі виходячи з обмежень для активного споживача за моделлю самовиробництва з потужністю генеруючої установки менше 1МВт. Всі варіанти роботи системи передбачають що власна генерація першочергово направляється на забезпечення власного попиту активного споживача в електроенергії. Економічна модель даного механізму описана в п.1.3.3, тому в цій частині буде розглядатись розрахунок потоків електричної енергії:

Обмеження для моделі:

$\forall T: -0,5P_{дог} \leq P_{МЕР}(t) \leq P_{дог}$ – тобто продаж дозволений з потужністю не більше ніж $0,5P_{дог}$

a) ціна на ринку висока:

i) існує надлишок власної генерації над попитом електроустановками активного споживача: в першу чергу, всі наявні надлишки мають бути направлені на продаж ЕЕ в мережу, якщо ж потужність продажу досягне $0,5P_{дог}$, решта ЕЕ від СЕС буде заряджена в УЗЕ. Решта залишків від генерації з ВДЕ будуть обмежені до відпуску з інверторних перетворювачів генеруючих установок у разі досягнення технічних обмежень щодо експорту та накопичення. Що відповідає режиму 3 (Gs^S/Vc^S) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку А.1.

ii) існує дефіцит власної генерації відносно попиту електроустановками активного споживача: в першу чергу дефіцит покриється накопиченою в УЗЕ електроенергією. Потужність розряду УЗЕ обмежиться максимальною на даний момент часу. У випадку якщо дефіцит менший за $P_{УЗЕ_i}^{max-}$, відбудеться відпуск з УЗЕ в мережу, що підсилить економічну доцільність апаратного керування, інакше непокритий попит буде забезпечений імпортом з загальної мережі. Даний сценарій відповідає режиму 7 (Bd^{C+G}/Gs^B) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку А.2.

a) ціна на ринку низька:

i) існує надлишок власної генерації над попитом електроустановками активного споживача: для мінімізації експорту електричної енергії в мережу за низькою ціною, в першу чергу надлишки генерації з ВДЕ будуть використані для заряду УЗЕ. Якщо після використання максимально можливого заряду залишаться надлишки генерації, вони будуть направлені на експорт в загальну мережу, враховуючи обмеження моделі. У випадку, коли надлишки генерації не зможуть використати в повній мірі $P_{УЗЕ_i}^{max+}$, УЗЕ буде заряджена імпортом дешевої електроенергії з мережі. Така поведінка відповідає режиму 2 (Vc^{S+G}/Gs^S) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку А.3.

ii) існує дефіцит власної генерації відносно попиту електроустановками активного споживача: за цих умов непокритий попит буде забезпечено імпортом електроенергії з мережі. Також імпортована електроенергія буде використана для заряду УЗЕ, дотримуючись обмежень щодо договірної потужності приєднання активного споживача до загальної мережі. Такий сценарій відповідає режиму 4 (Gb^{C+B}/Vc^G) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку А.4.

б) *ринкова ціна знаходиться в межах заданих обмежень*

i) існує надлишок власної генерації над попитом електроустановками активного споживача: профіцит згенерованої електроенергії установками ВДЕ активного споживача спрямовується на заряд УЗЕ. Після досягнення граничного рівня заряду або потужності УЗЕ залишок електроенергії може бути проданий у мережу. Заряд УЗЕ з мережі в даному режимі не допускається. Цей сценарій відповідає режиму 1 (Vc^S/Gs^S) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку А.5.

ii) існує дефіцит власної генерації відносно попиту електроустановками активного споживача: непокритий обсяг в першу чергу покривається накопиченою в УЗЕ електроенергією. Імпорт з мережі може бути задіяний лише на обсяг дефіциту який не зможе покрити УЗЕ. Такий поведінці відповідає сценарій 5 (Bd^C/Gb^C) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку А.6.

Таким чином описаний алгоритм прийняття рішень забезпечує найбільш ефективне використання електроенергії відповідно до поточного ринкового сигналу та балансу власного попиту та генерації активного споживача. Даний підхід допомагає використати наявні технічні обмеження системи з найбільшим економічним ефектом у кожен окремий момент часу.

Узагальнена матриця сценаріїв відображена у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Матриця сценаріїв роботи системи керування установками активного споживача для моделі «самовиробництво»

Ринковий сигнал Баланс попиту та генерації	$T_{EE}(t) \geq \Pi_{розряду}^{np}$ висока ринкова ціна	$\Pi_{розряду}^{np} > T_{EE}(t) > \Pi_{заряду}^{np}$ Ціна на ринку знаходиться в межах обмежень	$T_{EE}(t) \leq \Pi_{заряду}^{np}$ низька ринкова ціна
$P_{CEC}^{план}(t) \geq P_{ГЕН}(t)$	3 (Gs ^S /Bc ^S)	1 (Bc ^S /Gs ^S)	2 (Bc ^{S+G} /Gs ^S)
$P_{CEC}^{план}(t) < P_{ГЕН}(t)$	6 (Bd ^{C+G} /Gs ^B)	5 (Bd ^C /Gb ^C)	4 (Gb ^{C+B} /Bc ^G)

Як видно з таблиці 3.1, модель самовиробництва використовує всі базові сценарії апаратного керування потоками електричної енергії.

3.2.2. Сценарний підхід керування за моделлю власного споживання з установкою зберігання енергії

Керуючись аналогічним евристичним підходом, що і в п. 3.2.1, сформуємо поведінку алгоритму для моделі власного споживання. Аналогічно до попередньої моделі, вся власна генерація першочергово буде направлена на забезпечення попиту навантаження активного споживача. Фундаментальною відмінністю від моделі самовиробництва є заборона на експорт електричної енергії в мережу як з генеруючих установок на базі ВДЕ так і накопиченої електроенергії в УЗЕ. Економічна модель буде відповідати звичайному односторонньому потоку електроенергії від загальної мережі до споживача. Розглянемо апарат прийняття рішень розподілу потоків електричної енергії в мережах активного споживача:

Обмеження для моделі:

$$\forall T: 0 \leq P_{MEP}(t) \leq P_{дог}$$

a) ціна на ринку висока:

i) існує надлишок власної генерації над попитом електроустановками активного споживача: всі наявні надлишки мають бути направлені на заряд УЗЕ. Решта залишків від генерації з ВДЕ будуть обмежені до відпуску з інверторних перетворювачів генеруючих установок. Що відповідає режиму 3* (G_s^S/B_c^S), а саме його окремому випадку при обмеженні нульового експорту, з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку Б.1.

ii) існує дефіцит власної генерації відносно попиту електроустановками активного споживача: в першу чергу дефіцит покриється накопиченою в УЗЕ електроенергією. Потужність розряду УЗЕ обмежиться максимальною на даний момент часу. Залишковий непокритий попит буде забезпечений імпортом з загальної мережі. Даний сценарій відповідає режиму 6* (B_d^{C+G}/G_s^B), а саме його окремому випадку при обмеженні нульового експорту, з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку Б.2.

в) ціна на ринку низька:

i) існує надлишок власної генерації над попитом електроустановками активного споживача: в першу чергу надлишки генерації з ВДЕ будуть використані для заряду УЗЕ. Якщо після використання максимально можливого заряду УЗЕ залишаться надлишки генерації, вони будуть обмежені до відпуску з інверторних перетворювачів генеруючих установок. У випадку, коли надлишки генерації не зможуть використати в повній мірі $P_{UZE_i}^{max+}$, УЗЕ буде заряджена імпортом дешевої електроенергії з мережі. Така поведінка відповідає режиму 2* (B_c^{S+G}/G_s^S), а саме його окремому випадку при обмеженні нульового експорту, з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку Б.3.

ii) існує дефіцит власної генерації відносно попиту електроустановками активного споживача: за цих умов непокритий попит буде забезпечено імпортом

електроенергії з мережі. Також імпортована електроенергія буде використана для заряду УЗЕ, дотримуючись обмежень щодо договірної потужності приєднання активного споживача до загальної мережі. Такий сценарій відповідає режиму 4 (Gb^{C+B}/Bc^G) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку Б.4.

г) *ринкова ціна знаходиться в межах заданих обмежень*

i) існує надлишок власної генерації над попитом електроустановками активного споживача: профіцит згенерованої електроенергії установками ВДЕ активного споживача спрямовується на заряд УЗЕ. Після досягнення граничного рівня заряду або потужності УЗЕ залишок електроенергії підлягає обмеженню до відпуску з інверторних перетворювачів генеруючих установок. Заряд УЗЕ з мережі в даному режимі не допускається. Цей сценарій відповідає режиму 1* (Bc^S/Gs^S), а саме його окремому випадку при обмеженні нульового експорту, з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку Б.5.

ii) існує дефіцит власної генерації відносно попиту електроустановками активного споживача: непокритий обсяг в першу чергу покривається накопиченою в УЗЕ електроенергією. Імпорт з мережі може бути задіяний лише на обсяг дефіциту який не зможе покрити УЗЕ. Такий поведінці відповідає сценарій 5 (Bd^C/Gb^C) з таблиці 2.9. Блок схема алгоритму прийняття рішення даного сценарію зображена в додатку Б.6.

Таким чином, модель власного споживання з обмеженням експорту електроенергії забезпечує односторонню взаємодію активного споживача з мережею, при якій система керування спрямована на максимальне використання власної генерації та УЗЕ для покриття попиту з урахуванням цінових сигналів ринку та технічних обмежень.

Узагальнена матриця сценаріїв відображена у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Матриця сценаріїв роботи системи керування установками активного споживача для моделі власного споживання

Ринковий сигнал Баланс попиту та генерації	$T_{EE}(t) \geq U_{розряду}^{np}$ висока ринкова ціна	$U_{розряду}^{np} > T_{EE}(t) > U_{заряду}^{np}$ Ціна на ринку знаходиться в межах обмежень	$T_{EE}(t) \leq U_{заряду}^{np}$ низька ринкова ціна
$P_{CEC}^{план}(t) \geq P_{ГЕН}(t)$	3* (G_s^S/B_c^S)	1* (B_c^S/G_s^S)	2* (B_c^{S+G}/G_s^S)
$P_{CEC}^{план}(t) < P_{ГЕН}(t)$	6* (B_d^{C+G}/G_s^B)	5 (B_d^C/G_b^C)	4 (G_b^{C+B}/B_c^G)

Як видно з таблиці 3.2, модель власного споживання використовує аналогічні сценарії апаратного управління, з єдиною відмінністю що всі надлишки накопичуються в УЗЕ, так як експорт заборонений. Така особливість може призвести до збільшення частки недовідпуску електроенергії власними генеруючими установками активного споживача, що потребує більш клопіткого підходу до підбору параметрів елементів системи.

3.3. Моделювання роботи алгоритму керування

Для перевірки гіпотези щодо ефективності розробленого алгоритму, проведено моделювання для двох промислових споживачів, ГЕН яких представлено в п. 2.1.3. Для порівняння ефективності роботи розробленого алгоритму з існуючими методами керування системами активного споживача з УЗЕ було обрано метод сценарних налаштувань, що можуть бути виставлені виходячи з аналізу поведінки сезонних ГЕН споживача та ціни на РДН. Моделювання проведено для обох доступних моделей діяльності активного споживача в спотових сегментах ринку: самовиробництво та власне споживання. Параметри обладнання активних споживачів наведені в таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Параметри обладнання активних споживачів для моделювання

Параметр	Складальний цех	Меблева фабрика
Потужність СЕС, кВт	150	300
Ємність УЗЕ, кВт·год	200	300
Потужність УЗЕ, кВт	100	150
Глибина розряду, %	20	20
Початковий заряд, %	20	20
Договірна потужність, кВт	150	400
Тариф ОСП+ОСР, грн/кВт·год	2,03638	2,21382

Для моделювання, статичного сценарного керування було розроблено порядок сценаріїв для кожного сезону з огляду на поведінку ціни на РДН та особливостей споживання електроенергії активним споживачам у відповідні сезони для складального цеху та меблевої фабрики, відображено в додатку В.

Для моделювання роботи алгоритму, призначення сценаріїв оператором установки не вимагається, оскільки рішення динамічної зміни сценарію роботи приймає логічна модель алгоритму, опираючись на цінові обмеження. Параметри цін прийняття рішення розряду та заряду були встановлені з різницею що відповідає сумі тарифу на передачу мережами ОСП та тарифу на розподіл ОСР до мереж якого приєднаний даний споживач. Діапазон цін прийняття рішення заряду було використано з 3,00 грн до 9,00 з кроком 0,5 грн. Представлені результати роботи ринково-орієнтованого алгоритму з динамічного визначення сценарію керування відповідають економічно найкращій комбінації діапазону цін прийняття рішень.

Альбоми графіків результируючих змодельованих ГЕН поміщено до додатків Г, Д, Е та Ж.

Нижче наведено зведені таблиці порівнянь результатів, з яких можна зробити висновки щодо ефективності роботи алгоритму, а саме ступінь покращення режимних характеристик ГЕН та впливу керування на економічну складову

діяльності активного споживача. Математичний аналіз проводився для результуючого профілю ГЕН активного споживача в точці приєднання до мереж ОСР. Від'ємні значення в таблицях економічних результатів свідчать про витрати на ЕЕ, додатні – про прибуток активного споживача від діяльності на ринку.

Таблиця 3.4 – Зведені економічні результати для складального цеху за моделлю власного споживання

Сезон	Зима (1 доба)	Весна (1 доба)	Літо (1 доба)	Осінь (1 доба)	Рік
Статичне, грн	-13 515,54	-3 358,58	-238,69	-2 237,42	-1 741 519,92
Динамічне, грн	-13 147,38	-2 612,04	-238,69	-2 097,60	-1 628 613,08
Цінове обмеження (Цпр.заряд...Цпр.роз ряд), грн	7,5...9,53	3,5...5,53	6,0...8,03	7,0...9,03	-
Ефект, %	2,72%	22,23%	0,00%	6,25%	6,48%

Економічні результати, показали підвищення економічного ефекту діяльності споживача як активного на ринку електричної енергії, яке склало 6,5% для моделі власного споживання, у порівнянні з статичним сценарним керуванням.

Таблиця 3.5 – Зведені показники математичного аналізу результуючих ГЕН складального цеху за моделлю власного споживання

Сезон	Тип керування	Р сер, кВт	Р макс, кВт	Кз, в.о.	Медіана, кВт	СКВ, кВт	Квар, в.о.
Зима	Статичне	73,179	175,682	0,417	72,983	34,297	0,469
	Динамічне	73,179	175,682	0,417	75,066	44,676	0,610
	Ефект	0,00%	0,00%	0,00%	2,77%	23,23%	23,23%

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8
Весна	Статичне	26,382	133,608	0,197	6,076	37,774	1,432
	Динамічне	17,645	86,282	0,205	6,230	24,853	1,408
	Ефект	-33,11%	-54,85%	3,45%	2,47%	-34,21%	-1,67%
Літо	Статичне	1,532	6,497	0,236	0,000	2,572	1,680
	Динамічне	1,532	6,497	0,236	0,000	2,572	1,680
	Ефект	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Осінь	Статичне	13,415	108,806	0,123	2,971	25,826	1,925
	Динамічне	14,150	108,503	0,130	1,381	27,977	1,977
	Ефект	5,19%	-0,28%	5,46%	-46,48%	7,69%	2,63%

Оцінка режимних характеристик для даного споживача в моделі власного споживання показала погіршення комплексного коефіцієнта варіацій у сезони з зниженою активністю ВДЕ. Проте весняний сезон відзначився суттєвим зменшенням рівня навантаження на мережу. А результати щодо літнього сезону показали повне співпадіння динамічного керування з стаціонарним, що можна пояснити підвищеною прогнозованістю роботи ВДЕ та поведінки ринкової ціни для цього сезону.

Таблиця 3.6 – Зведені економічні результати для складального цеху за моделлю самовиробництва

Сезон	Зима (1 доба)	Весна (1 доба)	Літо (1 доба)	Осінь (1 доба)	Рік
Статичне, грн	-13 486,57	-3 607,01	563,22	-2 221,32	-1 687 651,82
Динамічне (найкращий), грн	-13 117,67	-2 670,66	1 199,37	-1 950,55	-1 488 555,46
Цінове обмеження для динамічного керування (Цпр.заряд...Цпр.роз ряд), грн	7,5...9,53	3,5...5,53	3,0...5,3	7,0...9,03	-
Ефект, %	2,74	25,96	53,04	12,19	11,80

Алгоритм показав підвищення економічних результатів діяльності активного споживача на ринку електричної енергії. Для даного споживача за моделлю «самовиробництва» цей ефект склав приблизно 12% в річному вимірі.

Таблиця 3.7 – Зведені показники математичного аналізу результуючих ГЕН складального цеху за моделлю самовиробництва

Сезон	Тип керування	Р сер, кВт	Р макс, кВт	Кз, в.о.	Медіана, кВт	СКВ, кВт	Квар, в.о.
Зима	Статичне	73,179	175,682	0,417	72,983	34,297	0,469
	Динамічне	73,179	175,682	0,417	75,066	44,676	0,610
	Ефект	0,00%	0,00%	0,00%	2,77%	23,23%	23,23%
Весна	Статичне	26,382	133,608	0,197	6,076	37,774	1,432
	Динамічне	17,645	86,282	0,205	6,230	24,853	1,408
	Ефект	-33,11%	-54,85%	3,45%	2,47%	-34,21%	-1,67%
Літо	Статичне	1,532	6,497	0,236	0,000	2,572	1,680
	Динамічне	1,532	6,497	0,236	0,000	2,572	1,680
	Ефект	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Осінь	Статичне	13,415	108,806	0,123	2,971	25,826	1,925
	Динамічне	14,150	108,503	0,130	1,381	27,977	1,977
	Ефект	5,19%	-0,28%	5,46%	-46,48%	7,69%	2,63%

В переважній більшості випадків, динамічна зміна керування системою приносить позитивні ефекти, як щодо піків споживання так і щодо прогнозованості роботи системи, чому відповідає зменшення коефіцієнта варіації у всіх сезонах

Таблиця 3.8 – Зведені економічні результати для меблевої фабрики за моделлю власного споживання

Сезон	Зима (1 доба)	Весна (1 доба)	Літо (1 доба)	Осінь (1 доба)	Рік
Статичне, грн	-32 370,43	-17 374,67	-20 215,00	-23 640,12	-8 424 019,26
Динамічне, грн	-31 939,14	-16 569,32	-18 969,33	-22 328,15	-8 082 535,08
Цінове обмеження (Цпр.заряд...Цпр.ро зряд), грн	8,0..10,21	4,0..6,21	6,5..8,51	7,0..9,21	-
Ефект, %	1,33%	4,64%	6,16%	5,55%	4,05%

Економічні результати моделювання для даного споживача показують що використання алгоритму динамічного керування розподілом потоків, дозволяє знизити витрати на закупівлю електричної енергії на 4,05%, у порівнянні з статичним керуванням.

Таблиця 3.9 – Зведені показники математичного аналізу результуючих ГЕН меблевої фабрики за моделлю власного споживання

Сезон	Тип керування	Р сер, кВт	Рмакс, кВт	Кз, в.о.	Медіана, кВт	СКВ, кВт	Квар, в.о.
Зима	Статичне	157,733	280,090	0,563	194,216	98,847	0,627
	Динамічне	157,733	314,227	0,502	167,397	92,964	0,589
	Ефект	0,00%	10,86%	-12,19%	-16,02%	-6,33%	-6,33%
Весна	Статичне	134,795	318,750	0,423	136,851	150,000	0,684
	Динамічне	124,795	283,743	0,440	144,411	95,520	0,312
	Ефект	-8,01%	-12,34%	3,85%	5,23%	-57,03%	-119,27%
Літо	Статичне	106,435	393,233	0,271	102,356	109,873	1,00
	Динамічне	106,435	289,242	0,368	121,145	77,504	0,728
	Ефект	0%	-36%	26%	16%	-42%	-42%
Осінь	Статичне	114,544	400,000	0,279	113,934	116,833	1,00
	Динамічне	114,544	320,559	0,357	135,264	84,104	0,734
	Ефект	0,00%	-24,78%	21,91%	15,77%	-38,91%	-38,91%

Аналіз режимних характеристик показав, що негативний вплив динамічного керування на Квар прослідковується лише у весняному сезоні, що може бути пов'язане з підвищеною волатильністю ринкової цини в цьому сезоні, в решті сезонів спостерігається покращення режимних характеристик ГЕН, відносно мережі електропостачання.

Таблиця 3.10 – Зведені економічні результати для меблевої фабрики за моделлю самовиробництва

Сезон	Зима (1 доба)	Весна (1 доба)	Літо (1 доба)	Осінь (1 доба)	Рік
Статичне, грн	-32 370,43	-17 374,67	-20 243,78	-23 653,21	-8 427 788,52
Динамічне, грн	-31 939,14	-16 569,32	-18 993,59	-22 345,53	-8 102 533,62
Цінове обмеження (Цпр.заряд...Цпр.ро зряд), грн	8,0...10,21	4,0...6,21	6,5...8,51	7,0...9,21	-
Ефект, %	1,33%	4,64%	6,18%	5,53%	3,86%

Фінансові показники для споживача з стабільним міжсезонним споживанням, при застосуванні динамічного керування потоками показують зростання на 3,86%, що може пояснюватись нижчим рівнем споживання власної генерації, за умов продажу ЕЕ в загальну мережу.

Таблиця 3.11 – Зведені показники математичного аналізу результуючих ГЕН меблевої фабрики за моделлю самовиробництва

Сезон	Тип керування	Р сер, кВт	Р макс, кВт	Кз, в.о.	Медіана, кВт	СКВ, кВт	Квар, в.о.
Зима	Статичне	157,733	280,090	0,563	194,216	98,847	0,627
	Динамічне	157,733	314,227	0,502	167,397	92,964	0,589
	Ефект	0,00%	10,86%	-12,19%	-16,02%	-6,33%	-6,33%
Весна	Статичне	134,795	318,750	0,423	136,851	92,212	0,684
	Динамічне	124,795	283,743	0,440	144,411	95,520	0,765
	Ефект	-8,01%	-12,34%	3,85%	5,23%	3,46%	10,63%

Продовження таблиці 3.11

1	2	3	4	5	6	7	8
Літо	Статичне	106,435	393,233	0,271	103,258	110,724	1,00
	Динамічне	106,435	289,242	0,368	121,145	78,792	0,740
	Ефект	0,00%	-36%	26%	15%	-41%	-41%
Осінь	Статичне	114,544	400,000	0,286	115,400	116,241	1,00
	Динамічне	114,544	320,559	0,357	135,264	85,031	0,742
	Ефект	0,00%	-24,78%	19,86%	14,69%	-36,70%	-36,70%

Розрахунки для моделі самовиробництва показують подібну поведінку, як і у власному споживанні для даного споживача, що пояснюється низькими обсягами експорту. Це також відображає аналіз режимних характеристик, що мають різницю відносно результатів моделі власного споживання на рівні статистичної похибки.

Результати моделювання проводились за пріоритетом визначення найкращого розподілу потоків гібридної системи електропостачання активного споживача, опираючись на найкращий можливий фінансовий результат. Однак за пріоритетний варіант розподілу можна обрати будь-який інший параметр, що був розрахований в даному моделюванні (Додаток И), та визначити діапазон цін на електричну енергію що буде відповідати потрібній режимній характеристиці ГЕН, що свідчить про досягнення мети дослідження.

Отримані результати свідчать про придатність алгоритму щодо оцінки ефективності роботи гібридної системи електропостачання активного споживача в умовах ринку електричної енергії. Так можна зробити висновок, що алгоритм придатний для вдосконалення методик підбору технічних параметрів установок активного споживача на етапі проектування [94,95], що дозволить окрім технічних показників забезпечення активного споживача, звернути на режимні експлуатаційні характеристики активного споживача по відношенню до мереж ОСР та його економічної ефективності що дозволить здійснити обґрунтоване коригування параметрів основного обладнання системи на етапі проектування системи.

Висновки до розділу 3

1. Сформовано перелік вихідних даних для реалізації процесу керування установками активного споживача з огляду на наявні основні елементи системи, а саме дані : споживання електроенергії, власної генерації, установок зберігання енергії та режими електричної мережі.

2. Реалізовано алгоритмічне моделювання режимів електричної енергії в мережах активного споживача з логічною ринково-орієнтованою прив'язкою для моделей самовиробництва та власного споживання. Кожен сценарій алгоритму має свій відповідник поведінкової логіки з стандартних сценарних підходів керування. Відмінністю поведінки моделі власного споживання від самовиробництва стало використання аналогічних сценаріїв у матриці прийнятих рішень, але без реалізації експорту згенерованої чи накопиченої електричної енергії.

3. Проведено моделювання роботи алгоритму та порівняльний аналіз ефективності роботи при керуванні та розподілом енергетичних потоків з стаціонарним сценарним керуванням. Розроблений алгоритм показав покращення економічної ефективності керування при самовиробництві до 11,8% та до 6,48% в моделі власного споживання.

4. Проаналізовані технічні параметри результуючих ГЕН активного споживача переважно показали покращення показників при використанні ринково-орієнтованого підходу з динамічною зміною сценарного керування, що свідчить про підвищення прогнозованості та більш стабільні рівні навантаження споживачів на загальну електричну мережу.

5. Встановлено, що розроблений ринково-орієнтований підхід керування гібридних систем електропостачання активних споживачів дозволяє вдосконалити методики визначення оптимальних параметрів установок таких систем на етапі їх проектування.

РОЗДІЛ 4. ІНФОРМАЦІЙНО-РОЗРАХУНКОВИЙ КОМПЛЕКС КЕРУВАННЯ УСТАНОВКАМИ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ

Якісне та ефективне керування комплексами активних споживачів неможливе без використання інформаційної інфраструктури, з огляду на її архітектурну складність та багатофункціональність. Пропонується реалізація такої інфраструктури у вигляді інформаційно-розрахункового комплексу (ІРК), що покриватиме задачі збору, систематизації, оцінки та обробки інформації з різних джерел, забезпечуватиме прийом та відправку сигналів між іншими суб'єктами діяльності активного споживача та буде здійснювати керування комплексом [96] відповідно до виставлених пріоритетів роботи.

Даний розділ присвячений архітектурі ІРК, що забезпечить ефективну експлуатацію інфраструктури активного споживача з наявними елементами генерації з ВДЕ та УЗЕ. Запропонована архітектура задовольняє всі вимоги щодо реалізації діяльності активних споживачів на ринку електричної енергії в спотових сегментах. Основною ціллю побудови комплексу є його практична придатність до використання споживачами, тому опис реалізації комплексу буде проведений по етапах використання в реальних ринкових умовах для РДН.

4.1 Формування заявки на ринку «на добу наперед»

Активні споживачі, по аналогії з звичайними споживачами які працюють в умовах ринку електричної енергії не можуть відпрацьовувати довільні графіки навантажень на електричну мережу. Відповідно до Правил роздрібного ринку електричної енергії, споживачі заявляють власні планові обсяги споживання на наступну добу ($P_i^{план}$), а у випадку з активними споживачами додатково і обсяги експорту електричної енергії [97], на кожен розрахунковий ринковий період, що у випадку РДН складає 1 годину.

Для реалізації даної задачі у комплексі передбачаються блоки збору інформації з сторонніх сервісів за допомогою *API*, баз історичних даних

сформованих інформаційною системою за період її використання. Для формування заявки на наступну добу, ІРК необхідно обробити метеорологічні дані, історичні дані генерації ВДЕ, дані для прогнозування споживання електроенергії навантаженням, дані для прогнозування ціни на ринку електричної енергії, сигнали планових обмежень в мережах ОСР до яких приєднаний активний споживач, дані стану генеруючого обладнання та УЗЕ. Структура реалізації даного етапу в програмному комплексі зображена на рисунку 4.1. Достатня дискретність даних для даного етапу 1 година [98].

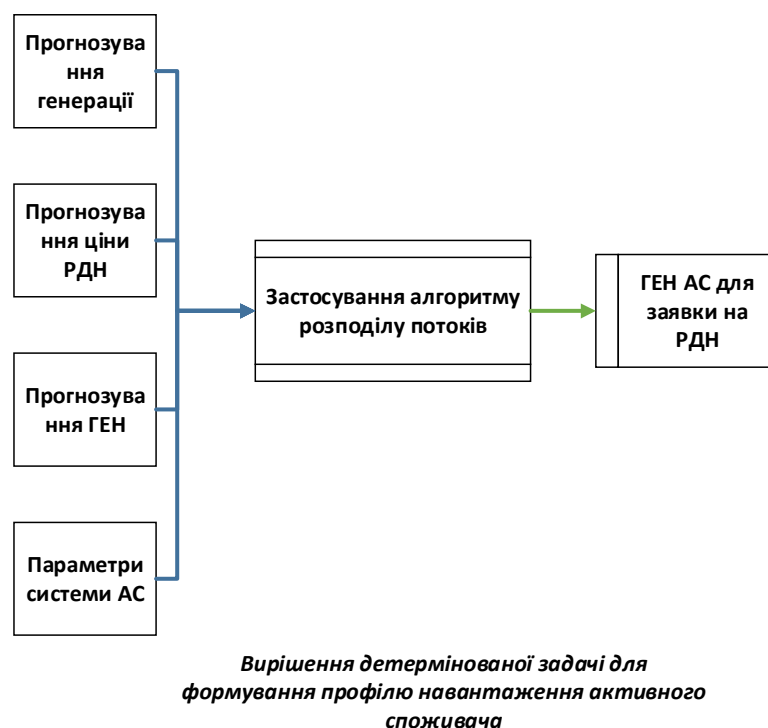


Рисунок 4.1 – Блок-схема роботи алгоритму в режимі прогнозування результуючого ГЕН

Після формування профілів прогнозних даних споживання, генерації та ціни електричної енергії на $D+1$, для формування планового ГЕН активного споживача в точці комерційного обліку електроенергії пропонується використання математичного апарату за методом динамічного сценарного керування, розробленого в розділі 3.

Розраховані потоки електричної енергії в мережах активного споживача в результаті роботи алгоритму дозволяють сформувати профіль навантаження

активного споживача на мережу в точці приєднання до мереж ОСР. Цей профіль може бути переданий постачальнику автоматично або за акцептуванням оператора комплексу з можливістю внесення змін до графіку вручну що реалізує заявку на РДН.

4.2 Керування комплексом активного споживача в операційній добі

Після подачі та акцептування заявки на РДН, в розрахунковій добі, задача активного споживача постає в максимальному дотриманні задекларованих ринкових позицій, тобто відпрацювання заявки з мінімальними відхиленнями. Отримані детерміновані результати в першому модулі мінімізують фінальну очікувану вартість електроенергії, однак серед загальних передумов щодо ризиків відхилення фактичного споживання від заявленого на РДН є наступні фактори: похибка прогнозу споживання, відхилення фактичної генерації від фактичної, зміна технічного стану обладнання, оперативні диспетчерські команди від оператора мереж, вивід установок споживання та генерації у аварійні ремонти.

Під дією цих факторів виникає ризик створення небалансів, що призводить до економічних втрат активного споживача на РДН. Отже оперативне керування комплексом активного споживача, з метою мінімізації відхилень фактичного ГЕН від заявленого профілю на РДН, є важливою задачею в горизонті операційної доби. Саме цю задачу буде вирішуватись другим блоком ІРК.

Принциповою відмінністю вхідних даних щодо визначення стратегії керування установками активного споживача в розрахунковій добі є те, що ці дані збираються в режимі реального часу та враховує: фактичні виміряні дані лічильників, поточні відхилення від планового часу в дискретності ринку, стан обладнання генерації та зберігання, поточні ринкові сигнали.

Також зазнає зміни опорна стратегія роботи алгоритму керування. Від пошуку детермінованих рішень для досягнення максимального ринкового ефекту, вона переходить до мінімізації різниці між заявленими та фактичними обсягами в окремих дискретних діапазонах:

$$\forall t: \min \Delta P_i = P_i^{\text{план}} - P_i^{\text{факт}} \text{ ЦФ} \quad (4.1)$$

Поставлене завдання перед даним блоком програмного комплексу зобов'язує реалізувати збір інформації з:

- АСКОВЕ
- Смарт-лічильників
- Системи моніторингу генерації
- Системи моніторингу УЗЕ
- Диспетчерських мережевих обмежень
- Датчиків стану обладнання

Дискретність даних для даних операцій складає 5-15 хв, що достатньо для затребуваної точності оцінки відхилень та коректного оперативного керування системою. Структурна схема роботи комплексу на даному етапі відображена на рисунку 4.2.

На основі отриманих даних, блок оцінки відхилення планових показників від заявленого ГЕН, на кожному часовому проміжку порівнює фактичні показники навантаження в точці приєднання до мереж з плановими значеннями та визначає миттєвий та накопичений небаланс. Результат комплексної оцінки цих показників є основним вхідним параметром для оптимізаційного алгоритму керування установками активного споживача.

Для підвищення точності керування, ІРК повинен додатково виконати внутрішньодобове уточнення прогнозу генерації та короткостроковий прогноз навантаження щоб оцінити очікуваний небаланс станом на кінець розрахункового ринкового періоду. Такий підхід дозволяє досягнути проактивного рівня керування установками.

На основі апарату алгоритму динамічного керування сценаріями роботи (розділ 3) програмний комплекс здійснює перерозподіл керованих потоків (генерація та накопичення) для виконання ЦФ.

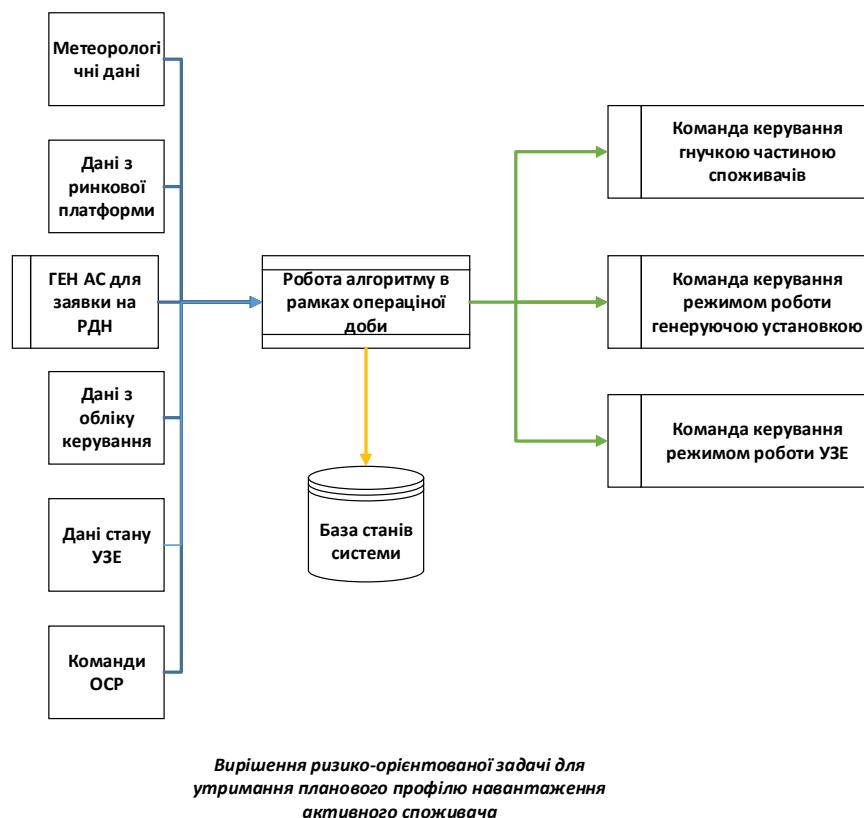


Рисунок 4.2 – Блок-схема роботи системи керування в межах розрахункової доби

Блок оцінки небалансів в майбутніх періодах доби передбачено для реалізації можливості активного споживача отримати додаткову ринкову ефективність на інших спотових сегментах, наприклад на ВДР. Цей блок дозволить оцінити потенційно сформовані надлишки або дефіцити на наступних періодах РДН в поточній добі та за економічної доцільності сформує заявки щодо продажу або купівлі обсягів в рамках операційної доби.

Результати всіх етапів розрахунків та прийнятих рішень системою накопичуються у базі даних інформаційно-розрахункового комплексу для подальшого використання моделями машинного навчання що дозволить з часом отримувати більш точні прогнози та ефективніші рішення.

4.3 Ризико-орієнтованість динамічного керування установками активного споживача

Аналіз запропонованою архітектури інформаційно-розрахункового комплексу та функціональності його основних модулів, показує, що його застосування не обмежується забезпеченням економічно-ефективної діяльності активного споживача в умовах ринку електричної енергії. Закладені засади у алгоритм роботи комплексу дозволяють також керувати групами ризиків що супроводжують споживачів у їх діяльності на ринку.

Керування небалансами

В межах розрахункової доби дотримання заявленого графіку ($\forall t: P_i^{\text{план}} = P_i^{\text{факт}}$) гарантує для споживача прогнозований обсяг витрат на електроенергію, а для енергосистеми стійкість балансу між виробленою та спожитою енергією. У випадках відхилення від задекларованих обсягів $P_i^{\text{план}} \neq P_i^{\text{факт}}$, на учасника ринку накладаються санкції у вигляді плати за недотримання балансу.

Небаланс на годину t визначається як:

$$\Delta_i = P_i^{\text{план}} - P_i^{\text{факт}} \quad (4.2)$$

Тариф врегулювання небалансу T^{imb} визначається Правилами ринку, а загальну очікувану вартість небалансів можна визначити як:

$$C^{imb} = \sum_T T_i^{imb} \Delta_i \quad (4.3)$$

Варто зазначити, що плата за небаланс нараховується як за перевищення, так і за недосягнення задекларованих показників в кожен окрему годину. Отже відпрацювання заявленого графіка є передумовою фінансового благополуччя споживача та надійності системи електропостачання в цілому [99].

Підходи до ризико-орієнтованого управління та керування споживачами власними ГЕН [100] базуються, зокрема на формуванні очікуваних обсягів небалансів на основі похибок прогнозування навантаження та власної генерації [101] з залученням резервів щодо розвантаження або довантаження системи електропостачання споживача для мінімізації цих ризиків, в першу чергу з використанням гнучкої частини навантаження.

Для активного споживача, діяльність в умовах ринку електроенергії без динамічної системи керування потоками з досягненням меншої чутливості до високих цін на балансуєчому ринку, вимагає:

- Відмову від агресивної стратегії мінімізації закупівель;
- Формування більш стриманих заявок на експорт електроенергії;
- Резервування більшої частини гнучкого навантаження для коригування похибок прогнозування.

Це призводить до зменшення фінансової привабливості діяльності активного споживача.

Розроблений в розділі 3 алгоритм дозволяє знаходити детерміновані рішення для статичних вхідних даних якими оперує активний споживач в умовах роботи на РДН. Однак на практиці споживач існує з процедурами які унеможливають наявність точних вхідних даних [27,38], таких як ринкові сигнали, вихідна потужність ВДЕ та навіть власне фактичне споживання.

Недовідпуск власної генерації

Використання власної генерації з ВДЕ активними споживачами завжди буде більш вигідним за споживання енергії з мережі, оскільки вартість цієї власно згенерованої енергії вже була закладена в будівництво об'єкта генерації. Статичні моделі керування не здатні в кожен момент часу адаптуватись до поточних експлуатаційних та операційних умов, що за більш консервативних стратегій поведінки на ринку буде створювати недовідпуск електроенергії власними установками задля зменшення потенційних ризиків потрапляння в небаланси. На ряду з цим можуть виникати ризики продажу надлишків за

низькими цінами. То ж використання запропонованого комплексу дозволяє оптимізувати розподіл генерації між споживанням накопиченням та експортом, підвищити коефіцієнт використання генерації, підвищує інвестиційну привабливість реалізації власної генерації та дозволяє активним споживачам досягати власних екологічних цілей.

Неповне використання потенціалу УЗЕ

Динамічне керування прийняттям рішень розподілу енергетичних потоків УЗЕ дозволяє проявляти високу гнучкість до ринкових, мережових та експлуатаційних сигналів. Працюючи в статичних сценарних умовах УЗЕ часто працюють за простими часовими сигналами та наперед зазначеними оператором режимами для часових зон без реакції на операційні сигнали в рамках розрахункових ринкових періодів. Запропонований підхід дозволяє враховувати потенціал до заряду та розряду УЗЕ в кожен момент часу, проявляти експлуатаційну гнучкість для забезпечення технічної та економічної ефективності всього комплексу активного споживача за рахунок повного використання потенціалу гнучкості УЗЕ. Оптимізація циклів заряду та розряду та контроль потужності та глибини зарядів та розрядів дозволяють продовжити експлуатаційний термін накопичувальних елементів з дотриманням бажаного економічного результату.

Дотримання технічних обмежень

Відсутність оперативного керування може провокувати виникнення ризиків щодо недотримання рівнів технічних обмежень договірної потужності активного споживача, введених графіків обмеження [102] ОСР та навіть фізичного спрацювання захистів обладнання. Моделювання динамічного керування потоками активного споживача показало здатність до зменшення піків навантаження, зниження середнього навантаження на мережу, підвищення ступеню прогнозованості поведінки ГЕН та дотримання мережових обмежень. Це було досягнуто за рахунок того що технічні ліміти введені як обмеження оптимізаційної задачі, що дозволяє уникати аварійних режимів та продовжувати

ресурс обладнання. Також архітектура модулів дозволяє враховувати поточний стан мережевого обладнання та оптимізувати роботу в періоди планових та аварійних ремонтних робіт внутрішніх мереж активного споживача. А централізована координація потоків з чіткою ієрархією пріоритетів, що закладена в модулі комплексу дозволяє забезпечити узгодженість режимів роботи всіх елементів електропостачання для уникнення конфліктів режимів.

Управління невизначеністю

Як описано вище, ризики виникнення небалансів обумовлені наявністю похибок при прогнозуванні ГЕН окремих елементів комплексу активного споживача, зокрема через фактор деградації установок генерації на базі ВДЕ [103]. При пасивному статичному керуванні це призводить до накопичення небалансів впротягом операційної доби, що кличе за собою каскадні відхилення від заявленого ГЕН та призводить до зниження керованості, що постійно зростає до кінця розрахункового періоду. Застосування оперативного керування постійно відслідковує стан небалансу та вносить точкові корекції до режимів роботи обладнання щоб витримати заявлений (бажаний) режим [104].

Організаційні ризики

Діяльність активного споживача на спотових сегментах ринку є жорстко регламентованою та передбачає високий рівень ресурсовитрат на реалізацію діяльності та її адміністрування, вимагає високий рівень ручного контролю що підвищує ймовірність внесення помилок оператором. Поруч з цим, діяльність на лібералізованих ринках відкриває можливості перед активним споживачем реалізовувати функціонал всіх наявних ресурсів. Використання інформаційно-розрахункового комплексу дозволяє автоматизувати роботу з прогнозами, подачею, відпрацюванням та корекцією заявлених ринкових позицій, мінімізує фактор помилок оператора на всіх етапах та дозволяє розширювати керування при масштабуванні установок активних споживачів. Також автоматизація корекції дозволяє активним споживачам приймати участь в програмах гнучкості та виходити на інші сегменти ринків.

Централізована архітектура керування може виступати інструментом для агрегування та ефективного керування активними споживачами.

4.4 Функціональні можливості та прикладна цінність інформаційно-розрахункового комплексу

Запропонований інформаційно-розрахунковий комплекс (ІРК), розроблений на ринково-орієнтованій моделі дозволяє виконувати задекларовану в дисертаційній роботі цільову функцію керування гібридною системою активного споживача. Структурна схема ІРК представлена на рисунку 4.3.

Розроблений підхід має можливість вибору пріоритетного критерію керування, залежно від виставлених пріоритетів функціонування та режимних характеристик ГЕН активного споживача. Так, у разі вибору пріоритету економічного показника ІРК пропонує такі режими розподілу потоків що будуть спрямовані на мінімізацію витрат за імпортовану або ж максимізації доходу за експортовану електричну енергію. Однак при виставленні пріоритету на технічних показниках, алгоритм ІРК буде обирати варіанти розподілу з необхідними режимними характеристиками. Обидва пріоритети супроводжуються дотриманням поточних мережевих обмежень.

Таким чином ІРК виступає інструментом інтелектуального керування установками активних споживачів [105], що дозволяє їм досягати необхідних параметрів ГЕН при роботі в умовах ринку електричної енергії. Адже ціллю алгоритму є вибір встановлення цінових обмежень для запуску попередньо прописаної логіки виконання сценаріїв, що робить його адаптивним до змін ринкових умов та мережевих обмежень. Реалізація запропонованого підходу робить активного споживача проактивним керованим елементом системи розподілу, здатного підвищити стабільність роботи мережі, в тому числі за рахунок ризико-орієнтованого блоку керування в рамках операційної доби.

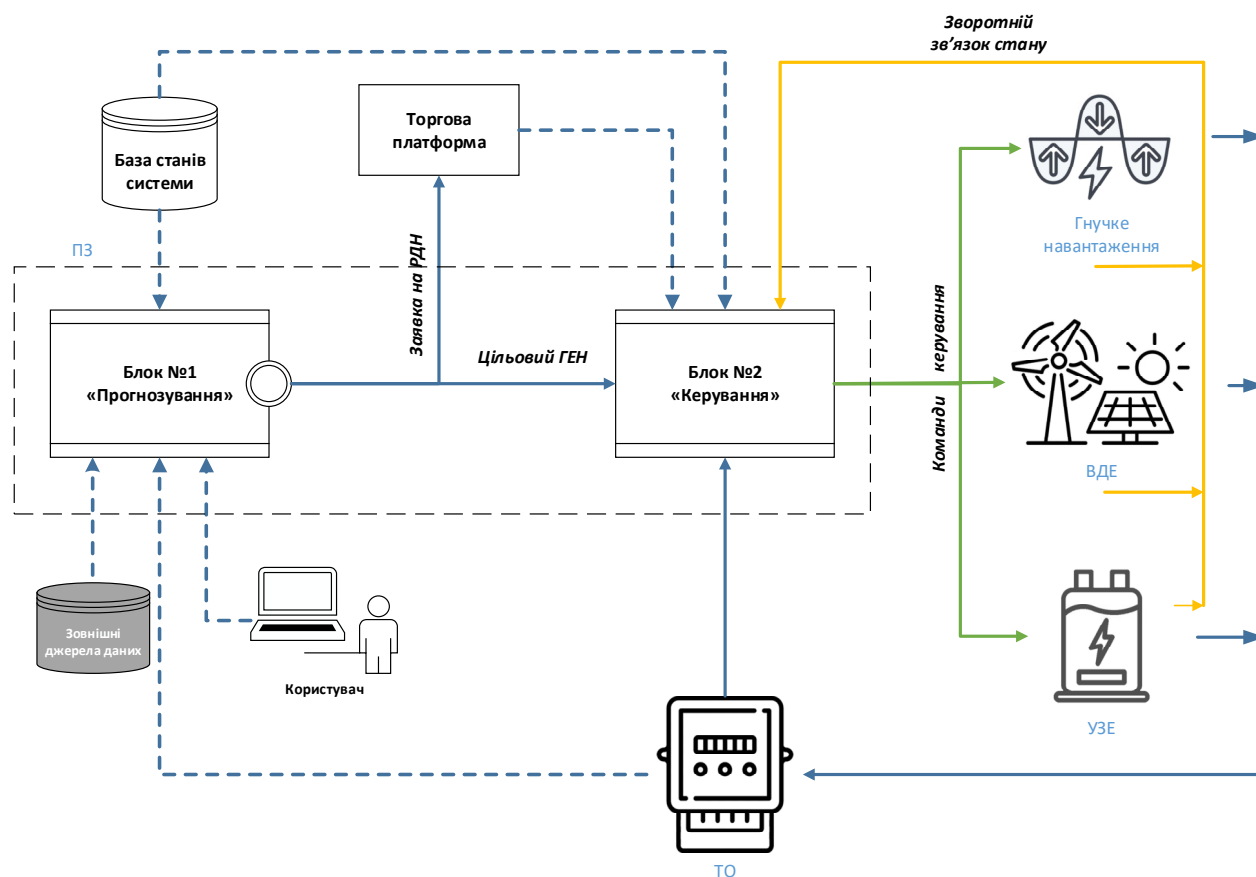


Рисунок 4.3 – Структурна схема організації ІРК

Для ОСР застосування запропонованого ІРК на стороні активного споживача створює додатковий ресурс керованої гнучкості розподільчої мережі. Алгоритмічне керування потоками електричної енергії дозволяє обмежувати пікові навантаження, зменшувати зворотні перетоки від розподіленої генерації та забезпечувати більш прогнозовану поведінку електроустановок споживача. У результаті активний споживач трансформується з пасивного елементу навантаження у керований елемент мережі, що може використовуватись ОСР для підтримання допустимих режимів роботи електричних мереж [53, 106] та зниження витрат на їх розвиток [107].

Варто зазначити, що поточні нормативні документи не регламентують значення якісних режимних показників ГЕН. Основний стимул керування графіками активних споживачів, як і класичних споживачів [87], відбувається за рахунок обмежень потужності диференційованих у часі, доступом до участі в програмах гнучкого попиту, надання допоміжних послуг енергосистемі.

Натомість розроблений ІКР дозволяє створити динамічне ціноутворення на тарифи розподілу [108] для активних споживачів, що будуть виражатись премією від ОСР за умови виконання цільових режимних характеристик.

Висновки до розділу 4

1. Розроблена архітектура ІРК опирається на практичну діяльність енергетичного відділу промислових підприємств у розрізі планування та забезпечення діяльності на РДН. Блок «планування» дозволяє створити заявку на РДН з урахуванням прогнозних, статистичних даних з можливістю коригування заявки оператором. Блок «керування в операційній добі» дозволяє автоматичному режимі відпрацьовувати задекларовані ринкові позиції, зменшуючи навантаження на диспетчеризацію системи разом з підвищенням інтелектуалізації її поведінки.

2. Використання ІРК дозволяє застосувати розроблений ринково-орієнтований алгоритм в ризико-орієнтованій моделі керування, що дає можливість: зменшити небаланси, мінімізувати ризики появи «каскадних» небалансів, підвищити використання власної генерації та повноцінне використання потенціалу УЗЕ, дотримуватись технічних та диспетчерських обмежень в автоматичному режимі, мінімізувати людський фактор при адмініструванні та організації діяльності активного споживача на ринку електричної енергії.

3. Запропонована архітектура ІРК забезпечує простоту інтеграції даного інструменту в процес керування установками активного споживача, в той же час автономна взаємодія з зовнішніми, внутрішніми базами даних та автоматична обробка сигналів і генерація команд в операційній добі дозволить отримувати необхідні цільові показники експлуатації гібридних комплексів.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне наукове завдання, що полягає у пошуку методів керування режимами активних споживачів які забезпечують ефективне використання установок в умовах ринку електричної енергії та дозволяють спонукати його до більш прогнозованої взаємодії з суб'єктами ринку. Отримані результати підтверджують придатність ринково-орієнтованого алгоритму до ризико-орієнтованого керування режимами активних споживачів, що дозволяє зменшити операційне навантаження на диспетчеризацію системи в реальних експлуатаційних режимах. Відповідно до задекларованої мети роботи було отримано такі наукові та практичні результати:

1. Проведено порівняння українських моделей активних споживачів з моделями, що діють на ринку електроенергії ЄС. Аналіз виявив схожість підходів до формування моделей та обмеження, що не застосовуються в українському законодавстві, оскільки поточний розвиток активних споживачів не продукує достатнього рівня ризику для стану української ОЕС.

2. Досліджено підходи та механізми балансування потужністю споживачів, що мають у своєму електрозабезпеченні генеруючі установки, УЗЕ та здійснено прогнозування вихідних параметрів до реалізації методів керування потоками установок активного споживача.

3. Розроблено типові схеми приєднання установок генерації та зберігання електроенергії у мережах активного споживача з урахуванням цілей їх використання та вимог до системи обліку електроенергії.

4. Сформовано алгоритмічну реалізацію розрахунків потоків електричної енергії в мережах активного споживача з логічною ринково-орієнтованою прив'язкою для моделей самовиробництва та власного споживання, що дозволило динамічно реагувати на ринкові сигнали для досягнення кращих економічних показників діяльності активного споживача на ринку електричної енергії.

5. Проведено алгоритмічне моделювання з порівняним аналізом динамічного та стаціонарного розподіл енергетичних потоків активних споживачів, де встановлено економічну ефективності керування при самовиробництві до 11,8% та до 6,48% в моделі власного споживання.

6. Практична значимість результатів висвітлена у вигляді розробки інформаційно-розрахункового комплексу що автоматизує диспетчеризацію гібридних систем електропостачання активних споживачів використовуючи комплексну ризико-орієнтовану модель прийняття рішень, тим самим зменшує вплив людського фактору на їх експлуатацію.

7. Результати дисертаційних досліджень ввійшли складовою науково-технічної роботи на тему «Формування інструментарію для управління попитом та енергозабезпеченням з використанням гібридних систем малої потужності» (державний реєстраційний номер 0122U001827) та впроваджено у навчальному процесі кафедри електропостачання навчально-наукового інституту «Інститут енергозбереження та енергоменеджменту» Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Renewables 2025. Executive summary. [iea.org](https://www.iea.org/reports/renewables-2025/executive-summary). URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2025/executive-summary> (date of access: 12.11.2025).
2. Вітроенергетика : Монографія / ред. С. О. Кудря. Київ : Ін-т відновлюв. енергетики НАНУ, 2023. 135 с.
3. Довгалюк О., Стріляний І. Розвиток відновлюваної енергетики в Україні. III Всеукраїнська науково-практична інтернет-конференція здобувачів вищої освіти і молодих учених «Проблеми сучасної електроенергетики, електротехніки та електромеханіки у післявоєнному періоді» : матеріали конф., м. Харків, 19–21 жовт. 2022 р. Харків, 2022. С. 4–7.
4. Гелетуха Г., Желєзна Т., Дроздова О. Аналіз механізмів стимулювання розвитку «зеленої» електроенергетики в європейському союзі. Промышленная теплотехника. 2011. Т. 34, № 5. С. 35–41. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/60373> (дата звернення: 17.10.2024).
5. Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого" тарифу : Закон України від 25.09.2008 № 601-VI : станом на 1 лип. 2019 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/601-17#Text> (дата звернення: 07.02.2026).
6. Зінь М. М. Стан і стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в Україні. Збірник тез доповідей Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ : матеріали конф., м. Тернопіль, 21–22 груд. 2010 р. Тернопіль, 2010. С. 110.
7. Манаєнко І. М. Складові інвестиційного забезпечення інноваційного розвитку підприємств електроенергетики. Економічний вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». 2015. № 12. URL: <https://doi.org/10.20535/2307-5651.12.2015.45859> (дата звернення: 07.02.2026).

8. Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» : Закон України від 03.12.2013 № 411-VII.
9. Будько В. І. Сучасні технологічні процеси, обладнання та устаткування фотоелектричного перетворення сонячної енергії. Київ : ЮНІДО, 2015.
10. Омаров Ш. А. Концепція сталого розвитку в законодавстві України та країн світу і практика її впровадження. Бізнес інформ. 2014. № 12. С. 85–95. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/binf_2014_12_11.
11. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії : Закон України від 04.06.2015 № 514-VIII : станом на 1 лип. 2019 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/514-19#Text> (дата звернення: 07.02.2026).
12. ГО «ДІКСІ ГРУП». ДОСТУП ДО ПУБЛІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ У СФЕРІ ЕНЕРГЕТИКИ під час воєнного стану. Київ, 2023. 46 с. URL: <https://dixigroup.org/analytic/doslidzhennya-dostup-do-publichnoyi-informacziyi-u-sferi-energetyky-pid-chas-voyennogo-stanu/> (дата звернення: 16.10.2025).
13. Михайленко О., Ткачук Т. LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні / ред. А. Свідерська. 2018. 15 с. URL: https://ua-energy.org/ckeditor_assets/attachments/247/lcoe_res_ukraine_2018_print.pdf (дата звернення: 02.03.2023).
14. Залужний А. Л. Прос'юмер як активний споживач в умовах інформаційно-мережевої економіки. The I International Science Conference on Multidisciplinary Research : матеріали міжнар. конф., м. Берлін, 19–21 січ. 2021 р. Берлін, 2021. С. 249–249.
15. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України : Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX : станом на 30 черв. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#Text> (дата звернення: 27.11.2025).
16. Оператор ринку. oree.com.ua. URL: <https://www.oree.com.ua/> (дата звернення: 16.07.2025).

17. Денисюк С. П., Базюк Т. М., Федосенко М. М., Ярмолук О. С. Системи електропостачання з активним споживачем: моделі та режими [Електронний ресурс] : монографія / КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : Аверс, 2017. 182 с.
18. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Pustovyi A., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Features of Electricity Distribution Using Energy Storage in Solar Photovoltaic Structure // *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2020. Vol. 57, no. 5. P. 18–29. DOI: 10.2478/lpts-2020-0024.
19. Коровушкін В. О., Босак А. В. Підвищення надійності електропостачання від нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії. *Відновлювана енергетика*. 2025. № 2. С. 86–96. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).88-96](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).88-96).
20. Пустовий А. Особливості інтеграції фотоелектричних станцій на житловій будівлі. Збірник тез конференції «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника». 2024. С. 34–35. URL: <https://docs.google.com/document/d/1eyOR3jKFg5f1CCyC8I0A39hRW%20Bba8aWV/edit?tab=t.0>.
21. Пустовий А., Веремійчук Ю. Стан та тенденції розвитку систем автономного електрозабезпечення промислових підприємств. Збірник тез конференції. X Міжнародна науково-технічний онлайн-конференція «Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування». 2023. С. 34. URL: https://drive.google.com/file/d/13MjXjzt20C_k-PYMXacJlmfoD2vLOEQf/view.
22. Робота резервної фотоелектричної станції під час відключень споживачів від електромережі / О. Ю. Гаєвський та ін. *Відновлювана енергетика*. 2025. Т. 4, № 83. С. 146–164. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.4\(83\).146-164](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.4(83).146-164).
23. Будько В., Остапчук О. В. Перспективи використання джерел розподіленої генерації в енергосистемі України. *Енергозбереження та енергоефективність - 2018 : матеріали конф., м. Дніпро, 15–16 листоп. 2018 р. м. Дніпро, 2018. С. 36–38.*

24. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання оптимальних режимів роботи електричних станцій в умовах балансуєчого ринку. Технічна електродинаміка. 2010. № 3. С. 44–47.
25. Пустовий А., Веремійчук Ю. Стан та тенденції розвитку ринків електричної енергії при збільшенні частки ліцензіатів генерації ВДЕ. Збірник тез конференції. Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні : матеріали конф., м. Одеса, 6–7 груд. 2023 р. Одеса, 2023. С. 283–284. URL: <https://repository.hneu.edu.ua/handle/123456789/32138>.
26. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text> (дата звернення: 07.02.2026).
27. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 07.02.2026).
28. Будько В. І., Коротченко Д. Є., Белік М., Рубаненко О. О., Будько М. О. Можливості підвищення ефективності роботи мікромереж з системами на основі відновлюваних джерел енергії // Відновлювана енергетика. 2025. № 2 (81). С. 18–27. DOI: 10.36296/1819-8058.2025.2(81).18-27.
29. Денисюк С., Дерев'янку Д., Белоха Г. Підвищення якості електропостачання у Energy Smart Community з джерелами розосередженої генерації. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 5. С. 64–70. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-64-70>
30. Ukrainian Green Deal – концепція “зеленого” енергетичного переходу України до 2050 року. Сучасна енергія. URL: <https://se.net.ua/ukrainian-green-deal-kontseptsiya-zelenogo-energetychnogo-perehodu-ukrayiny-do-2050-roku/> (дата звернення: 01.10.2023).
31. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р : станом на 21 квіт. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (дата звернення: 07.02.2026).

32. Якимчук Н. Я., Савенкова В. Г., Житник Ю. В. Правові засади державного стимулювання залучення позабюджетних публічних коштів, «зелених» інвестицій і самозабезпечення для здійснення «зеленого» переходу енергетичного сектору економіки. Науковий вісник УжНУ. 2024. Т. 3, № 85. С. 205–213. URL: <https://doi.org/10.24144/2307-3322.2024.85.3.32> (дата звернення: 08.03.2026).
33. Лежнюк П., Козачук О., Галузінський О. Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі. Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки. 2023. Т. 321, № 3. С. 214–221. URL: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221> (дата звернення: 06.03.2024).
34. Про затвердження Правил приєднання електроустановок до електричних мереж : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сфері енергетики від 17.01.2013 № 32 : станом на 19 квіт. 2018 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0236-13#Text> (дата звернення: 08.03.2026).
35. Про затвердження Кодексу систем розподілу : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 № 310 : станом на 2 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (дата звернення: 08.03.2026).
36. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 № 309 : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 08.03.2026).
37. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 № 311 : станом на 9 жовт. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (дата звернення: 07.02.2026).

38. Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комунал. послуг від 14.03.2018 № 312 : станом на 1 груд. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text> (дата звернення: 07.02.2026).
39. Лежнюк П., Кравчук С., Котилко І. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання. Світлотехніка та електроенергетика. 2019. Т. 3, № 56. С. 99–106. URL: <https://doi.org/10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106>.
40. Шворак О. Впровадження концепції «активного споживача» в законодавство ЄС та України. Науковий вісник Ужгородського національного університету. Серія: Право. 2025. Т. 5, № 91. С. 241–247. URL: <https://doi.org/10.24144/2307-3322.2025.91.5.34> (дата звернення: 07.01.2026).
41. Quartierstrom - P2P prosumer energy village - Housing Evolutions Hub. URL: <https://www.housingevolutions.eu/project/quartierstrom-p2p-prosumer-energy-village/> (дата звернення: 03.10.2025).
42. Степаненко В. А. Управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж : Дисертація. Київ, 2024. 181 с.
43. Mohd Zahid M. Z. B., Aki H. Analyses on the Impact of Consumers' Participation by Demand Response for Flexibility Procurement. Sustainable Energy, Grids and Networks. 2023. P. 101237. URL: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101237> (date of access: 07.02.2026).
44. Freier J., von Loessl V. Dynamic electricity tariffs: designing reasonable pricing schemes for private households. Energy economics. 2022. P. 106146. URL: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106146> (date of access: 07.02.2026).
45. Пустовий А., Веремійчук Ю. Аналіз механізмів стимулювання розвитку малої розподіленої генерації на боці побутового споживача в ринкових умовах. Енергетика і автоматика. 2025. Т. 77, № 1. С. 78–89. URL: [https://doi.org/10.31548/energiya1\(77\).2025.078](https://doi.org/10.31548/energiya1(77).2025.078).

46. Пустовий А. М. Особливості інтеграції фотоелектричних станцій на житловій будівлі // Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника : зб. тез конф., 9–10 квіт. 2024 р. С. 34–35. URL: <https://docs.google.com/document/d/1eyOR3jKFg5f1CCyC8I0A39hRWBba8aWV/edit?tab=t.0>
47. Пустовий А., Веремічук Ю. Особливості функціонування сонячної генерації малої потужності у ОЕС України в умовах зеленої трансформації. Енергетика і автоматика. 2024. Т. 71, № 1. С. 102–113. URL: [https://doi.org/10.31548/energiya1\(71\).2024.102](https://doi.org/10.31548/energiya1(71).2024.102).
48. Бобров О. В., Ярошенко Я. В. Аналіз графіків електричних навантажень оес україни. Електротехнічні та інформаційні системи. 2024. № 106. С. 27–34. URL: <https://doi.org/10.32782/eis/2024-106-5> (дата звернення: 08.03.2026).
49. Веремійчук Ю. А., Замулко А. І. Дослідження графіків електричних навантажень груп споживачів електричної енергії. Вісник ВПІ. 2014. Т. 2. С. 82–85.
50. Волошко А., Калінчик В. До визначення усередненої електричної потужності. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 1. С. 14–18.
51. Інститут демографії та проблем якості життя НАН України, Український центр соціальних реформ. Соціально-економічний стан домогосподарств україни. 2024. 43 с. URL: [https://www.unicef.org/ukraine/media/46041/file/Соціально-економікий%20стан%2025.07.24%20\(1\).pdf.pdf](https://www.unicef.org/ukraine/media/46041/file/Соціально-економікий%20стан%2025.07.24%20(1).pdf.pdf) (дата звернення: 07.05.2025).
52. Денисюк С., Рибій М. Формування складових оптимізаційних процедур в системах енергопостачання з гнучкою генерацією та активними споживачами енергії. Вчені записки. 2020. Т. 31, № 2. С. 237–242. URL: <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2020.2-1/37>.
53. Лежнюк П., Малогулко Ю., Прокопенко І. Оцінювання впливу генерування ВДЕ на показники надійності роботи мереж операторів систем розподілу. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2021. № 3. С. 54–60. URL: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-156-3-54-60>

54. Калінчик В., Копчиков О. Імовірнісне прогнозування промислового навантаження: LIGHTGBM та TFT з урахуванням ринкових обмежень. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. № 3. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339761>.
55. Lezhniuk P., Buslavets O., Rubanenko O. Balancing electricity generation and consumption in a system with renewable energy sources. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek). Kharkiv, Ukraine, 2021. P. 63–68. URL: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570087>.
56. Бориченко О., Калінчик В., Побігало В., Філянін Д., Яценко Д. Інтервальне прогнозування процесу електроспоживання // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. Т. 80, № 4. С. 113–116. DOI: 10.20535/1813-5420.4.2025.343899..
57. Калінчик, В., Побігало, В., Калінчик, В., Мейта, О., & Чуняк, Ю. (2022). Управління режимами електроспоживання виробничих споживачів. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика, (1 (7), 38–41. <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2022.1.08>.
58. В.П. Калінчик, В.В. Калінчик, Д.О. Мельник, К.А. Василенко. Застосування статистичних методів прогнозування для планування електроспоживання/ Збірник наукових праць. Матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції „Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки в країнах Європи та Азії” – Переяслав. – 2020.- С.168-169.
59. Циганенко В. І. Прогнозування та аналіз електроспоживання на підприємстві електротехнічного виробництва : кваліфікаційна магістерська робота : спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Кропивницький, 2025. 95 с.
60. Осадча Є. О. Методи прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями : Магістерська робота. Запоріжжя, 2022. 59 с. URL: <https://dspace.znu.edu.ua/jspui/bitstream/12345/9532/1/Осадча.pdf> (дата звернення: 06.11.2025).

61. Матушкін Д. С. Огляд сучасних методів прогнозування сонячної енергії. Матеріали Аспірантських читань пам'яті професора Артура ПРАХОВНИКА : матеріали конф., м. Київ, 10 берез. 2021 р. Київ, 2021. С. 33–38. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54577> (дата звернення: 04.12.2025).
62. Matushkin D., Bosak A., Kulakovskiy L. Analysis of factors for forecasting electric power generation by solar power plants. *Energy: economy, technology, ecology*. 2020. No. 4. P. 64–69. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2020.233597>
63. Кирик В. В. Аналіз неоднорідності електричних мереж з відновлюваними джерелами електричної енергії. *Відновлювана енергетика*. 2025. № 2(81). С. 28–33. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2\(81\).28-33](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.2(81).28-33) (дата звернення: 08.03.2026).
64. Кисленко О., Будько В. Аналіз динаміки зміни та вплив температури навколишнього середовища на виробіток фотоелектричних елементів. *Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики*. 2015. № 4. С. 365–368.
65. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Дідіченко Є. С. Аналіз метеопараметрів для погодинного прогнозування виробітку електроенергії фотовольтаїчними електростанціями на добу наперед. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. – 2017. - № 1 (6). – С. 27-31.
66. Матушкін Д. С., Босак А. В. Розробка графічного інтерфейсу для короткострокового прогнозування сонячної генерації на основі глибокого навчання. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 3(74). С. 32–41. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).32-41](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).32-41).
67. Денисюк С., Лисий В. Аналіз процесів енергообміну при балансуванні режимів систем енергозабезпечення з розосередженою генерацією. *Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія»*. 2023. Т. 73, № 3. С. 7–22. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2023.289648>.
68. Féron O., Tankov P., Tinsi L. Price formation and optimal trading in intraday electricity markets. *Mathematics and Financial Economics*. 2021. URL: <https://doi.org/10.1007/s11579-021-00307-z> (date of access: 08.03.2026).

69. Федорчук С. О. Забезпечення заявлених графіків генерації відновлюваних джерел енергії на основі концепції віртуальних електричних станцій : автореф. дис. ... канд. техн. наук. Харків, 2019. 22 с.
70. Управління електричним навантаженням виробничих об'єктів за допомогою споживачів-регуляторів / В. Калінчик та ін. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології». 2025. Т. 79, № 1. С. 61–65. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2025.324212>.
71. Matushkin D., Bosak A. Concept of an ensemble forecasting system for optimization problems of control of solar microgrid. Energy: economy, technology, ecology. 2023. Vol. 73, no. 3. P. 23–28. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2023.289651>.
72. Широкопетлева М., Пономаренко О., Дудар З. Порівняння методів прогнозування часових рядів. Біоніка інтелекту. 2018. Т. 2, № 91. С. 41–47. URL: [https://doi.org/10.30837/bi.2018.2\(91\).06](https://doi.org/10.30837/bi.2018.2(91).06) (дата звернення: 13.06.2024).
73. Machine learning and deep learning prediction models for time-series: a comparative analytical study for the use case of the UK short-term electricity price prediction / В. К. Mishra et al. Discover Internet of Things. 2024. Vol. 4, no. 1. URL: <https://doi.org/10.1007/s43926-024-00075-4> (date of access: 08.03.2026).
74. Research on Power Price Forecasting Based on PSO-XGBoost / К. Wu et al. Electronics. 2022. Vol. 11, no. 22. P. 3763. URL: <https://doi.org/10.3390/electronics11223763> (date of access: 08.03.2026).
75. Міцура А. А. Проєктування системи електропостачання приватного будинку з відновлюваними джерелами енергії і пристроєм індикації для моніторингу : Bachelor's thesis. Суми, 2025. 68 с.
76. Олефір Д., Бабіч В., Блінов І. Актуальні проблеми забезпечення оес України ресурсами регулювання частоти та потужності. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 3. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196> (дата звернення: 19.01.2024).
77. Гавриленко Я., Дерій В. Енергетичні комплекси на основі сонячних електростанцій та акумуляторних систем зберігання енергії. Системні

- дослідження в енергетиці. 2025. Т. 2025, № 3. С. 17–30. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.03.017> (дата звернення: 07.10.2025).
78. Інтелектуальні системи електропостачання на основі залучення активних споживачів / Д. О. Данильченко та ін. Харків : НТУ «ХПІ», 2024. 310 с. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/86114>.
79. Пустовий А. М., Веремійчук Ю. А. Керування енергетичними потоками активного споживача в умовах ринку електричної енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. Т. 82, № 4. С. 121–125. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2025.346096>.
80. Особливості конфігурації систем керування інверторів фотоелектричних установок / С. Бойко та ін. Техніка, енергетика, транспорт АПК. 2024. Т. 124, № 1. С. 115–121. URL: <https://doi.org/10.37128/2520-6168-2024-1-13> (дата звернення: 13.01.2025).
81. Zhong S. Electricity load modeling in frequency domain : PhD dissertation. Blacksburg, VA, 2016. 144 p.
82. Jeong D., Park C., Ko Y. M. Short-term electric load forecasting for buildings using logistic mixture vector autoregressive model with curve registration. Applied Energy. 2021. Vol. 282. P. 116249. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116249>.
83. А. В. Босак, О. В. Чермалих, А. В. Босак, В. Г. Дубовик, Моделювання процесу керованої зарядки електромобілів в умовах обмеженого електропостачання. Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. 2021. Т. 3(128). С. 91–98. URL: <https://doi.org/10.30929/1995-0519.2021.3.91-98>.
84. Bruce A. R. W., Gibbins J., Harrison G. P., Chalmers H. Operational Flexibility of Future Generation Portfolios Using High Spatial- and Temporal-Resolution Wind Data // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2016. Vol. 7, no. 2. P. 697–707. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2497704.

85. Odunlami B. Survey of conventional optimization methods for economic dispatch and unit commitment. Student member, IEEE Authorea. 2025. URL: <https://doi.org/10.22541/au.173819059.99586176/v1>.
86. Суходоля О. М. Новітні енергетичні технології та їх вплив на функціонування систем енергопостачання : аналіт. доп. Київ : НІСД, 2022. 36 с. URL: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.17>.
87. Болквадзе Н. І. Теоретичні концепти становлення біржових ринків електроенергії у процесі лібералізації енергетичного сектора країн світу. Проблеми економіки. 2019. № 4 (42). С. 6–13.
88. Денисюк С. П., Белоха Г. С., Богойко І. І. Оптимізація енергоспоживання за допомогою технологій управління навантаженням. Зб. наук. пр. НУК. – Миколаїв : Гельветика, 2025. – № 2 (500). С. 179–186.
89. Мірошник В. О. Підвищення ефективності функціонування виробників енергії з відновлюваних джерел у сучасних умовах ринку електричної енергії України. Visnik Nacional noi akademii nauk Ukraini. 2024. № 12. С. 81–87. URL: <https://doi.org/10.15407/visn2024.12.081> (дата звернення: 08.03.2026).
90. Volatile energy market aware model predictive controller for customer battery storage with daily cycling load / A. Kumar et al. ResearchGate. 2023. URL: https://www.researchgate.net/publication/360773949_Volatile_Energy_Market_Aware_Model_Predictive_Controller_for_Customer_Battery_Storage_with_Daily_Cycling_Load.
91. Optimal price signal generation for demand-side energy management / S. S. Tohidi et al. Smart Energy. 2025. Vol. 17. P. 100–173. URL: <https://doi.org/10.1016/j.segy.2025.100173> (date of access: 08.03.2026).
92. A dynamic bidding strategy of hybrid energy storage system participating in day-ahead frequency regulation market / R. Tang et al. Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 56. P. 106161. URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106161> (date of access: 08.03.2026).

93. Market mechanisms and trading in microgrid local electricity markets: a comprehensive review / Y. Zahraoui et al. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 5. P. 2145. URL: <https://doi.org/10.3390/en16052145> (date of access: 08.03.2026).
94. Щур І. З., Климко В. І. Техніко-економічне обґрунтування параметрів гібридної вітро-сонячної системи для електропостачання окремого об'єкта. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2014. Т. 2. С. 92–100. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/emezs_2014_2_14.
95. Пісоцький А. В. Обґрунтування вибору параметрів гібридної сонячно-вітрової системи для підвищення ступеню самоспоживання об'єкта. дис. . д-ра філософії : 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка Київ, 2024. 195 с.
96. Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Притискач І.В., Ярмолюк О.С. Моделі та методи управління процесами енергозабезпечення енергетичних спільнот. К. : 7БЦ, 2025. – 201 с. ISBN 978-617-549-516-2. DOI: <https://doi.org/10.20535/978-617-549-516-2>
97. О. А. Ковальчук, П. Д. Лежнюк, В. О. Комар та С. В. Кравчук, “Прогнозування графіка генерування фотоелектричних станцій на наступну добу,” матеріали XX Міжнародної науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, Київ, трав. 2019, с. 320–324.
98. Кузнєцов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії : монографія. Київ : ІВЕ, 2022. 152 с.
99. Лежнюк П., Комар В., Собчук Д. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. С. 45–47. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdtusg_2013_141_4.
100. Шумар Б. І. Моделювання генерації сонячної енергії з використанням системи зберігання для мінімізації штрафів : Бакалаврська робота. Київ, 2025. 105 с. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/9d32d26b-8442-4681-b98e-b16daa74e487/content> (дата звернення: 01.12.2025).

101. Проблеми прогнозування погодинного графіка генерування фотоелектричними станціями / П. Лежнюк та ін. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : матеріали конф., м. Київ, 20–21 трав. 2021 р. Київ, 2021. С. 435.
102. Копчиков О., Калінчик В. Оптимізаційне моделювання впливу обмежень електроенергії для непобутового споживача в умовах ринку електроенергії. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія». 2025. Т. 80, № 2. С. 162–168. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2025.327493>
103. Лежнюк П., Комар В., Рубаненко О. Оцінювання деградації фотоелектричних станцій в задачі прогнозування генерування електроенергії : монографія. Вінниця : ВДТУ, 2021. 216 с.
104. Comprehensive optimization of electricity supply in energy communities under emergency shutdown conditions / Y. Veremiichuk et al. 2025 IEEE 66th international scientific conference on power and electrical engineering of riga technical university (RTUCON). Riga, Latvia, 2025. P. 1–6. URL: <https://doi.org/10.1109/rtucon67996.2025.11414830>.
105. Пустовий А., Веремійчук Ю. Управління гібридними системами електропостачання на основі залучення активних споживачів. XXVI Міжнародна науково-практична онлайн-конференція "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті". 2025. URL: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.21-23.05.2025>.
106. Лежнюк П., Рубаненко О., Гунько І. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0, 4 кВ. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2015. Т. 3. С. 7–13. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2015.60110>.
107. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Малогулко Ю. В. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: механіко-технологічні системи та комплекси. 2014. Т. 60. С. 68–77. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/vcpimtck_2014_60_13.

108. Кириленко О., Жуйков В., Денисюк С. Використання динамічної тарифікації для оптимізації техніко-економічних показників microgrid на локальних ринках електроенергії. Технічна електродинаміка. 2022. № 3. С. 37–48. URL: <https://doi.org/10.15407/techned2022.03.037>.

ДОДАТКИ

Додаток А

Блок-схема алгоритму для активного споживача за моделлю самовиробництва з УЗЕ

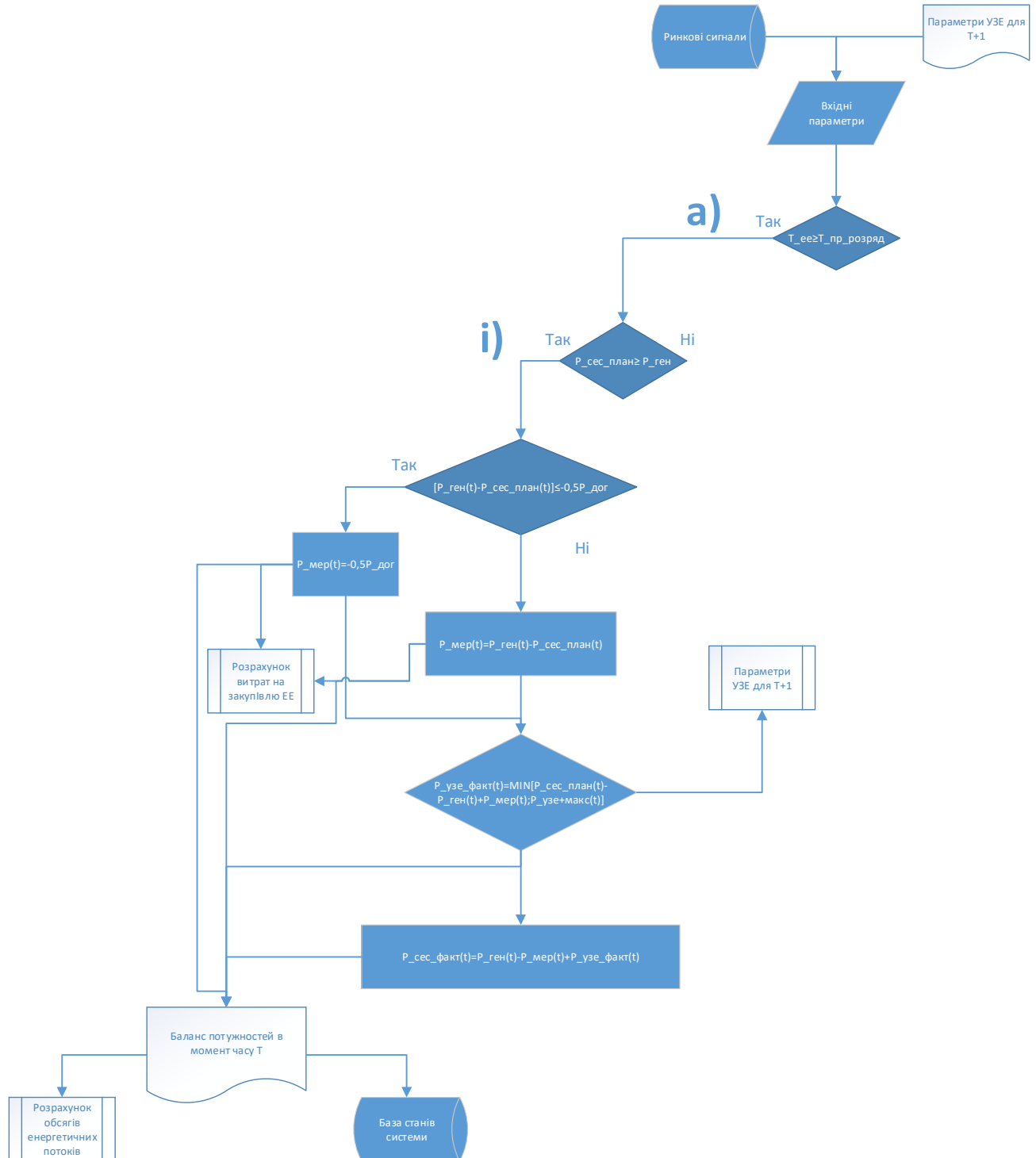
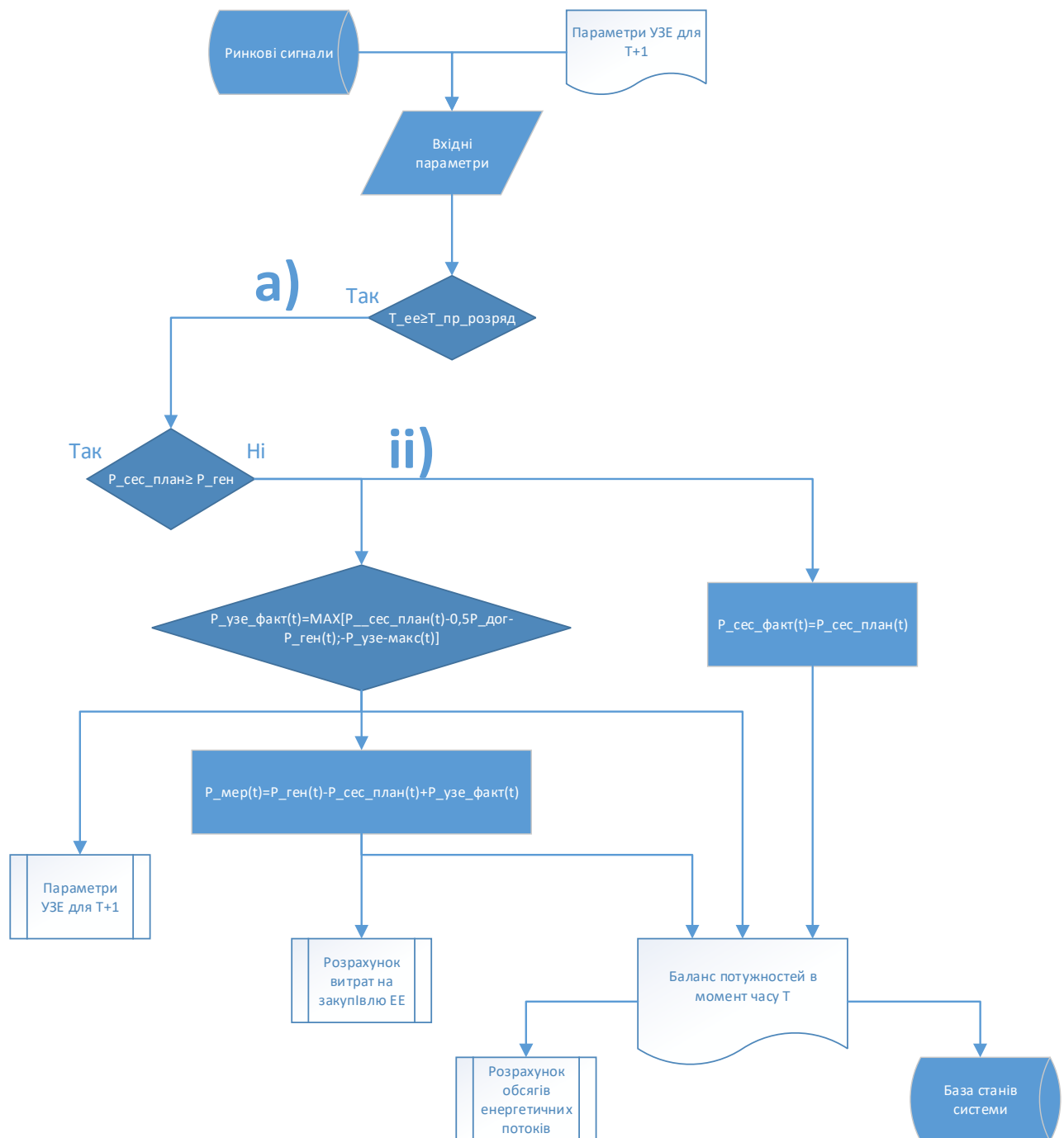
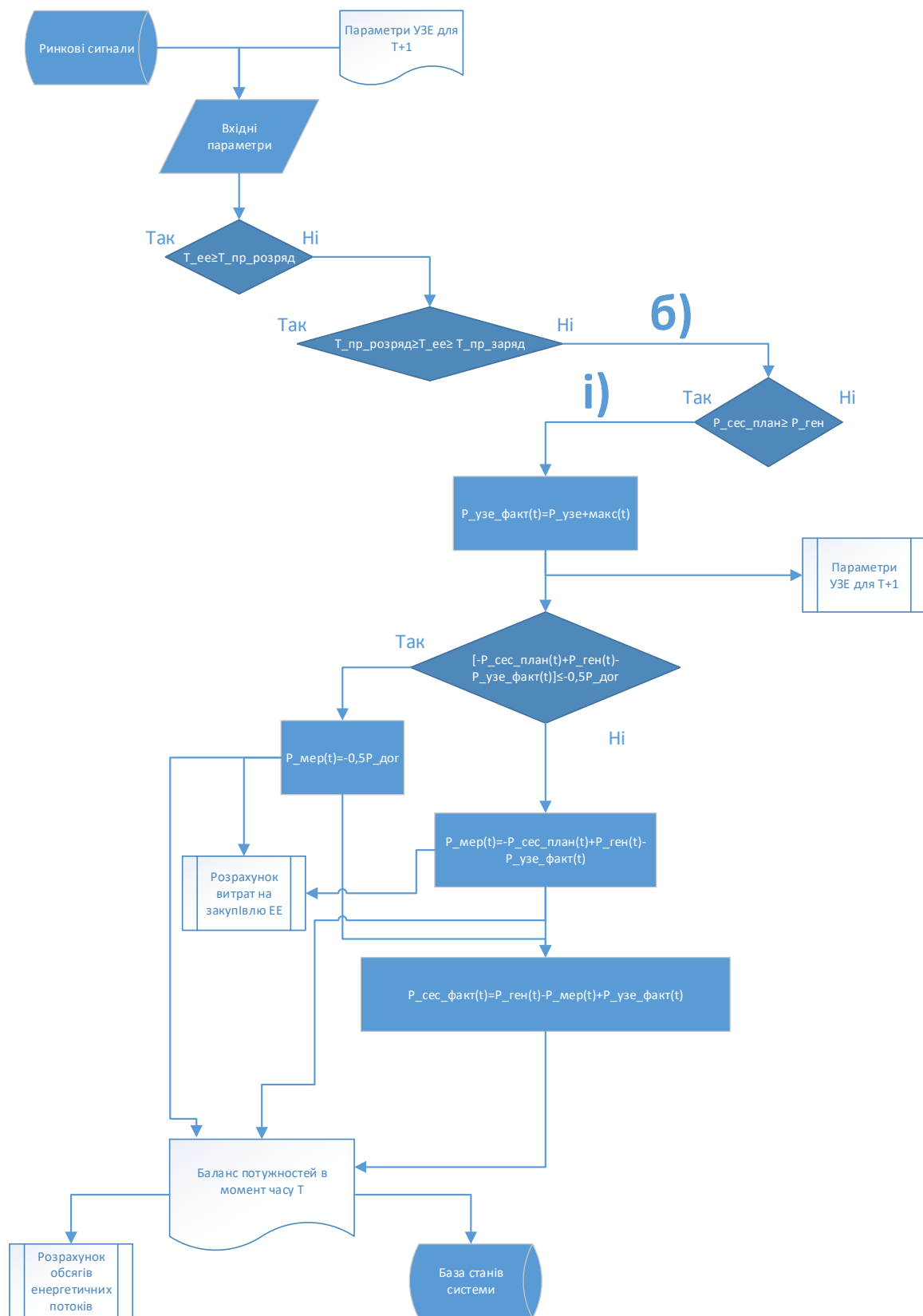
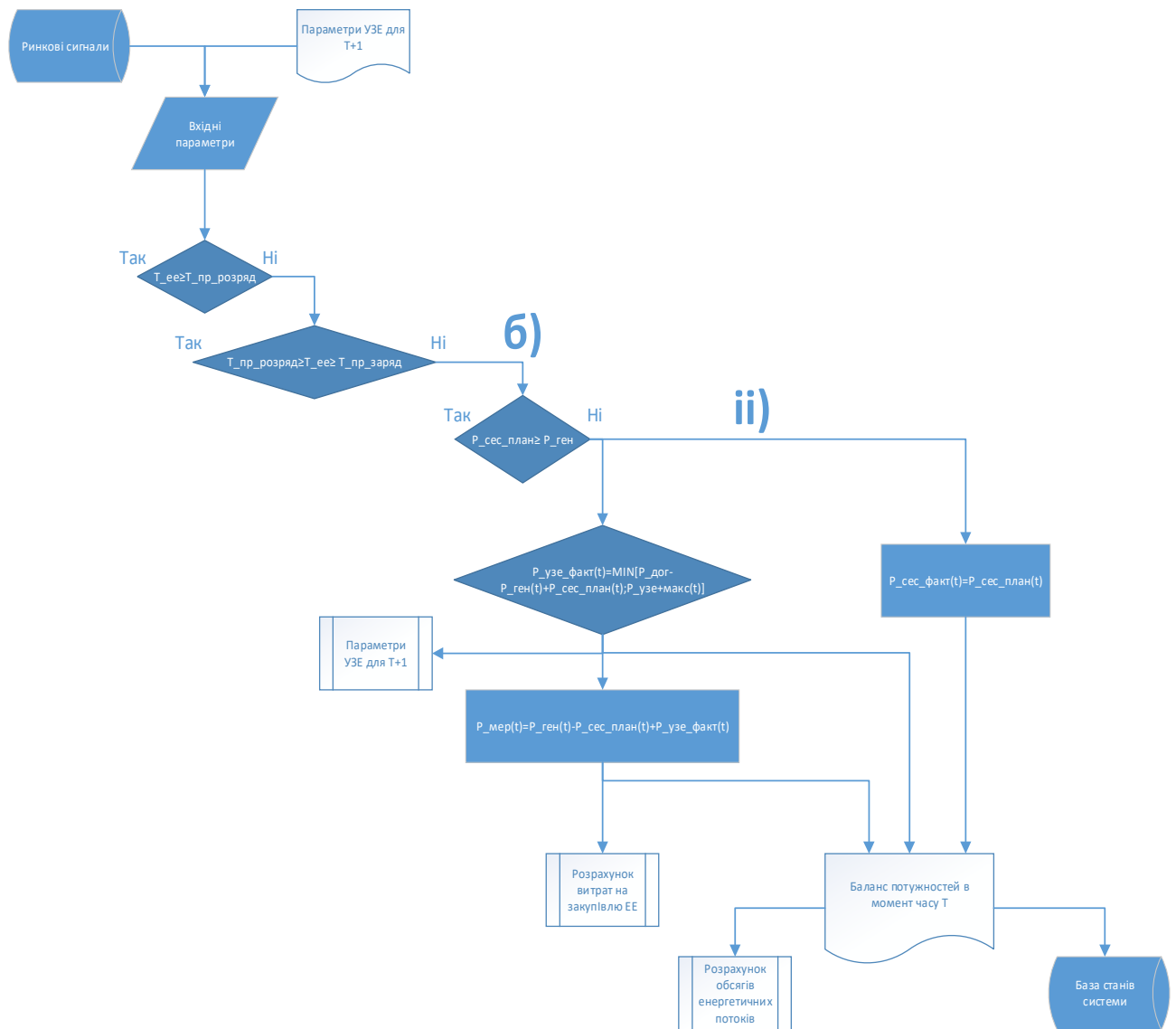
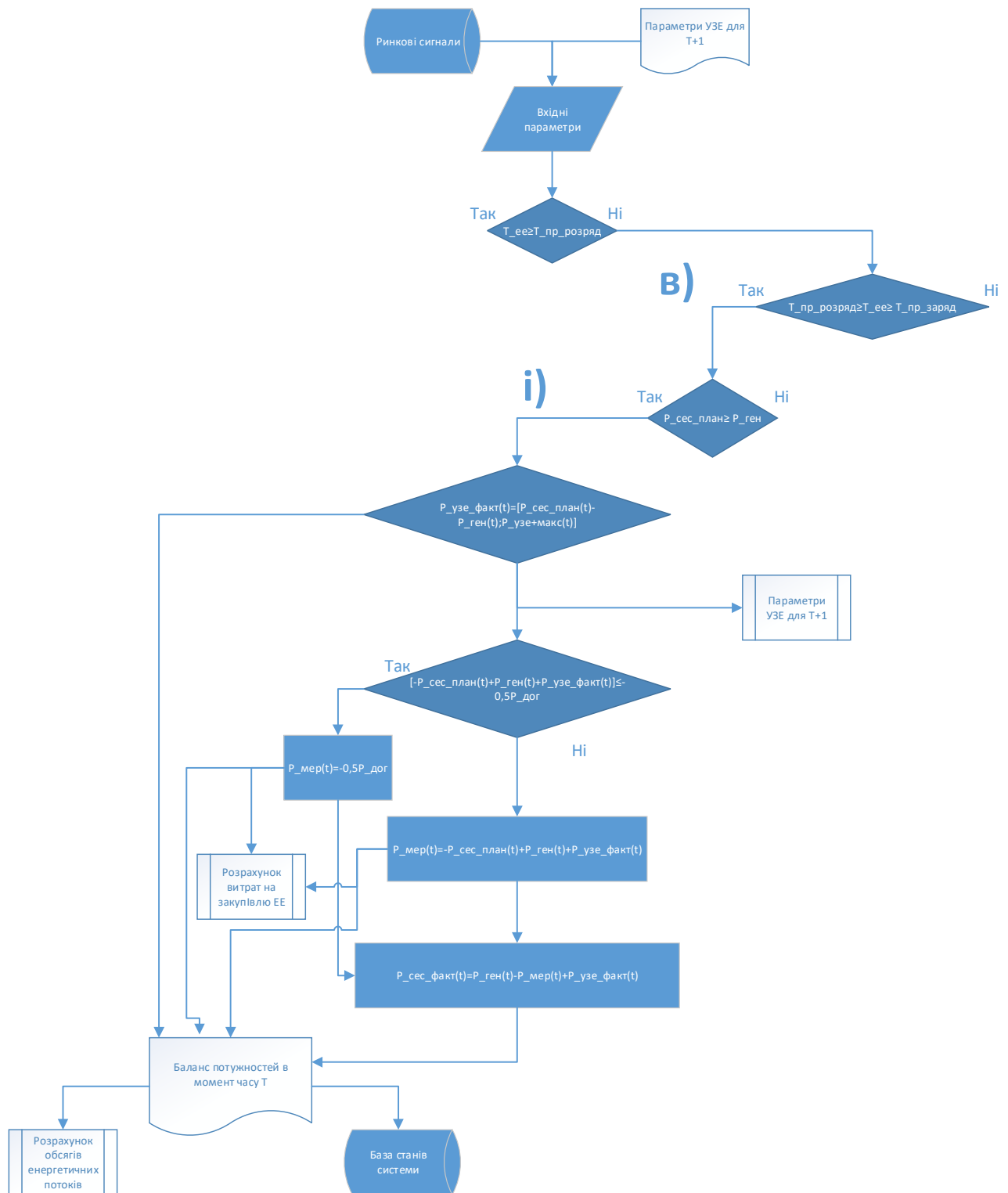


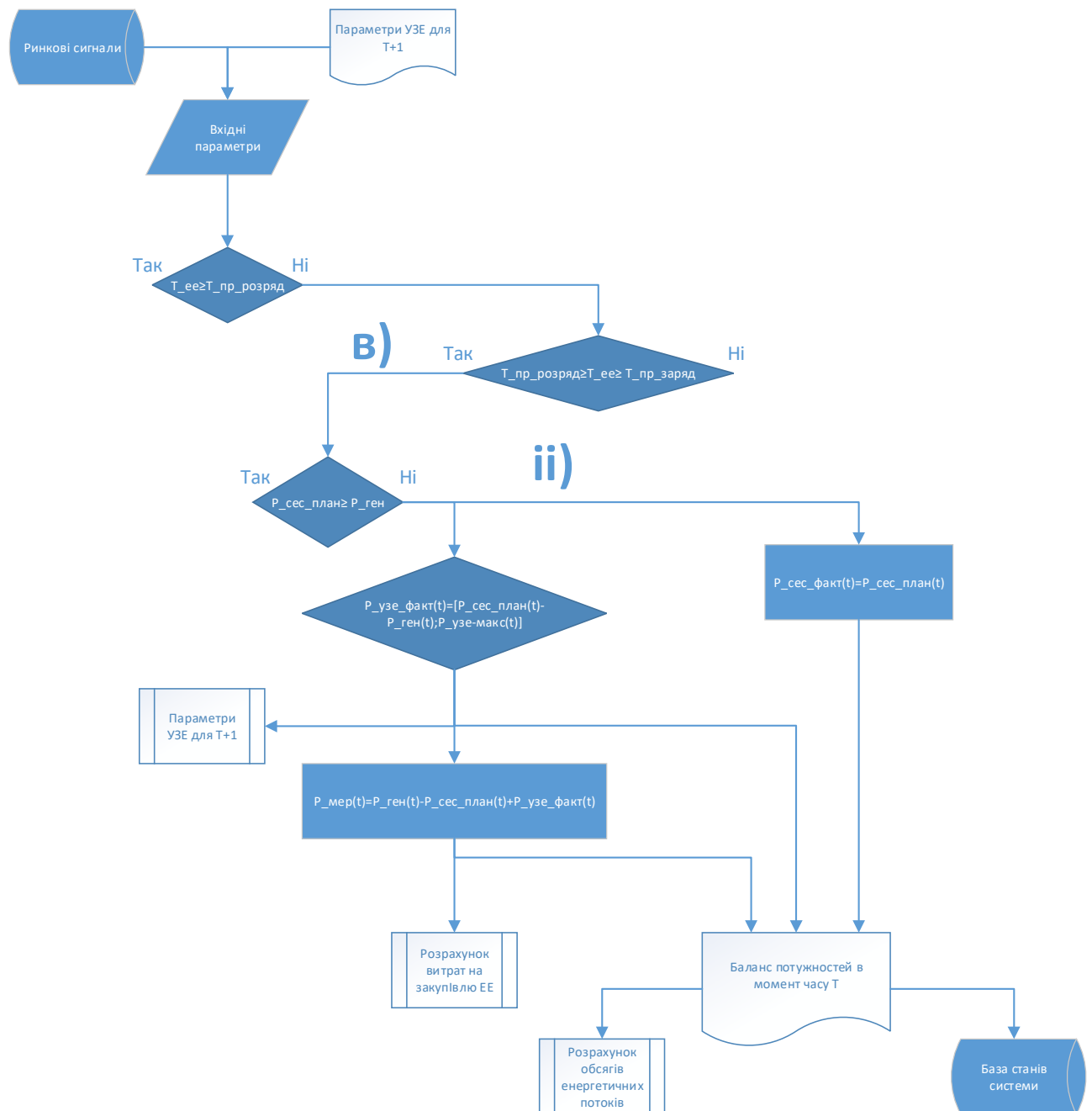
Рисунок А.1 – Блок-схема сценарію «Gs^S/Bc^S»

Рисунок А.2 – Блок-схема сценарію «Bd^{C+G}/Gs^B»

Рисунок А.3 – Блок-схема сценарію «Bc^{S+G}/Gs^S»

Рисунок А.4 – Блок-схема сценарію «Gb^{C+B}/Vc^G»

Рисунок А.5 – Блок-схема сценарію «Bc^S/Gs^S»

Рисунок А.6 – Блок-схема сценарію «Bd^C/Gb^C»

Додаток Б

**Блок-схема алгоритму для активного споживача за моделлю власного
споживання з УЗЕ**

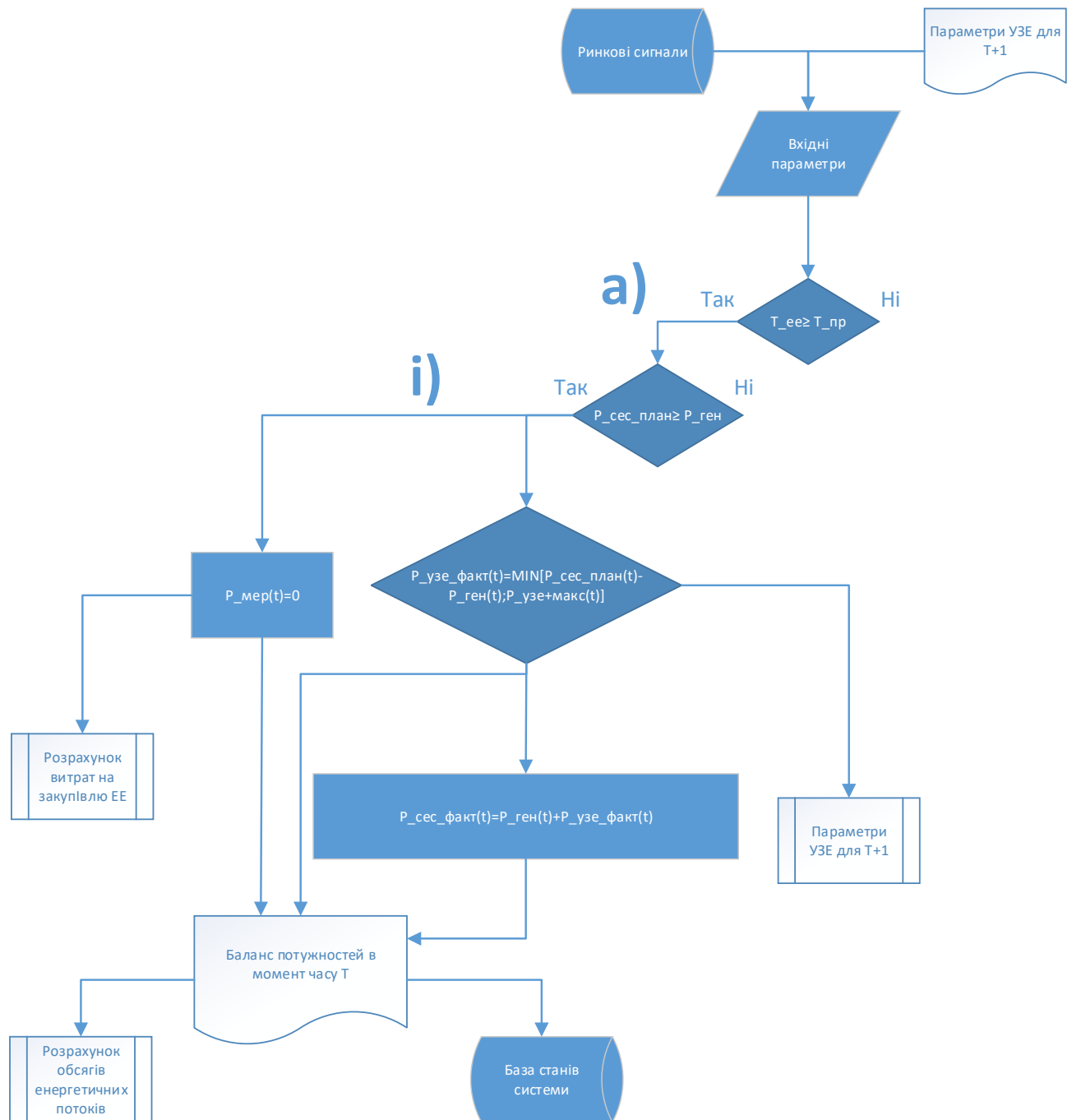


Рисунок Б.1 – Блок-схема сценарію «GsS/BcS»*

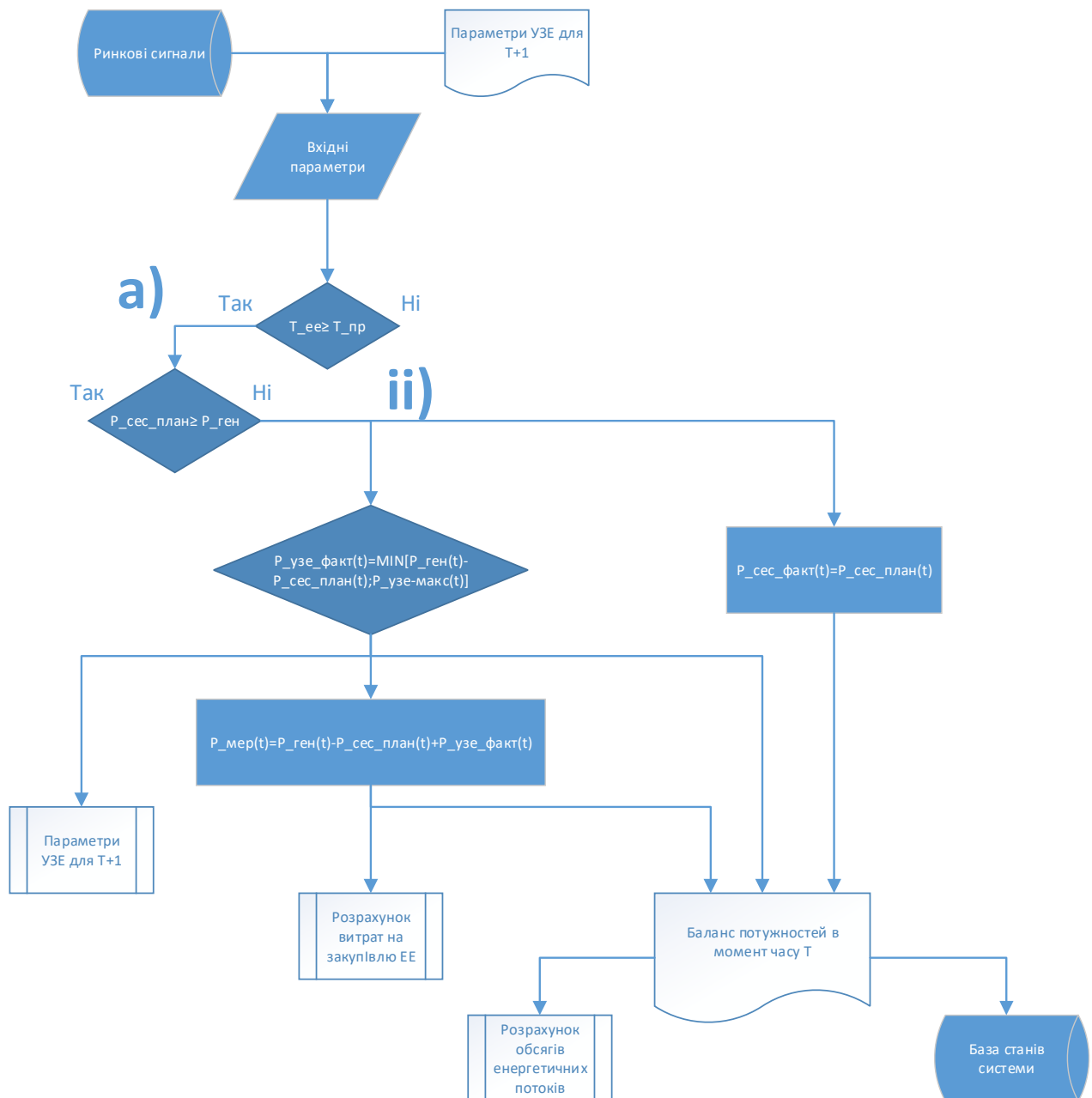
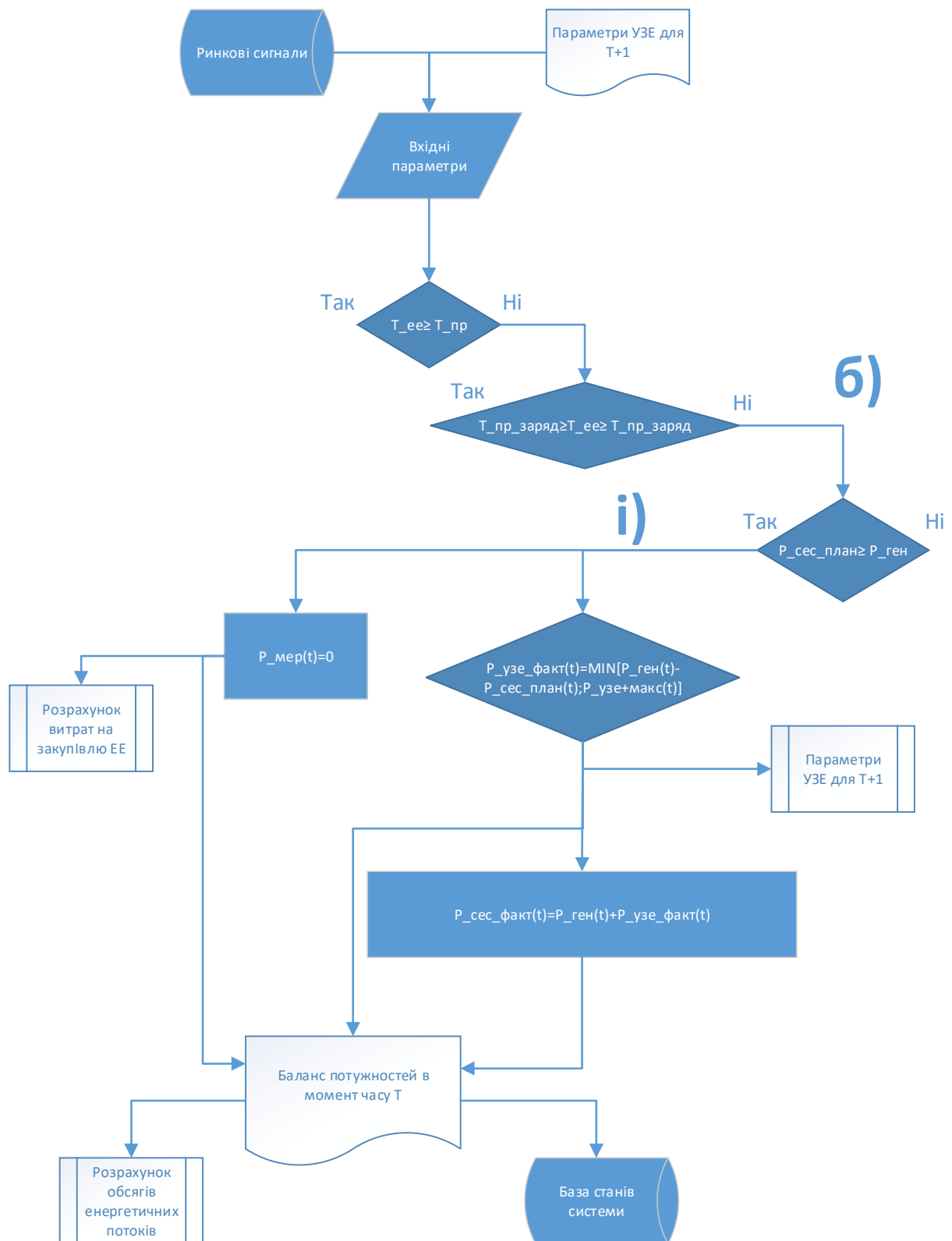
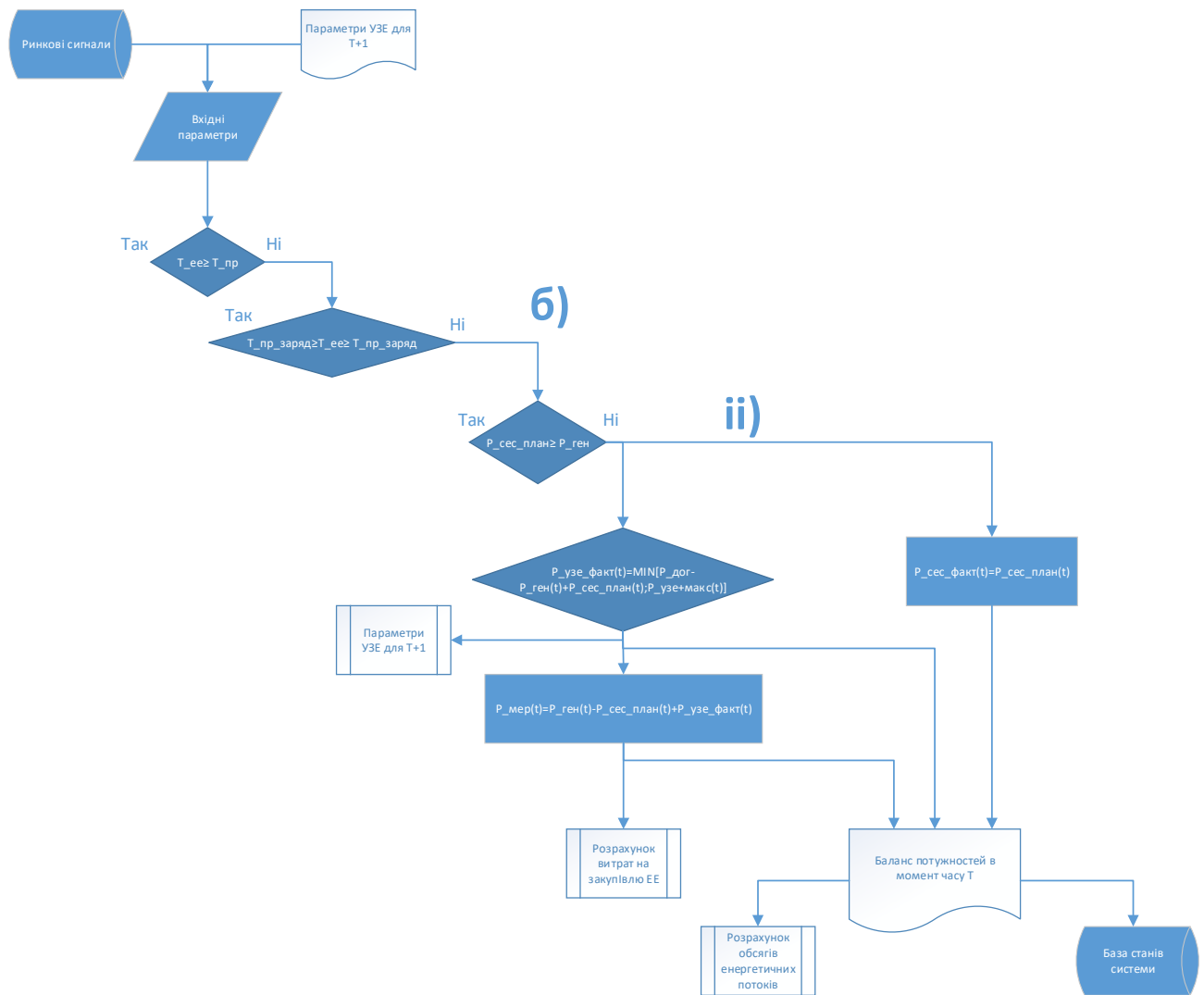
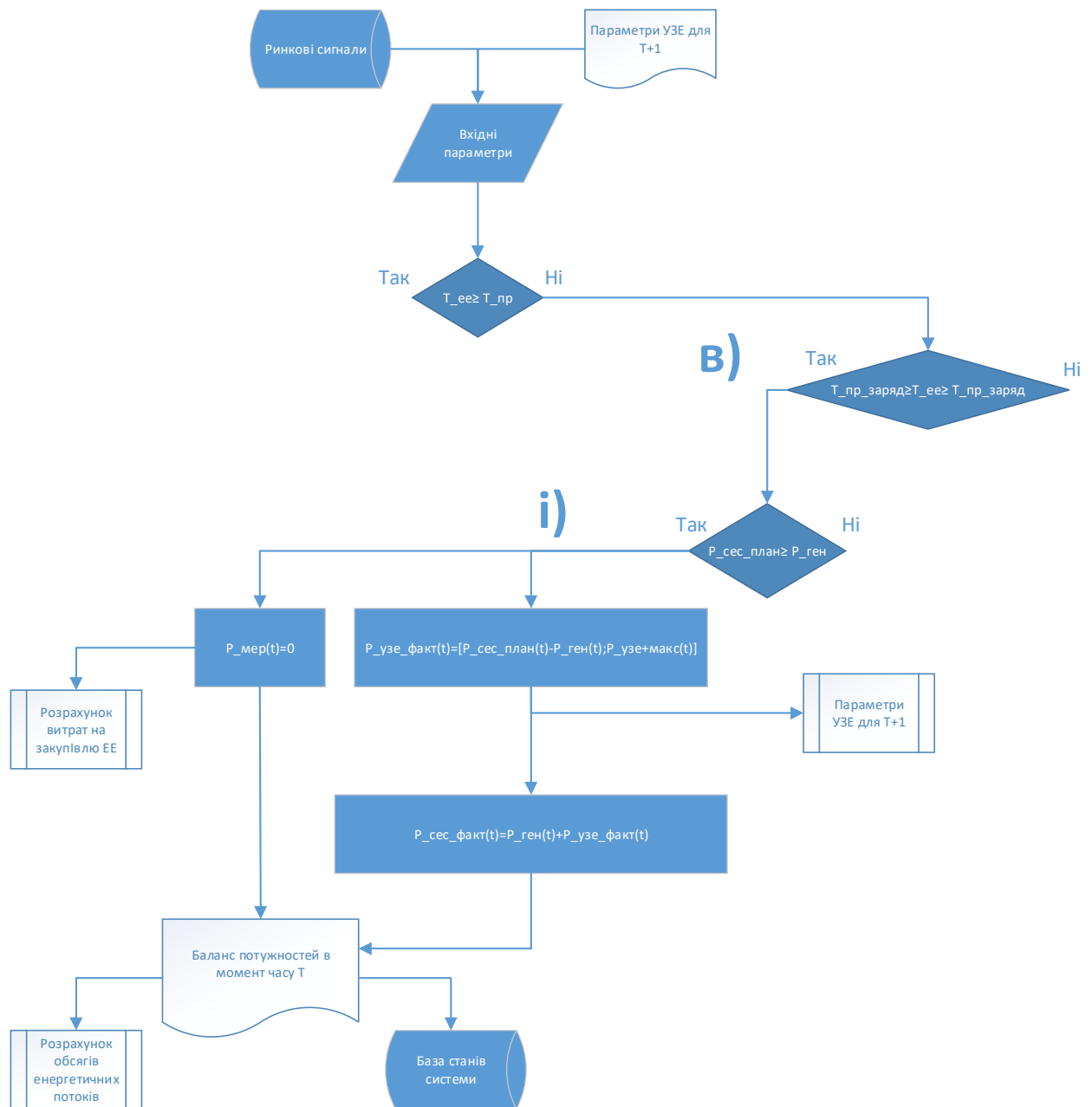
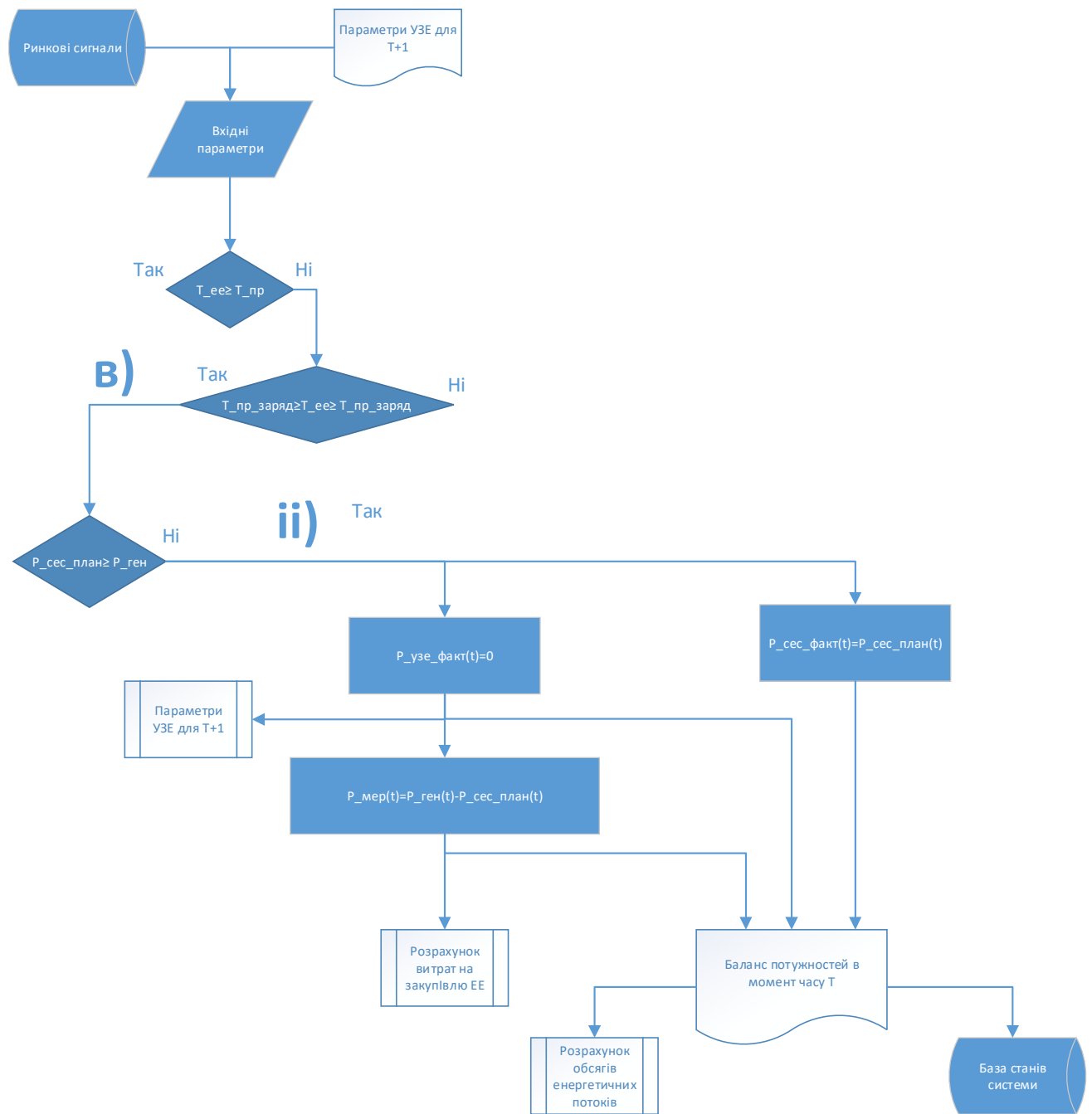


Рисунок Б.2 – Блок-схема сценарію « Bd^{C+G}/Gs^B »*

Рисунок Б.3 – Блок-схема сценарію « Bc^{S+G}/Gs^S »*

Рисунок Б.4 – Блок-схема сценарію «Gb^{C+B}/Bc^G»

Рисунок Б.5 – Блок-схема сценарію «Bc^S/Gs^S»*

Рисунок Б.6 – Блок-схема сценарію «Bd^C/Gb^C»

Додаток В

Стаціонарні сценарні налаштування системи керування

Таблиця В.1 – Стаціонарні сценарні налаштування системи керування для складального цеху

Часовий діапазон	Власне споживання				Самовиробництво			
	Весна	Літо	Осінь	Зима	Весна	Літо	Осінь	Зима
00-01	4	5	5	4	4	5	5	4
01-02	4	5	5	4	4	5	5	4
02-03	4	5	4	4	5	5	4	4
03-04	4	5	4	4	5	5	4	5
04-05	4	5	4	4	5	5	4	5
05-06	4	5	4	4	5	5	4	5
06-07	5	5	4	6*	5	5	4	6
07-08	5	1*	6*	6*	3	5	6	6
08-09	4	1*	6*	5	3	1	6	4
09-10	2	1*	1*	5	3	1	1	4
10-11	2	1*	1*	5	3	3	1	5
11-12	2	1*	1*	5	3	3	1	5
12-13	4	1*	3*	5	5	3	3	5
13-14	4	1*	3*	5	5	3	3	5
14-15	4	1*	3*	5	5	1	3	5
15-16	5	1*	2*	5	6	6	2	5
16-17	5	1*	5	5	6	6	5	5
17-18	5	1*	5	5	5	6	5	5
18-19	5	6*	5	5	5	5	5	5
19-20	5	6*	5	5	5	5	5	5
20-21	5	6*	5	6*	5	5	5	6
21-22	5	6*	5	6*	5	5	5	6
22-23	4	6*	5	6*	4	5	5	6
23-00	4	6*	5	5	4	5	5	5

Таблиця В.2 – Стаціонарні сценарні налаштування для меблевої фабрики

Часовий діапазон	Власне споживання				Самовиробництво			
	Весна	Літо	Осінь	Зима	Весна	Літо	Осінь	Зима
00-01	4	5	4	4	4	5	4	4
01-02	4	5	4	4	4	5	4	4
02-03	4	4	4	4	4	4	4	4
03-04	4	4	4	4	4	4	4	4
04-05	4	4	4	4	4	4	4	4
05-06	4	4	4	4	4	4	4	4
06-07	4	4	4	5	4	4	4	5
07-08	4	4	4	5	4	4	4	5
08-09	5	4	4	5	5	4	4	5
09-10	4	5	4	5	4	5	4	5
10-11	5	5	4	5	5	5	4	5
11-12	6*	6*	4	5	6	6	4	5
12-13	4	6*	4	5	4	6	4	5
13-14	5	6*	4	5	5	6	4	5
14-15	5	5	5	5	5	5	5	5
15-16	6*	5	5	5	6	5	5	5
16-17	6*	5	5	5	6	5	5	5
17-18	4	4	5	4	4	4	5	4
18-19	4	4	5	4	4	4	5	4
19-20	4	4	5	4	4	4	5	4
20-21	4	4	5	4	4	4	5	4
21-22	4	4	5	4	4	4	5	4
22-23	4	4	4	4	4	4	4	4
23-00	4	4	4	4	4	4	4	4

Додаток Г

Графіки результатів порівняння моделювання статичного та динамічного керування для споживача з волатильним рівнем міжсезонного споживання за моделлю самовиробництва

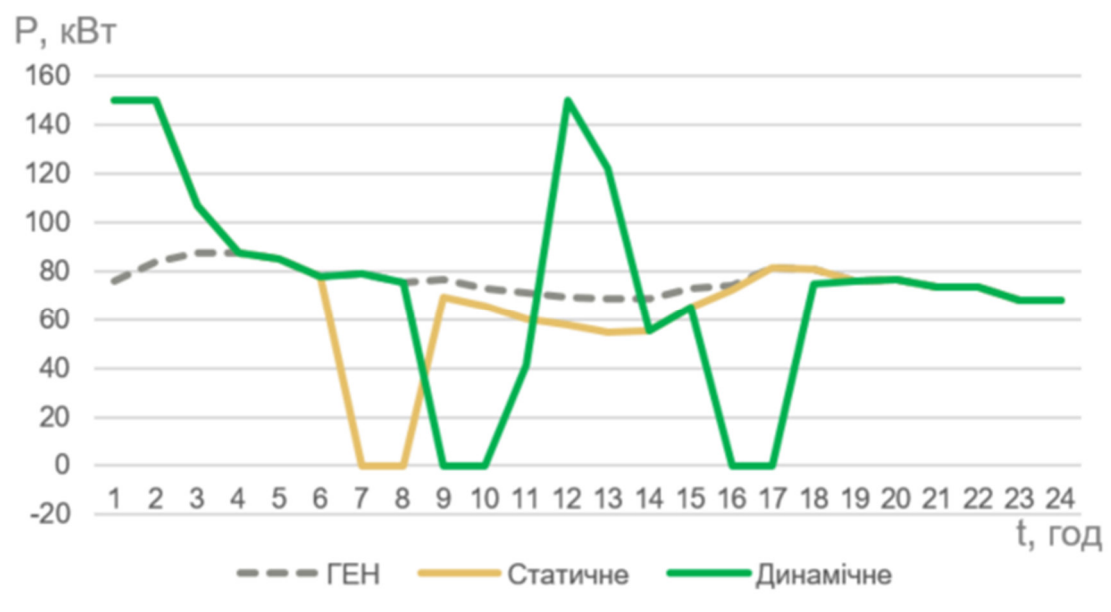


Рисунок Г.1 – Змодельовані ГЕН для зимового сезону

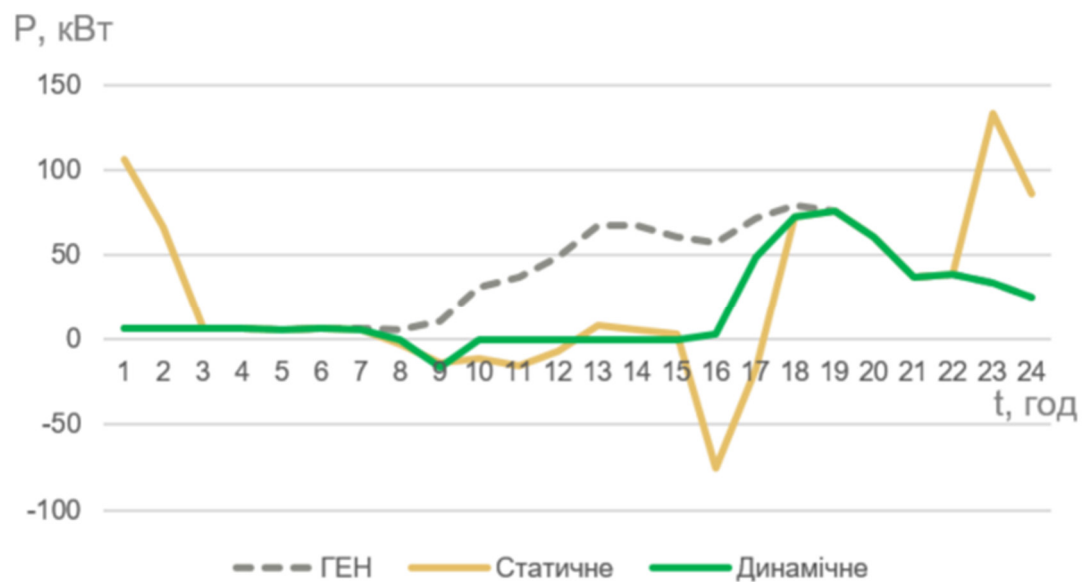


Рисунок Г.2 – Змодельовані ГЕН для весняного сезону

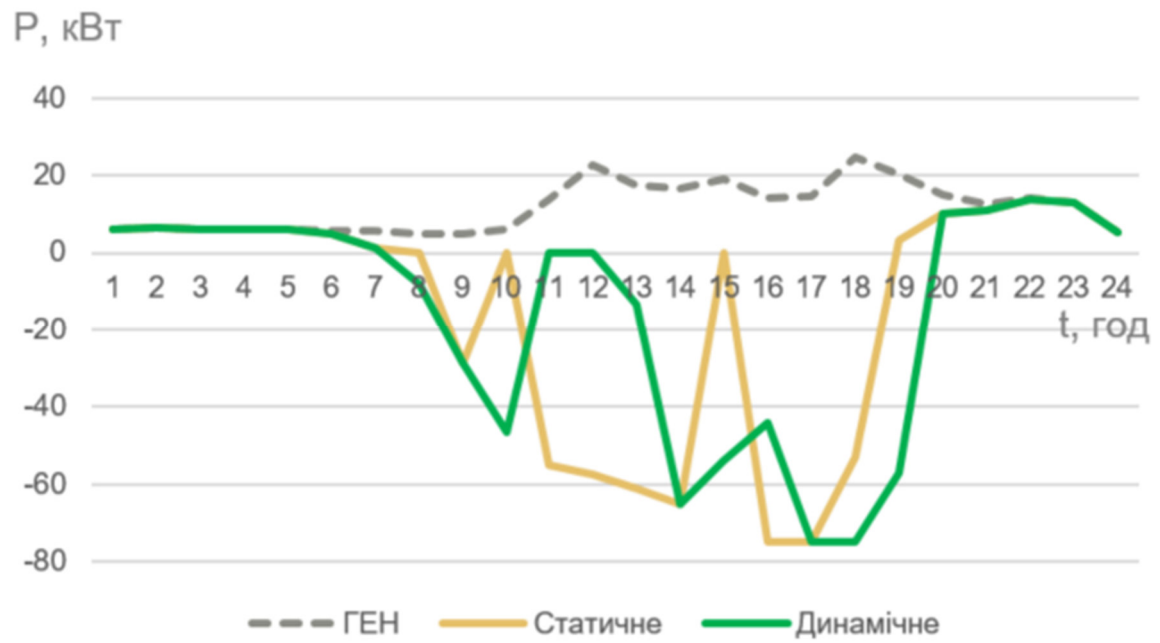


Рисунок Г.3 – Змодельовані ГЕН для літнього сезону

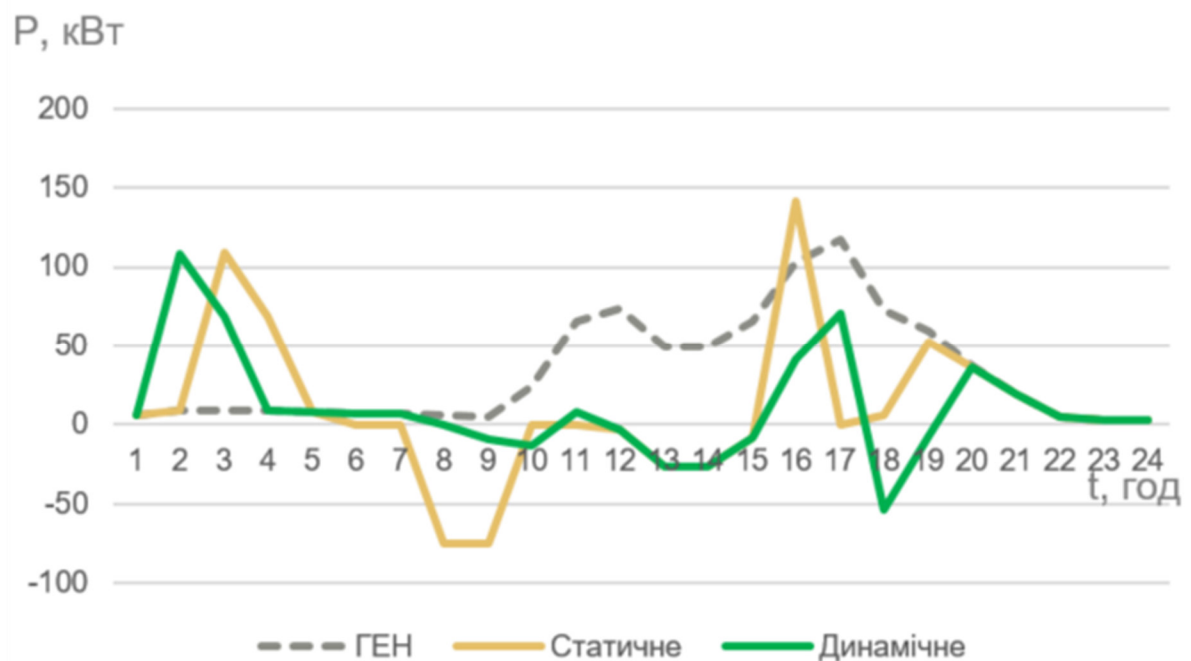


Рисунок Г.4 – Змодельовані ГЕН для осіннього сезону

Додаток Д

Графіки результатів порівняння моделювання статичного та динамічного керування для споживача з волатильним рівнем міжсезонного споживання за моделлю власного навантаження

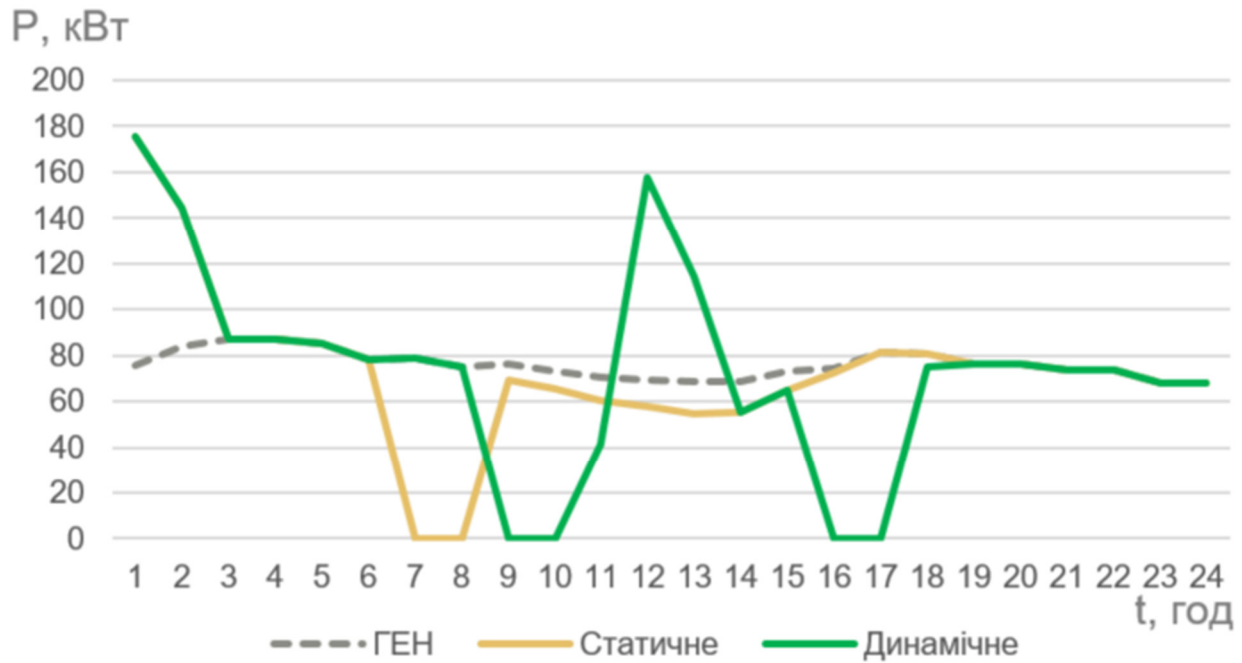


Рисунок Д.1 – Змодельовані ГЕН для зимового сезону

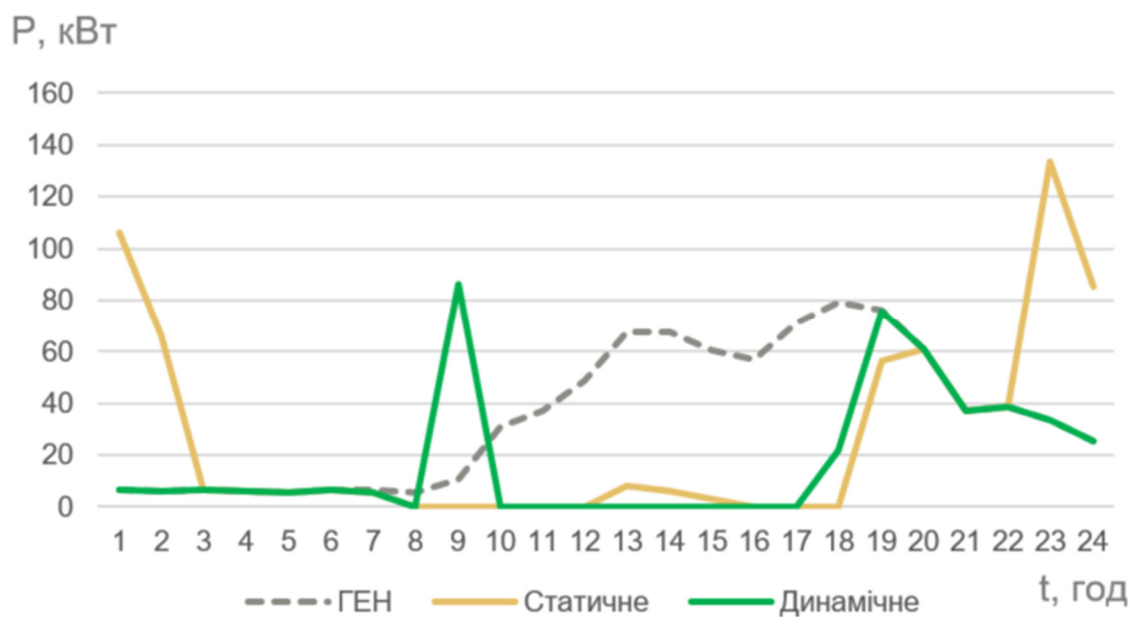


Рисунок Д.2 – Змодельовані ГЕН для весняного сезону

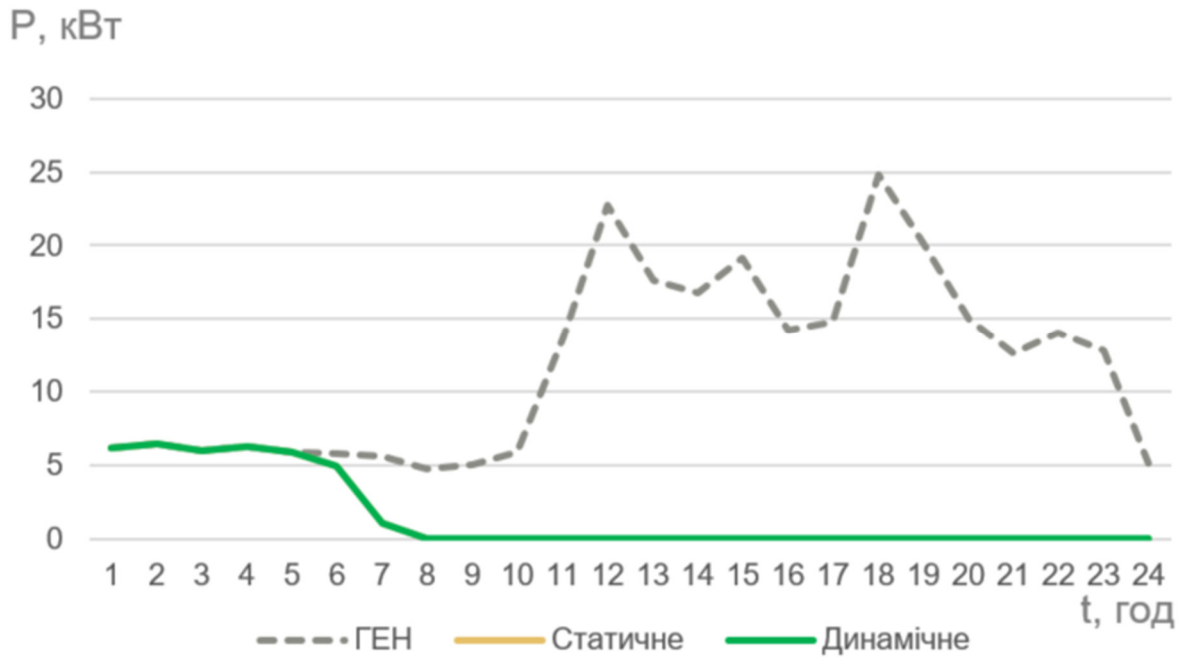


Рисунок Д.3 – Змодельовані ГЕН для літнього сезону

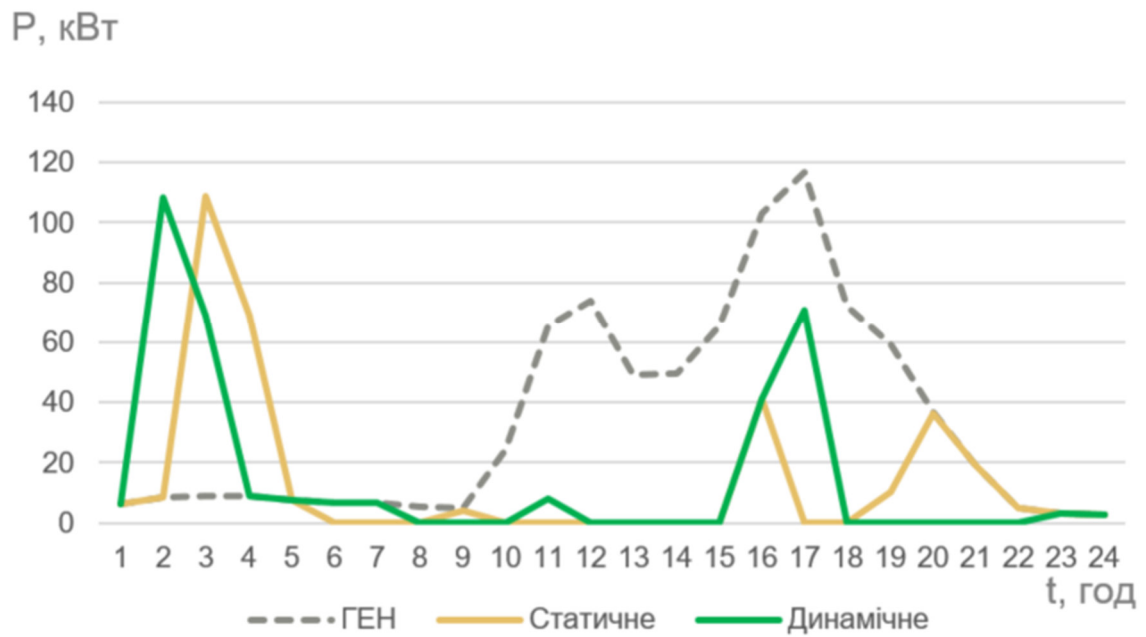


Рисунок Д.4 – Змодельовані ГЕН для осіннього сезону

Додаток Е

Графіки результатів порівняння моделювання статичного та динамічного керування для споживача з стабільним рівнем міжсезонного споживання за моделлю самовиробництва

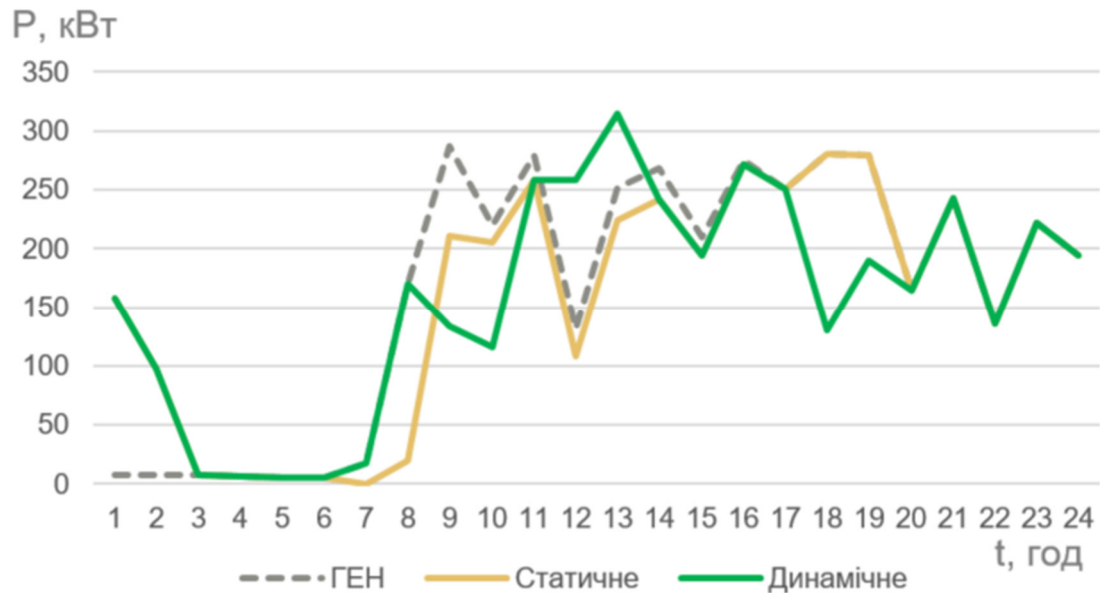


Рисунок Е.1 – Змодельовані ГЕН для зимового сезону

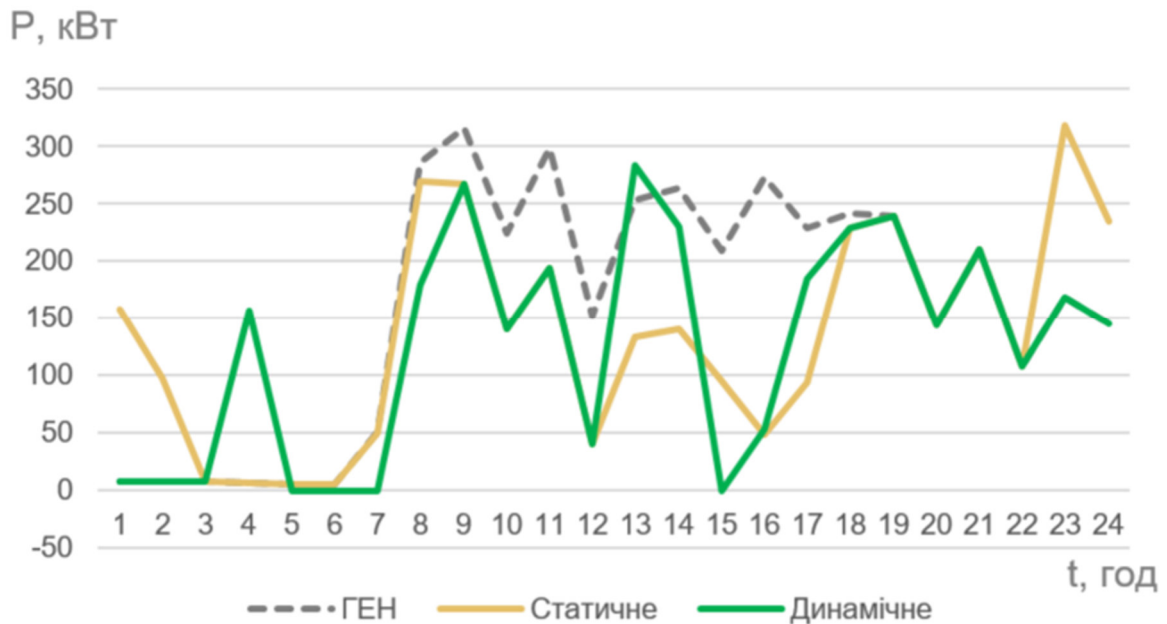


Рисунок Е.2 – Змодельовані ГЕН для весняного сезону

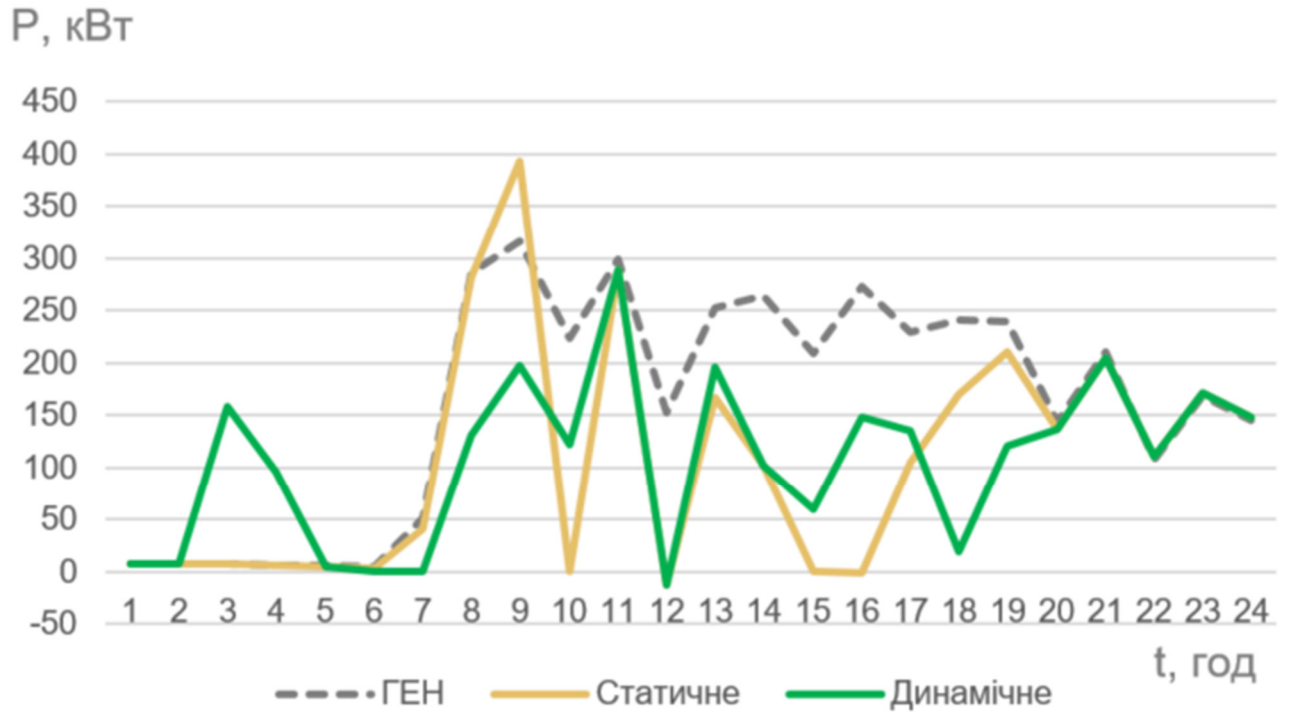


Рисунок Е.3 – Змодельовані ГЕН для літнього сезону

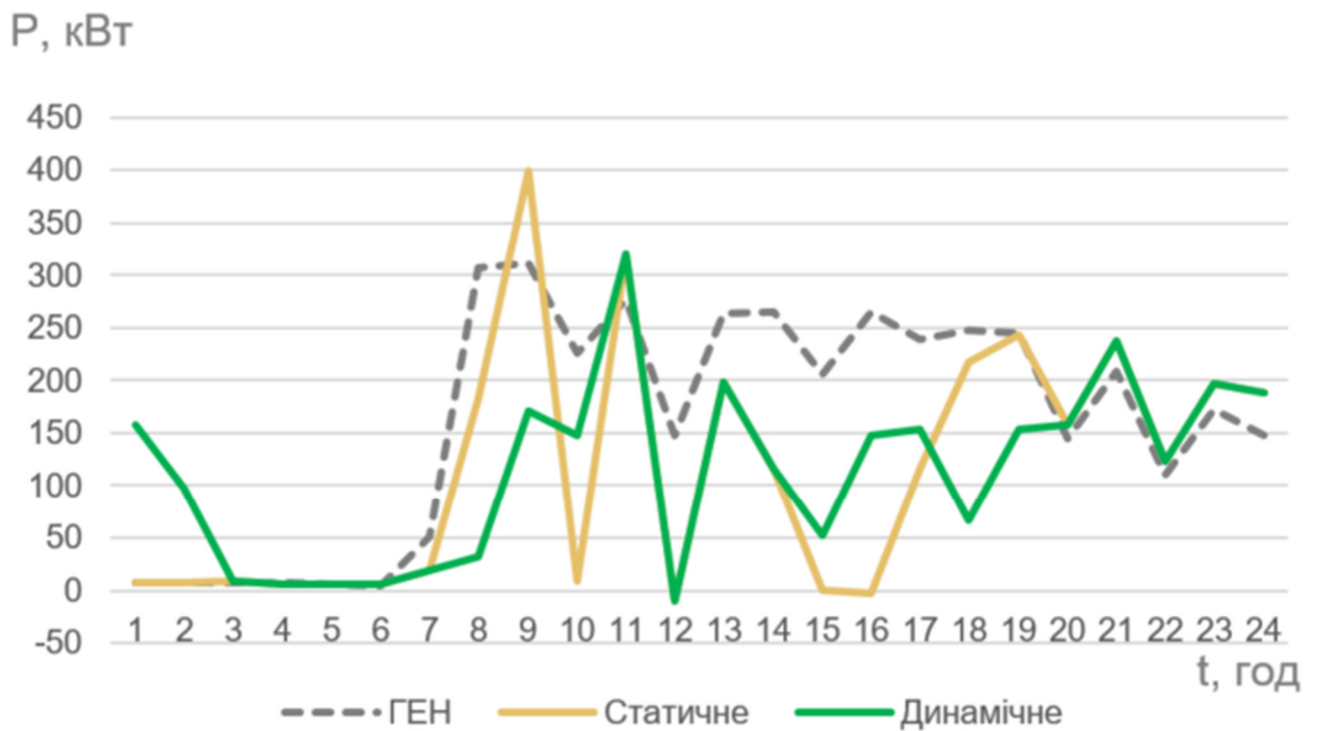


Рисунок Е.4 – Змодельовані ГЕН для осіннього сезону

Додаток Ж

Графіки результатів порівняння моделювання статичного та динамічного керування для споживача з стабільним рівнем міжсезонного споживання за моделлю власного споживання

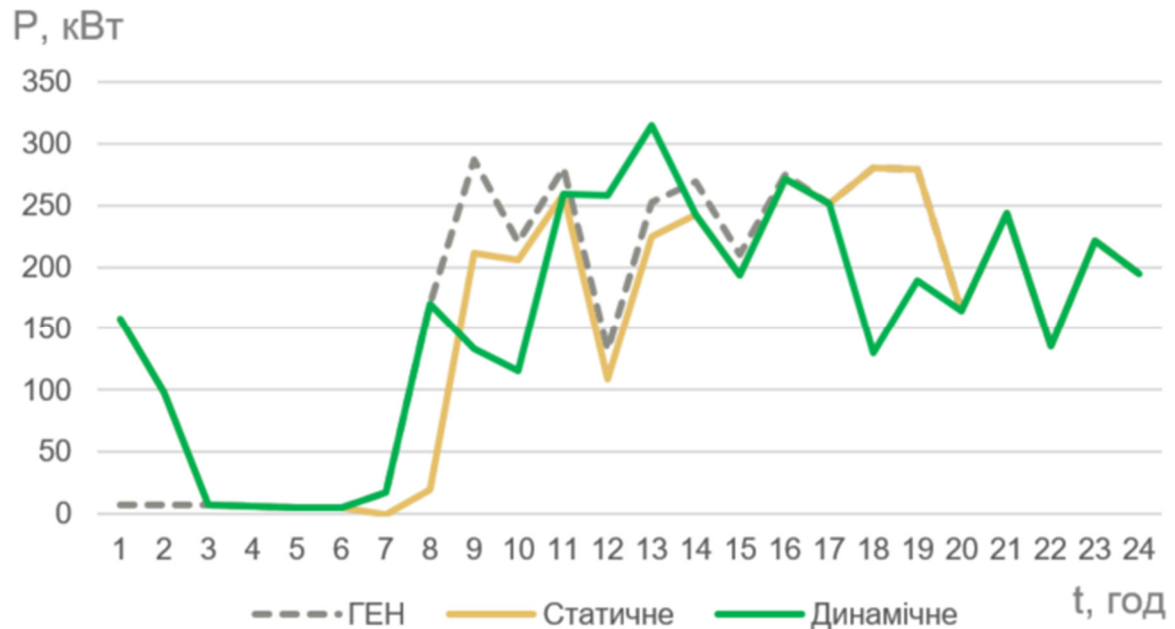


Рисунок Ж.1 – Змодельовані ГЕН для зимового сезону

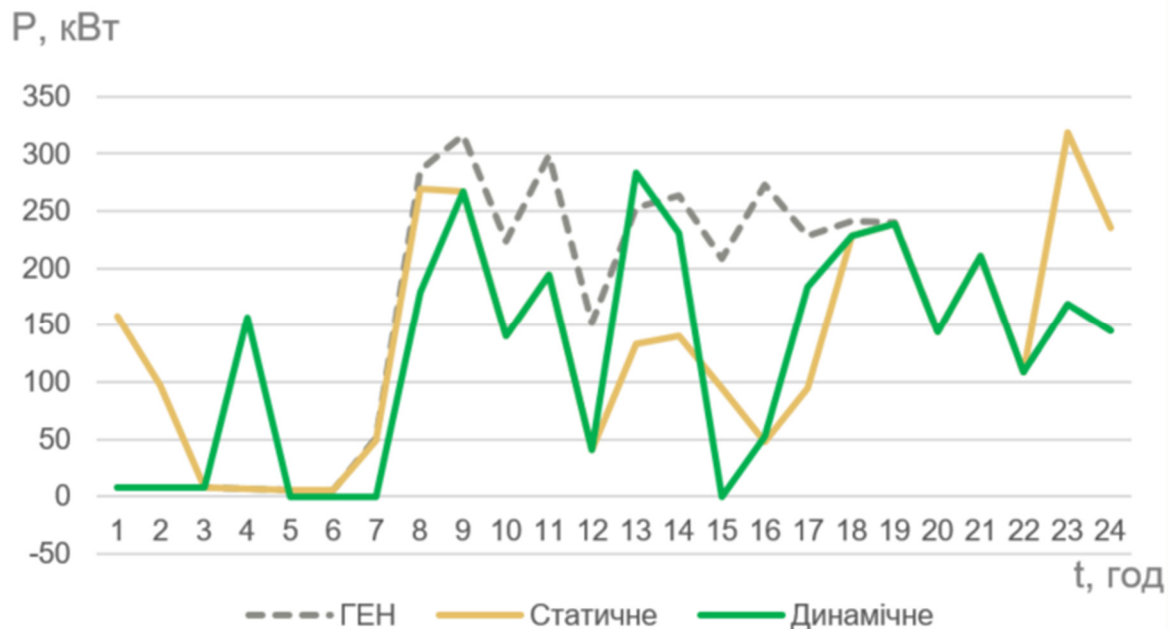


Рисунок Ж.2 – Змодельовані ГЕН для весняного сезону

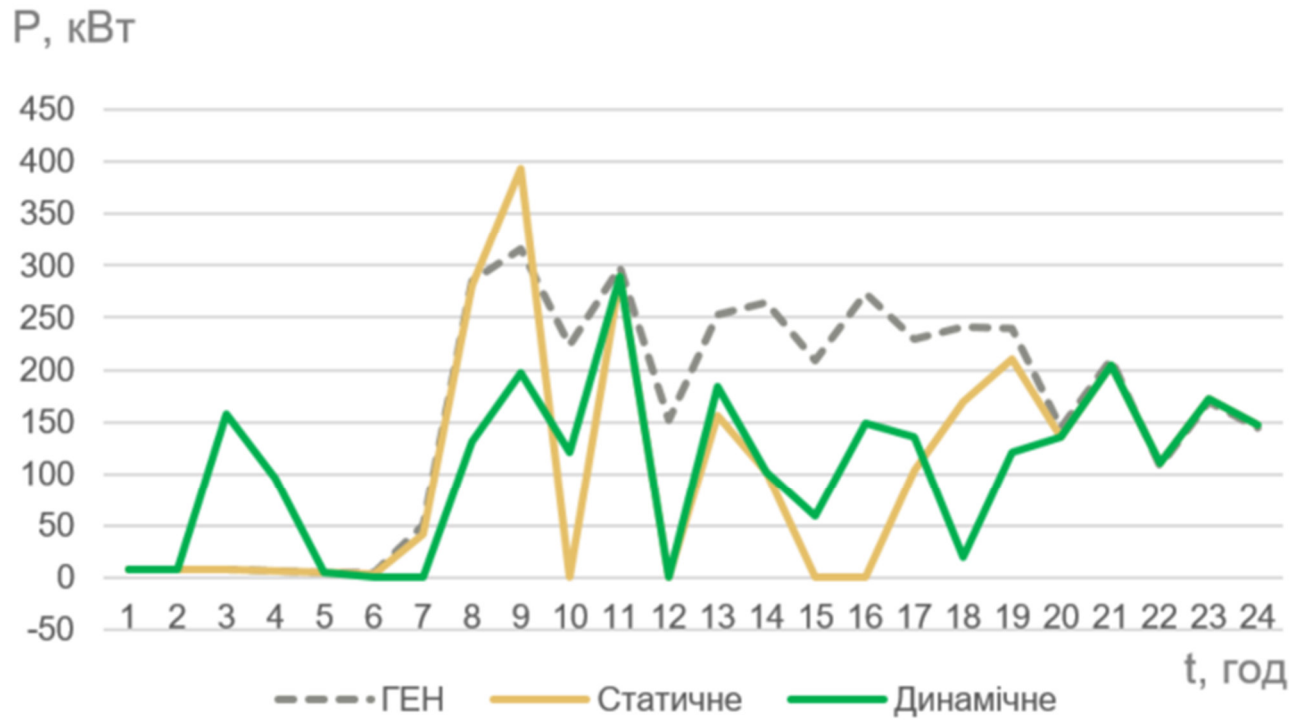


Рисунок Ж.3 – Змодельовані ГЕН для літнього сезону

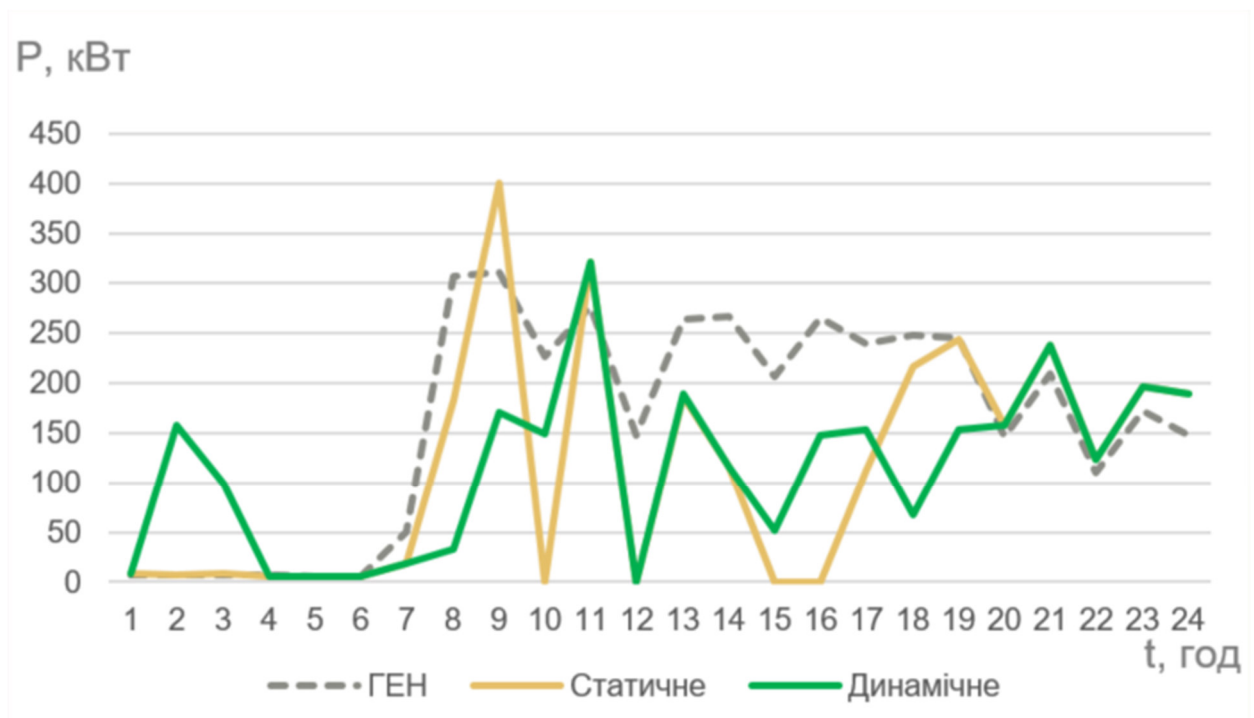


Рисунок Ж.4 – Змодельовані ГЕН для осіннього сезону

Додаток И

Результати моделювань

Таблиця И.1 – Результати для меблевої фабрики за моделлю самовиробництва

Ціна пр заряду	Ціна пр розряду	Сезон	Генерація планова СЕС	Генерація фактична СЕС	Недовідп уск СЕС	Обсяг продаж у	Отримано від продажу	Середній тариф продажу	Обсяг закупівлі	Спожито навантаженн ям	Витрачено на закупівлю	Середній тариф закупівлі	Фінансовий результат	К форми	К нерівном
Чисто споживач		Зима	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 921,832	3 921,832	34 336,922	8,755	-34 336,922	0,570	0,018
		Весна	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 852,553	3 852,553	20 709,340	5,375	-20 709,340	0,508	0,016
		Літо	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 872,594	3 872,594	27 369,509	7,067	-27 369,509	0,519	0,016
		Осінь	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 868,689	3 868,689	30 733,985	7,944	-30 733,985	0,550	0,018
		Річне	0	0	#DIV/0!	0	0	0	1 396 410,104	1 396 410,104	10 183 478,006	7,293	-10 183 478,006		
Статичне сценарне керування		Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 256,95	8,52	-32 256,95	0,44	0,00
		Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 414,89	5,38	-17 414,89	0,42	0,02
		Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 113,69	7,45	-19 093,12	0,39	-0,05
		Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	22 628,85	8,20	-22 603,34	0,38	-0,03
		Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	1 962,95	4 147,09	2,11	1 111 136,03	1 396 410,10	8 227 294,19	7,40	-8 227 314,10		
3	5,21382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
3	5,21382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	2 995,08	3 852,55	16 833,86	5,62	-16 833,86	0,46	0,02
3	5,21382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2 554,43	3 872,59	20 487,37	8,02	-20 487,37	0,38	0,00
3	5,21382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
3	5,21382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	0,00	0,00	0,00	1 087 573,08	1 396 410,10	8 523 268,05	7,84	-8 523 268,05		
3,5	5,71382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
3,5	5,71382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	2 995,08	3 852,55	16 833,86	5,62	-16 833,86	0,46	0,02
3,5	5,71382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2 554,43	3 872,59	20 487,37	8,02	-20 487,37	0,38	0,00
3,5	5,71382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
3,5	5,71382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	0,00	0,00	0,00	1 087 573,08	1 396 410,10	8 523 268,05	7,84	-8 523 268,05		
4	6,21382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
4	6,21382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	2,06	2 995,08	3 852,55	16 569,32	5,53	-16 569,32	0,44	0,00
4	6,21382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	20 190,20	7,87	-20 169,63	0,38	-0,04
4	6,21382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
4	6,21382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 108,02	1 851,36	1,67	1 088 681,10	1 396 410,10	8 472 714,21	7,78	-8 470 862,85		
4,5	6,71382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
4,5	6,71382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 145,08	3 852,55	16 698,79	5,31	-16 698,79	0,44	0,02
4,5	6,71382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 638,71	7,65	-19 618,14	0,38	-0,04
4,5	6,71382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
4,5	6,71382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 108,02	1 851,36	1,67	1 102 181,10	1 396 410,10	8 434 732,92	7,65	-8 432 881,56		
5	7,21382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
5	7,21382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 145,08	3 852,55	16 850,14	5,36	-16 850,14	0,38	0,01
5	7,21382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 835,90	7,73	-19 815,33	0,37	-0,04
5	7,21382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	23 813,52	8,63	-23 788,01	0,44	-0,04
5	7,21382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 103 036,03	1 396 410,10	8 441 024,20	7,65	-8 436 877,11		
5,5	7,71382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 746,44	8,65	-32 746,44	0,56	0,00
5,5	7,71382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 145,08	3 852,55	16 743,90	5,32	-16 743,90	0,44	0,02
5,5	7,71382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 835,90	7,73	-19 815,33	0,37	-0,04
5,5	7,71382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	23 723,29	8,60	-23 697,78	0,44	-0,04
5,5	7,71382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 103 036,03	1 396 410,10	8 374 457,92	7,59	-8 370 310,84		
6	8,21382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 782,17	8,66	-32 782,17	0,56	0,00
6	8,21382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 414,89	5,38	-17 414,89	0,42	0,02
6	8,21382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 835,90	7,73	-19 815,33	0,37	-0,04
6	8,21382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	22 652,73	8,21	-22 627,22	0,44	-0,04
6	8,21382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 111 136,03	1 396 410,10	8 341 712,23	7,51	-8 337 565,14		
6,50	8,71382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 848,05	8,68	-32 848,05	0,56	0,02
6,50	8,71382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 414,89	5,38	-17 414,89	0,42	0,02
6,50	8,71382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 014,16	7,41	-18 993,59	0,37	-0,04
6,50	8,71382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	23 027,95	8,35	-23 002,44	0,36	-0,03
6,50	8,71382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 111 136,03	1 396 410,10	8 307 455,18	7,48	-8 303 308,09		
7,00	9,21382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 004,21	8,72	-33 004,21	0,56	0,02
7,00	9,21382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 564,36	5,43	-17 564,36	0,50	0,02
7,00	9,21382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 453,37	7,58	-19 432,80	0,39	-0,05
7,00	9,21382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	22 371,04	8,11	-22 345,53	0,36	-0,03
7,00	9,21382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 111 136,03	1 396 410,10	8 315 367,80	7,48	-8 311 220,71		
7,50	9,71382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 731,04	8,65	-32 731,04	0,50	0,02
7,50	9,71382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 710,62	5,47	-17 710,62	0,37	0,01
7,50	9,71382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 906,82	7,76	-19 886,25	0,27	-0,03
7,50	9,71382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	22 551,60	8,18	-22 526,10	0,36	-0,03
7,50	9,71382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 111 136,03	1 396 410,10	8 361 006,66	7,52	-8 356 859,57		
8,00	10,21382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	31 939,14	8,44	-31 939,14	0,50	0,02
8,00	10,21382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 867,95	5,52	-17 867,95	0,50	0,02
8,00	10,21382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 942,36	7,77	-19 921,79	0,38	-0,04
8,00	10,21382	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	9,50	25,51	2,69	2 758,55	3 868,69	22 551,60	8,18	-22 526,10	0,36	-0,03
8,00	10,21382	Річне	308 837,02	308 837,02	0%	1 962,95	4 147,09	2,11	1 111 136,03	1 396 410,10	8 307 095,36	7,48	-8 302 948,28		
8,50	10,71382	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 935,58	3 921,83	33 113,74	8,41	-33 113,74	0,48	0,01
8,50	10,71382	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 867,95	5,52	-17 867,95	0,50	0,02
8,50	10,71382	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	12,31	20,57	1,67	2 566,74	3 872,59	19 942,36	7,77	-19 921,79	0,38	-0,04
8,50	10,7														

Продовження таблиця И.1

Ціна пр заряду	Ціна пр розряду	Сезон	Медіана	КВВП	К варіацій	К попиту	К якості	СКВ	П	Рср	Рмакс	Рмін	
Чисто споживач		Зима	202,386	0,409	0,663	0,717	0,860	108,281	1 286,677	163,410	286,780	5,063	
		Весна	188,695	0,401	0,666	0,790	0,763	106,876	1 267,883	160,523	315,800	5,080	
		Літо	188,761	0,403	0,666	0,778	0,779	107,388	1 193,625	161,358	311,083	5,063	
		Осінь	193,048	0,403	0,662	0,733	0,831	106,654	1 254,792	161,195	293,150	5,156	
		Річне											
Статичне сценаріє керування		Зима	175,82	0,39	0,75	0,89	0,59	118,84	2 212,28	157,73	355,63	0,00	
		Весна	140,10	0,34	0,65	0,80	0,65	87,82	1 660,79	134,79	318,75	5,08	
		Літо	108,18	0,27	0,74	0,68	0,53	78,92	1 628,01	106,43	271,48	-12,31	
		Осінь	111,77	0,29	0,78	0,75	0,49	89,37	1 782,78	114,54	298,16	-9,50	
		Річне											
	3	5,21382	Зима	194,22	0,39	0,67	0,71	0,84	105,06	1 286,15	157,73	283,55	5,06
	3	5,21382	Весна	140,10	0,31	0,71	0,67	0,66	88,21	1 271,24	124,79	269,06	5,08
	3	5,21382	Літо	115,82	0,27	0,77	0,70	0,49	82,31	1 243,53	106,43	280,91	0,00
	3	5,21382	Осінь	135,26	0,29	0,77	0,65	0,57	87,88	1 296,76	114,54	260,51	0,00
	3	5,21382	Річне										
	3,5	5,71382	Зима	194,22	0,39	0,67	0,71	0,84	105,06	1 286,15	157,73	283,55	5,06
	3,5	5,71382	Весна	140,10	0,31	0,71	0,67	0,66	88,21	1 271,24	124,79	269,06	5,08
	3,5	5,71382	Літо	115,82	0,27	0,77	0,70	0,49	82,31	1 243,53	106,43	280,91	0,00
	3,5	5,71382	Осінь	135,26	0,29	0,77	0,65	0,57	87,88	1 296,76	114,54	260,51	0,00
	3,5	5,71382	Річне										
	4	6,21382	Зима	194,22	0,39	0,67	0,71	0,84	105,06	1 286,15	157,73	283,55	5,06
	4	6,21382	Весна	144,41	0,31	0,77	0,71	0,57	95,52	2 023,58	124,79	283,74	0,00
	4	6,21382	Літо	115,82	0,27	0,87	0,70	0,43	93,00	1 671,28	106,43	280,91	-12,31
	4	6,21382	Осінь	135,26	0,29	0,77	0,65	0,57	87,88	1 296,76	114,54	260,51	0,00
	4	6,21382	Річне										
	4,5	6,71382	Зима	194,22	0,39	0,67	0,71	0,84	105,06	1 286,15	157,73	283,55	5,06
	4,5	6,71382	Весна	140,10	0,33	0,61	0,74	0,73	79,43	1 505,50	131,04	294,95	5,08
	4,5	6,71382	Літо	115,82	0,27	0,86	0,70	0,44	91,98	1 847,98	106,43	280,91	-12,31
	4,5	6,71382	Осінь	135,26	0,29	0,77	0,65	0,57	87,88	1 296,76	114,54	260,51	0,00
	4,5	6,71382	Річне										
	5	7,21382	Зима	194,22	0,39	0,67	0,71	0,84	105,06	1 286,15	157,73	283,55	5,06
	5	7,21382	Весна	136,13	0,33	0,66	0,86	0,58	86,76	1 758,49	131,04	343,88	5,08
	5	7,21382	Літо	105,82	0,27	0,89	0,72	0,41	94,38	2 027,98	106,43	289,24	-12,31
	5	7,21382	Осінь	135,81	0,29	0,87	0,65	0,51	99,15	1 704,02	114,54	260,51	-9,50
	5	7,21382	Річне										
	5,5	7,71382	Зима	194,22	0,39	0,63	0,70	0,90	99,16	1 459,33	157,73	280,09	0,00
	5,5	7,71382	Весна	136,99	0,33	0,66	0,74	0,68	85,86	1 487,16	131,04	294,95	5,08
	5,5	7,71382	Літо	105,82	0,27	0,89	0,72	0,41	94,38	2 027,98	106,43	289,24	-12,31
	5,5	7,71382	Осінь	135,81	0,29	0,85	0,65	0,51	97,83	1 704,02	114,54	260,51	-9,50
	5,5	7,71382	Річне										
	6	8,21382	Зима	194,22	0,39	0,63	0,70	0,90	98,83	1 451,59	157,73	280,09	0,00
	6	8,21382	Весна	140,10	0,34	0,65	0,80	0,65	87,82	1 660,79	134,79	318,75	5,08
	6	8,21382	Літо	105,82	0,27	0,89	0,72	0,41	94,38	2 027,98	106,43	289,24	-12,31
	6	8,21382	Осінь	136,83	0,29	0,77	0,64	0,57	88,53	2 064,86	114,54	257,92	-9,50
	6	8,21382	Річне										
	6,50	8,71382	Зима	193,70	0,39	0,62	0,70	0,91	97,39	1 428,28	157,73	280,09	5,06
	6,50	8,71382	Весна	140,10	0,34	0,65	0,80	0,65	87,82	1 660,79	134,79	318,75	5,08
	6,50	8,71382	Літо	121,14	0,27	0,74	0,72	0,50	78,79	1 979,26	106,43	289,24	-12,31
	6,50	8,71382	Осінь	125,03	0,29	0,80	0,80	0,44	92,09	2 230,26	114,54	320,56	-9,50
	6,50	8,71382	Річне										
	7,00	9,21382	Зима	193,70	0,39	0,62	0,70	0,91	97,40	1 279,23	157,73	280,09	5,06
	7,00	9,21382	Весна	140,10	0,34	0,65	0,67	0,77	87,85	1 554,26	134,79	269,06	5,08
	7,00	9,21382	Літо	115,49	0,27	0,71	0,68	0,55	75,20	1 602,32	106,43	271,48	-12,31
	7,00	9,21382	Осінь	135,26	0,29	0,74	0,80	0,48	85,03	1 897,97	114,54	320,56	-9,50
	7,00	9,21382	Річне										
	7,50	9,71382	Зима	167,40	0,39	0,63	0,79	0,80	98,90	1 490,72	157,73	314,23	5,06
	7,50	9,71382	Весна	140,10	0,34	0,69	0,90	0,55	92,42	1 757,88	134,79	360,56	5,08
	7,50	9,71382	Літо	115,49	0,27	0,80	0,98	0,34	85,35	1 732,30	106,43	393,23	-12,31
	7,50	9,71382	Осінь	135,26	0,29	0,74	0,80	0,48	85,04	1 749,81	114,54	320,56	-9,50
	7,50	9,71382	Річне										
	8,00	10,21382	Зима	167,40	0,39	0,59	0,79	0,85	92,96	1 292,04	157,73	314,23	5,06
	8,00	10,21382	Весна	142,05	0,34	0,60	0,67	0,83	81,32	1 419,70	134,79	269,06	5,08
	8,00	10,21382	Літо	115,49	0,27	0,72	0,70	0,53	76,68	1 507,65	106,43	280,91	-12,31
	8,00	10,21382	Осінь	135,26	0,29	0,74	0,80	0,48	85,04	1 749,81	114,54	320,56	-9,50
	8,00	10,21382	Річне										
	8,50	10,71382	Зима	169,31	0,41	0,63	0,86	0,76	102,85	1 734,93	163,98	344,59	5,06
	8,50	10,71382	Весна	142,05	0,34	0,60	0,67	0,83	81,32	1 419,70	134,79	269,06	5,08
	8,50	10,71382	Літо	115,49	0,27	0,72	0,70	0,53	76,68	1 507,65	106,43	280,91	-12,31
	8,50	10,71382	Осінь	135,26	0,29	0,67	0,65	0,65	77,30	1 465,21	114,54	260,51	-9,50
	8,50	10,71382	Річне										
	9,00	11,21382	Зима	179,75	0,41	0,59	0,86	0,80	97,47	1 591,20	163,98	344,59	5,06
	9,00	11,21382	Весна	142,05	0,34	0,60	0,67	0,83	81,32	1 419,70	134,79	269,06	5,08
	9,00	11,21382	Літо	115,49	0,27	0,72	0,70	0,53	76,68	1 507,65	106,43	280,91	-12,31
	9,00	11,21382	Осінь	135,26	0,30	0,73	0,85	0,49	88,30	1 598,80	120,79	338,35	-9,50
	9,00	11,21382	Річне										

Таблиця И.2 – Результати для меблевої фабрики за моделлю власного
споживання

Ціна пр заряду	Ціна пр розряду	Сезон	Генерація планова СЕС	Генерація фактична СЕС	Недовід пуск СЕС	Обсяг продажу	Отримано від продажу	Середній тариф продажу	Обсяг закупівлі	Спожито навантажен ням	Витрачено на закупівлю	Середній тариф закупівлі	Фінансовий результат	К форми	К нерівном
чисто споживач		Зима	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 921,832	3 921,832	34 336,922	8,755	-34 336,922	0,570	0,018
		Весна	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 852,553	3 852,553	20 709,340	5,375	-20 709,340	0,508	0,016
		Літо	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 872,594	3 872,594	27 369,509	7,067	-27 369,509	0,519	0,016
		Осінь	0	0	#DIV/0!	0	0	0	3 868,689	3 868,689	30 733,985	7,944	-30 733,985	0,550	0,018
		Річне	0	0	#DIV/0!	0	0	0	1 396 410,104	1 396 410,104	10 183 478,006	7,293	-10 183 478,006		
сценарне керування		Зима	136,252	136,252	0,000	0,000	0,000	0,000	3 785,581	3 921,832	32 256,953	8,521	-32 256,953	0,444	0,000
		Весна	857,474	857,474	0,000	0,000	0,000	0,000	3 235,079	3 852,553	17 414,893	5,383	-17 414,893	0,423	0,016
		Літо	1 318,163	1 305,852	0,009	0,000	0,000	4,721	2 566,742	3 872,594	19 113,687	7,447	-19 113,687	0,394	0,000
		Осінь	1 119,633	1 110,134	0,008	0,000	0,000	0,000	2 758,555	3 868,689	22 628,848	8,203	-22 628,848	0,385	0,000
		Річне	308 837,023	306 874,074	0,006	0,000	0,000	4,721	1 111 136,029	1 396 410,104	8 227 294,189	7,404	-8 227 294,189		
3,00	5,2138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
3,00	5,2138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	2 995,08	3 852,55	16 833,86	5,62	-16 833,86	0,46	0,02
3,00	5,2138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2 554,43	3 872,59	20 487,37	8,02	-20 487,37	0,38	0,00
3,00	5,2138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
3,00	5,2138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	0,00	1 087 573,08	1 396 410,10	8 523 268,05	7,84	-8 523 268,05		
3,50	5,7138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
3,50	5,7138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	2 995,08	3 852,55	16 833,86	5,62	-16 833,86	0,46	0,02
3,50	5,7138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2 554,43	3 872,59	20 487,37	8,02	-20 487,37	0,38	0,00
3,50	5,7138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
3,50	5,7138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	0,00	1 087 573,08	1 396 410,10	8 523 268,05	7,84	-8 523 268,05		
4,00	6,2138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
4,00	6,2138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	2,06	2 995,08	3 852,55	16 569,32	5,53	-16 569,32	0,44	0,00
4,00	6,2138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2 554,43	3 872,59	20 144,96	7,89	-20 144,96	0,38	0,00
4,00	6,2138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
4,00	6,2138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	2,06	1 087 573,08	1 396 410,10	8 468 643,00	7,79	-8 468 643,00		
4,50	6,7138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
4,50	6,7138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 145,08	3 852,55	16 698,79	5,31	-16 698,79	0,44	0,02
4,50	6,7138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	3,90	2 554,43	3 872,59	19 593,48	7,67	-19 593,48	0,38	0,00
4,50	6,7138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	24 092,15	8,76	-24 092,15	0,44	0,00
4,50	6,7138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	3,90	1 101 073,08	1 396 410,10	8 430 661,70	7,66	-8 430 661,70		
5,00	7,2138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 289,60	8,79	-33 289,60	0,56	0,02
5,00	7,2138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 145,08	3 852,55	16 850,14	5,36	-16 850,14	0,38	0,01
5,00	7,2138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	3,90	2 554,43	3 872,59	19 791,07	7,75	-19 791,07	0,37	0,00
5,00	7,2138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	3,73	2 749,06	3 868,69	23 769,70	8,65	-23 769,70	0,44	0,00
5,00	7,2138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	3,82	1 101 073,08	1 396 410,10	8 433 046,09	7,66	-8 433 046,09		
5,50	7,7138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 746,44	8,65	-32 746,44	0,56	0,00
5,50	7,7138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 145,08	3 852,55	16 743,90	5,32	-16 743,90	0,44	0,02
5,50	7,7138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	3,90	2 554,43	3 872,59	19 791,07	7,75	-19 791,07	0,37	0,00
5,50	7,7138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	3,73	2 749,06	3 868,69	23 679,47	8,61	-23 679,47	0,44	0,00
5,50	7,7138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	3,82	1 101 073,08	1 396 410,10	8 366 479,81	7,60	-8 366 479,81		
6,00	8,2138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 782,17	8,66	-32 782,17	0,56	0,00
6,00	8,2138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 414,89	5,38	-17 414,89	0,42	0,02
6,00	8,2138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	3,90	2 554,43	3 872,59	19 791,07	7,75	-19 791,07	0,37	0,00
6,00	8,2138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	22 608,91	8,22	-22 608,91	0,44	0,00
6,00	8,2138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	3,90	1 109 173,08	1 396 410,10	8 333 734,12	7,51	-8 333 734,12		
6,50	8,7138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 848,05	8,68	-32 848,05	0,56	0,02
6,50	8,7138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 414,89	5,38	-17 414,89	0,42	0,02
6,50	8,7138	Літо	1 318,16	1 318,16	0,00	0,00	0,00	4,72	2 554,43	3 872,59	18 969,33	7,43	-18 969,33	0,37	0,00
6,50	8,7138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	22 985,06	8,36	-22 985,06	0,36	0,00
6,50	8,7138	Річне	308 837,02	308 837,02	0,00	0,00	0,00	4,72	1 109 173,08	1 396 410,10	8 299 560,49	7,48	-8 299 560,49		
7,00	9,2138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	33 004,21	8,72	-33 004,21	0,56	0,02
7,00	9,2138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 564,36	5,43	-17 564,36	0,50	0,02
7,00	9,2138	Літо	1 318,16	1 305,85	0,01	0,00	0,00	0,00	2 566,74	3 872,59	19 453,37	7,58	-19 453,37	0,39	0,00
7,00	9,2138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	22 328,15	8,12	-22 328,15	0,36	0,00
7,00	9,2138	Річне	308 837,02	307 729,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1 110 281,10	1 396 410,10	8 311 507,76	7,49	-8 311 507,76		
7,50	9,7138	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	32 731,04	8,65	-32 731,04	0,50	0,02
7,50	9,7138	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 710,62	5,47	-17 710,62	0,37	0,01
7,50	9,7138	Літо	1 318,16	1 305,85	0,01	0,00	0,00	0,00	2 566,74	3 872,59	19 906,82	7,76	-19 906,82	0,27	0,00
7,50	9,7138	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	22 508,71	8,19	-22 508,71	0,36	0,00
7,50	9,7138	Річне	308 837,02	307 729,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1 110 281,10	1 396 410,10	8 357 146,63	7,53	-8 357 146,63		
8,00	10,214	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 785,58	3 921,83	31 939,14	8,44	-31 939,14	0,50	0,02
8,00	10,214	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 867,95	5,52	-17 867,95	0,50	0,02
8,00	10,214	Літо	1 318,16	1 305,85	0,01	0,00	0,00	0,00	2 566,74	3 872,59	19 942,36	7,77	-19 942,36	0,38	0,00
8,00	10,214	Осінь	1 119,63	1 119,63	0,00	0,00	0,00	0,00	2 749,06	3 868,69	22 508,71	8,19	-22 508,71	0,36	0,00
8,00	10,214	Річне	308 837,02	307 729,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1 110 281,10	1 396 410,10	8 303 235,33	7,48	-8 303 235,33		
8,50	10,714	Зима	136,25	136,25	0,00	0,00	0,00	0,00	3 935,58	3 921,83	33 113,74	8,41	-33 113,74	0,48	0,01
8,50	10,714	Весна	857,47	857,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3 235,08	3 852,55	17 867,95	5,52	-17 867,95	0,50	0,02
8,50	10,714	Літо	1 318,16	1 305,85	0,01	0,00	0,00	0,00	2 566,74	3 872,59	19 942,36	7,77	-19 942,36	0,38	0,00
8,50	10,714	Осінь	1 119,63	1 110,13	0,01	0,00	0,00	0,00							

Продовження таблиці И.2

Таблиця І.3 – Результати для складального цеху за моделлю самовиробництва

Ціна пр заряду	Ціна пр розряду		Генерація планова СЕС	Генерація фактична СЕС	Недовідп уєк СЕС	Обсяг продажу	Отримано від продажу	Середній тариф продажу	Обсяг закупівлі	Спожито навантаженням	Витрачено на закупівлю	Середній тариф закупівлі	Фінансовий результат	К форми	К нерівном
Чисто споживач		Зима	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	1824,433	1824,433	14073,457	7,714	-14073,457	0,870	0,781
		Весна	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	852,220	852,220	4472,272	5,248	-4472,272	0,450	0,070
		Літо	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	281,190	281,190	1943,770	6,913	-1943,770	0,472	0,193
		Осінь	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	810,505	810,505	5616,678	6,930	-5616,678	0,289	0,024
		Річне	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	339151,380	339151,380	2349555,941	6,928	-2349555,941		
Статичне сценарне керування		Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,171	1756,307	1824,433	13486,575	7,679	-13486,575	0,488	0,000
		Весна	428,737	428,737	0,000	141,480	361,459	2,555	724,963	852,220	3968,467	5,474	-3607,008	0,182	-0,561
		Літо	659,082	659,082	0,000	470,973	1402,784	2,978	93,081	281,190	839,564	9,020	563,220	-1,128	-0,186
		Осінь	559,817	559,817	0,000	215,933	1091,638	5,055	466,622	810,505	3312,961	7,100	-2221,324	0,074	-0,531
		Річне	154418,511	154418,511	0,000	74554,676	257029,212	3,448	273687,545	339151,380	1944681,029	7,105	-1687651,817		
3,00	5,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
3,00	5,03638	Весна	428,737	428,737	0,000	27,268	92,956	3,409	450,752	852,220	2 773,879	6,154	-2 680,924	0,233	-0,181
3,00	5,03638	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	2 005,034	4,286	89,897	281,190	805,661	8,962	1 199,373	-1,128	-5,371
3,00	5,03638	Осінь	559,817	559,817	0,000	49,523	240,674	4,860	300,211	810,505	2 649,054	8,824	-2 408,380	0,147	-0,349
3,00	5,03638	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	49 012,116	210 479,745	4,294	233 744,984	339 151,380	1 781 143,149	7,620	-1 570 663,404		
3,50	5,36368	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
3,50	5,36368	Весна	428,737	428,737	0,000	16,504	58,489	3,544	439,987	852,220	2 729,149	6,203	-2 670,661	0,233	-0,218
3,50	5,36368	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	1 994,542	4,264	89,897	281,190	805,661	8,962	1 188,881	-1,128	-0,186
3,50	5,36368	Осінь	559,817	559,817	0,000	49,523	240,674	4,860	300,211	810,505	2 649,054	8,824	-2 408,380	0,147	-0,349
3,50	5,36368	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	48 043,304	206 433,381	4,297	232 776,173	339 151,380	1 777 117,436	7,634	-1 570 684,054		
4,00	6,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
4,00	6,03638	Весна	428,737	428,737	0,000	56,664	189,190	3,339	480,148	852,220	2 629,849	5,477	-2 440,659	0,166	-0,180
4,00	6,03638	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	1 901,364	4,065	89,897	281,190	805,661	8,962	1 095,703	-1,128	-0,186
4,00	6,03638	Осінь	559,817	559,817	0,000	24,776	148,329	5,987	275,465	810,505	2 485,754	9,024	-2 337,425	0,198	-0,256
4,00	6,03638	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	49 430,605	201 499,484	4,076	234 163,474	339 151,380	1 753 483,421	7,488	-1 551 983,937		
4,50	6,36368	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
4,50	6,36368	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	573,172	852,220	2 923,599	5,101	-2 775,954	0,174	-0,121
4,50	6,36368	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	1 618,416	3,460	89,897	281,190	805,661	8,962	812,755	-1,128	-0,186
4,50	6,36368	Осінь	559,817	559,817	0,000	78,261	273,990	3,501	328,950	810,505	2 814,817	8,557	-2 540,827	0,147	-0,381
4,50	6,36368	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	53 616,416	183 604,561	3,424	247 349,284	339 151,380	1 809 536,605	7,316	-1 625 932,044		
5,00	7,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
5,00	7,03638	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	573,172	852,220	2 923,599	5,101	-2 775,954	0,174	-0,121
5,00	7,03638	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	1 484,412	3,173	89,897	281,190	805,661	8,962	678,751	-1,128	-0,186
5,00	7,03638	Осінь	559,817	559,817	0,000	90,709	308,632	3,402	341,398	810,505	2 886,621	8,455	-2 577,989	0,147	-0,381
5,00	7,03638	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	54 736,793	174 662,072	3,191	248 469,662	339 151,380	1 815 998,992	7,309	-1 641 336,920		
5,50	7,36368	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 449,888	7,658	-13 449,888	0,488	0,000
5,50	7,36368	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	633,172	852,220	3 190,894	5,040	-3 043,249	0,182	-0,113
5,50	7,36368	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	1 606,954	3,435	89,897	281,190	805,661	8,962	801,293	-1,128	-0,186
5,50	7,36368	Осінь	559,817	559,817	0,000	90,709	308,632	3,402	341,398	810,505	2 886,621	8,455	-2 577,989	0,147	-0,381
5,50	7,36368	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	54 736,793	185 690,844	3,392	253 869,662	339 151,380	1 829 975,809	7,208	-1 644 284,965		
6,00	8,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,171	1 756,307	1 824,433	13 384,349	7,621	-13 384,349	0,488	0,000
6,00	8,03638	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	633,172	852,220	3 190,894	5,040	-3 043,249	0,182	-0,113
6,00	8,03638	Літо	659,082	659,082	0,000	467,788	1 433,839	3,065	89,897	281,190	805,661	8,962	628,178	-1,128	-0,186
6,00	8,03638	Осінь	559,817	559,817	0,000	215,933	1 091,638	5,055	466,622	810,505	3 312,961	7,100	-2 221,324	0,074	-0,531
6,00	8,03638	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	66 006,912	240 580,982	3,645	265 139,781	339 151,380	1 862 447,917	7,024	-1 621 866,934		
6,50	8,36368	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,792	1 756,307	1 824,433	13 211,696	7,522	-13 211,696	0,488	0,000
6,50	8,36368	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	633,172	852,220	3 131,313	4,945	-2 983,668	0,182	-0,113
6,50	8,36368	Літо	659,082	659,082	0,000	616,480	2 408,388	3,907	238,588	281,190	1 680,912	7,045	727,476	-0,149	-0,708
6,50	8,36368	Осінь	559,817	559,817	0,000	124,831	615,585	4,931	375,520	810,505	2 832,075	7,542	-2 216,490	0,096	-0,392
6,50	8,36368	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	71 189,996	285 445,658	4,010	270 322,864	339 151,380	1 877 039,703	6,944	-1 591 594,045		
7,00	9,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,792	1 756,307	1 824,433	13 313,922	7,581	-13 313,922	0,488	0,000
7,00	9,03638	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	633,172	852,220	3 434,045	5,424	-3 286,400	0,177	-0,110
7,00	9,03638	Літо	659,082	659,082	0,000	617,521	2 535,907	4,107	239,630	281,190	1 736,627	7,247	799,280	-0,148	-0,704
7,00	9,03638	Осінь	559,817	559,817	0,000	149,623	814,042	5,441	400,312	810,505	2 764,588	6,906	-1 950,546	0,096	-0,493
7,00	9,03638	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	73 515,047	314 783,411	4,282	272 647,916	339 151,380	1 912 426,353	7,014	-1 597 642,943		
7,50	9,36368	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,864	1 756,307	1 824,433	13 117,672	7,469	-13 117,672	0,488	0,000
7,50	9,36368	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	633,172	852,220	3 520,440	5,560	-3 372,795	0,229	-0,142
7,50	9,36368	Літо	659,082	659,082	0,000	617,521	2 535,907	4,107	239,630	281,190	1 822,637	7,606	713,269	-0,148	-0,706
7,50	9,36368	Осінь	559,817	559,817	0,000	149,623	814,042	5,441	400,312	810,505	2 884,965	7,207	-2 070,923	0,098	-0,504
7,50	9,36368	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	73 515,047	314 783,411	4,282	272 647,916	339 151,380	1 921 114,323	7,046	-1 606 330,913		
8,00	10,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	19,025	166,555	8,754	1 857,050	1 824,433	13 474,894	7,256	-13 308,339	0,511	-0,127
8,00	10,03638	Весна	428,737	428,737	0,000	49,689	147,645	2,971	633,172	852,220	3 520,440	5,560	-3 372,795	0,229	-0,142
8,00	10,03638	Літо	659,082	659,082	0,000	617,521	2 535,907	4,107	239,630	281,190	1 822,637	7,606	713,269	-0,148	-0,706
8,00	10,03638	Осінь	559,817	559,817	0,000	149,623	814,042	5,441	400,312	810,505	2 884,965	7,207	-2 070,923	0,098	-0,504
8,00	10,03638	Річне	154 418,511	154 418,511	0,000	75 227,338	329 773,355	4,384	281 714,762	339 151,380	1 953 264,350	6,933	-1		

Продовження таблиці И.3

Таблиця ІІ.4 – Результати для складального цеху за моделлю власного споживання

Ціна пр заряду	Ціна пр розряду	Сезон	Генерація планова СЕС	Генерація фактична СЕС	Недовідп уск СЕС	Обсяг продажу	Отримано від продажу	Середній тариф продажу	Обсяг закупівлі	Спожито навантажен ням	Витрачено на закупівлю	Середній тариф закупівлі	Фінансовий результат	К форми	К нерівном
Чисто споживач		Зима	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	1824,433	1824,433	14073,457	7,714	-14073,457	0,870	0,781
		Весна	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	852,220	852,220	4472,272	5,248	-4472,272	0,450	0,070
		Літо	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	281,190	281,190	1943,770	6,913	-1943,770	0,472	0,193
		Осінь	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	810,505	810,505	5616,678	6,930	-5616,678	0,289	0,024
		Річне	0,000	0,000	#DIV/0!	0,000	0,000	0,000	339151,380	339151,380	2349555,941	6,928	-2349555,941		
Статичне сценарне керування		Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,171	1756,307	1824,433	13515,538	7,695	-13515,538	0,417	0,000
		Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3358,577	5,304	-3358,577	0,197	0,000
		Літо	659,082	348,109	0,472	0,000	0,000	0,000	36,759	281,190	238,687	6,493	-238,687	0,236	0,000
		Осінь	559,817	488,546	0,127	0,000	0,000	0,000	321,959	810,505	2237,420	6,949	-2237,420	0,123	0,000
		Річне	154418,511	115544,619	0,252	0,000	0,000	5,171	247337,737	339151,380	1741519,925	7,041	-1741519,925		
3,00	5,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
3,00	5,03638	Весна	428,737	395,552	0,077	0,000	0,000	0,000	456,669	852,220	2 759,318	6,042	-2 759,318	0,196	0,000
3,00	5,03638	Літо	659,082	225,060	0,659	0,000	0,000	0,000	159,808	281,190	1 156,024	7,234	-1 156,024	0,072	0,000
3,00	5,03638	Осінь	559,817	502,030	0,103	0,000	0,000	0,000	308,475	810,505	2 723,846	8,830	-2 723,846	0,145	0,000
3,00	5,03638	Річне	154 418,511	107 169,048	0,306	0,000	0,000	0,000	241 313,309	339 151,380	1 818 096,613	7,534	-1 818 096,613		
3,50	5,53638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
3,50	5,53638	Весна	428,737	428,737	0,000	0,000	0,000	3,269	423,483	852,220	2 612,040	6,168	-2 612,040	0,205	0,000
3,50	5,53638	Літо	659,082	225,060	0,659	0,000	0,000	0,000	159,808	281,190	1 156,024	7,234	-1 156,024	0,072	0,000
3,50	5,53638	Осінь	559,817	502,030	0,103	0,000	0,000	0,000	308,475	810,505	2 723,846	8,830	-2 723,846	0,145	0,000
3,50	5,53638	Річне	154 418,511	110 155,723	0,287	0,000	0,000	3,269	238 326,633	339 151,380	1 804 841,580	7,573	-1 804 841,580		
4,00	6,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
4,00	6,03638	Весна	428,737	391,241	0,087	0,000	0,000	3,198	460,979	852,220	2 487,286	5,396	-2 487,286	0,181	0,000
4,00	6,03638	Літо	659,082	225,060	0,659	0,000	0,000	0,000	159,808	281,190	1 156,024	7,234	-1 156,024	0,072	0,000
4,00	6,03638	Осінь	559,817	502,030	0,103	0,000	0,000	0,000	308,475	810,505	2 723,846	8,830	-2 723,846	0,145	0,000
4,00	6,03638	Річне	154 418,511	106 781,084	0,308	0,000	0,000	3,198	241 701,272	339 151,380	1 793 613,794	7,421	-1 793 613,794		
4,50	6,53638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
4,50	6,53638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	3,269	573,172	852,220	2 923,599	5,101	-2 923,599	0,190	0,000
4,50	6,53638	Літо	659,082	225,060	0,659	0,000	0,000	0,000	159,808	281,190	1 156,024	7,234	-1 156,024	0,072	0,000
4,50	6,53638	Осінь	559,817	502,030	0,103	0,000	0,000	0,000	308,475	810,505	2 723,846	8,830	-2 723,846	0,145	0,000
4,50	6,53638	Річне	154 418,511	105 683,712	0,316	0,000	0,000	3,269	251 798,644	339 151,380	1 832 881,933	7,279	-1 832 881,933		
5,00	7,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 561,885	7,722	-13 561,885	0,837	0,623
5,00	7,03638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	3,269	573,172	852,220	2 923,599	5,101	-2 923,599	0,190	0,000
5,00	7,03638	Літо	659,082	225,060	0,659	0,000	0,000	0,000	159,808	281,190	1 156,024	7,234	-1 156,024	0,072	0,000
5,00	7,03638	Осінь	559,817	502,030	0,103	0,000	0,000	0,000	308,475	810,505	2 723,846	8,830	-2 723,846	0,145	0,000
5,00	7,03638	Річне	154 418,511	105 683,712	0,316	0,000	0,000	3,269	251 798,644	339 151,380	1 832 881,933	7,279	-1 832 881,933		
5,50	7,53638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 756,307	1 824,433	13 462,074	7,665	-13 462,074	0,391	0,000
5,50	7,53638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3 190,894	5,040	-3 190,894	0,197	0,000
5,50	7,53638	Літо	659,082	348,109	0,472	0,000	0,000	0,000	36,759	281,190	238,687	6,493	-238,687	0,236	0,000
5,50	7,53638	Осінь	559,817	502,030	0,103	0,000	0,000	0,000	308,475	810,505	2 723,846	8,830	-2 723,846	0,145	0,000
5,50	7,53638	Річне	154 418,511	116 758,160	0,244	0,000	0,000	0,000	246 124,196	339 151,380	1 765 395,137	7,173	-1 765 395,137		
6,00	8,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,171	1 756,307	1 824,433	13 411,437	7,636	-13 411,437	0,397	0,000
6,00	8,03638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3 190,894	5,040	-3 190,894	0,197	0,000
6,00	8,03638	Літо	659,082	348,109	0,472	0,000	0,000	0,000	36,759	281,190	238,687	6,493	-238,687	0,236	0,000
6,00	8,03638	Осінь	559,817	488,546	0,127	0,000	0,000	0,000	321,959	810,505	2 237,420	6,949	-2 237,420	0,123	0,000
6,00	8,03638	Річне	154 418,511	115 544,619	0,252	0,000	0,000	5,171	247 337,737	339 151,380	1 717 059,372	6,942	-1 717 059,372		
6,50	8,53638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,792	1 756,307	1 824,433	13 238,784	7,538	-13 238,784	0,397	0,000
6,50	8,53638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3 131,313	4,945	-3 131,313	0,197	0,000
6,50	8,53638	Літо	659,082	189,150	0,713	0,000	0,000	0,000	195,717	281,190	1 224,936	6,259	-1 224,936	0,077	0,000
6,50	8,53638	Осінь	559,817	477,505	0,147	0,000	0,000	0,000	333,001	810,505	2 364,783	7,101	-2 364,783	0,128	0,000
6,50	8,53638	Річне	154 418,511	100 244,587	0,351	0,000	0,000	5,792	262 637,770	339 151,380	1 796 383,425	6,840	-1 796 383,425		
7,00	9,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,792	1 756,307	1 824,433	13 342,885	7,597	-13 342,885	0,417	0,000
7,00	9,03638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3 434,045	5,424	-3 434,045	0,192	0,000
7,00	9,03638	Літо	659,082	188,109	0,715	0,000	0,000	0,000	196,759	281,190	1 280,650	6,509	-1 280,650	0,077	0,000
7,00	9,03638	Осінь	559,817	470,913	0,159	0,000	0,000	0,000	339,592	810,505	2 097,599	6,177	-2 097,599	0,130	0,000
7,00	9,03638	Річне	154 418,511	99 557,668	0,355	0,000	0,000	5,792	263 324,688	339 151,380	1 813 966,185	6,889	-1 813 966,185		
7,50	9,53638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	5,864	1 756,307	1 824,433	13 147,375	7,486	-13 147,375	0,417	0,000
7,50	9,53638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3 520,440	5,560	-3 520,440	0,248	0,000
7,50	9,53638	Літо	659,082	188,109	0,715	0,000	0,000	0,000	196,759	281,190	1 366,661	6,946	-1 366,661	0,077	0,000
7,50	9,53638	Осінь	559,817	470,913	0,159	0,000	0,000	0,000	339,592	810,505	2 217,977	6,531	-2 217,977	0,133	0,000
7,50	9,53638	Річне	154 418,511	99 557,668	0,355	0,000	0,000	5,864	263 324,688	339 151,380	1 822 720,777	6,922	-1 822 720,777		
8,00	10,03638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	6,217	1 856,307	1 824,433	13 445,710	7,243	-13 445,710	0,440	0,000
8,00	10,03638	Весна	428,737	379,048	0,116	0,000	0,000	0,000	633,172	852,220	3 520,440	5,560	-3 520,440	0,248	0,000
8,00	10,03638	Літо	659,082	188,109	0,715	0,000	0,000	0,000	196,759	281,190	1 366,661	6,946	-1 366,661	0,077	0,000
8,00	10,03638	Осінь	559,817	470,913	0,159	0,000	0,000	0,000	339,592	810,505	2 217,977	6,531	-2 217,977	0,133	0,000
8,00	10,03638	Річне	154 418,511	99 557,668	0,355	0,000	0,000	6,217	272 324,688	339 151,380	1 849 570,918	6,792	-1 849 570,918		
8,50	10,53638	Зима	68,126	68,126	0,000	0,000	0,000	0,000	1 856,307	1 824,433	13 648,229	7,352	-13 648,229		

Продовження таблиці И.4

Ціна пр заряду	Ціна пр розраду	Сезон	Медыана	КВВП	К варыяцый	К попиту	К якасці	СКВ	П	Р сяр	Р макс	Р мін
Чысто спажывач		Зіма	75,471	0,507	0,077	0,583	11,362	5,819	62,680	76,018	87,404	68,246
		Весна	35,419	0,237	0,735	0,527	0,611	26,113	155,288	35,509	78,990	5,532
		Літо	12,681	0,078	0,026	0,166	0,896	6,167	66,875	11,716	24,840	4,789
		Осінь	14,094	0,225	1,000	0,779	0,289	33,784	282,586	33,771	116,858	2,762
		Річне										
Статычнае сцэнарнае керування		Зіма	72,983	0,488	0,469	1,171	0,889	34,297	301,016	73,179	150,000	0,000
		Весна	6,076	0,176	1,432	0,891	0,138	37,774	353,075	26,382	133,608	0,000
		Літо	0,000	0,010	1,680	0,043	0,140	2,572	7,450	1,532	6,497	0,000
		Осінь	2,971	0,089	1,925	0,725	0,064	25,826	372,033	13,415	108,806	0,000
		Річне										
3,00	5,03638	Зіма	75,128	0,488	0,129	0,583	6,504	9,421	87,742	73,179	87,404	54,462
3,00	5,03638	Весна	6,230	0,127	1,398	0,648	0,140	26,596	317,622	19,028	97,214	0,000
3,00	5,03638	Літо	0,000	0,044	2,838	0,613	0,026	18,898	189,242	6,659	91,937	0,000
3,00	5,03638	Осінь	5,577	0,086	1,656	0,591	0,088	21,281	285,914	12,853	88,707	0,000
3,00	5,03638	Річне										
3,50	5,53638	Зіма	75,128	0,488	0,129	0,583	6,504	9,421	87,742	73,179	87,404	54,462
3,50	5,53638	Весна	6,230	0,118	1,409	0,575	0,145	24,853	310,487	17,645	86,282	0,000
3,50	5,53638	Літо	0,000	0,044	2,838	0,613	0,026	18,898	189,242	6,659	91,937	0,000
3,50	5,53638	Осінь	5,577	0,086	1,656	0,591	0,088	21,281	285,914	12,853	88,707	0,000
3,50	5,53638	Річне										
4,00	6,03638	Зіма	75,128	0,488	0,129	0,583	6,504	9,421	87,742	73,179	87,404	54,462
4,00	6,03638	Весна	5,865	0,128	1,451	0,708	0,125	27,879	320,994	19,207	106,216	0,000
4,00	6,03638	Літо	0,000	0,044	2,838	0,613	0,026	18,898	189,242	6,659	91,937	0,000
4,00	6,03638	Осінь	5,577	0,086	1,656	0,591	0,088	21,281	285,914	12,853	88,707	0,000
4,00	6,03638	Річне										
4,50	6,53638	Зіма	75,128	0,488	0,129	0,583	6,504	9,421	87,742	73,179	87,404	54,462
4,50	6,53638	Весна	6,455	0,159	1,419	0,837	0,134	33,877	339,189	23,882	125,527	0,000
4,50	6,53638	Літо	0,000	0,044	2,838	0,613	0,026	18,898	189,242	6,659	91,937	0,000
4,50	6,53638	Осінь	5,577	0,086	1,656	0,591	0,088	21,281	285,914	12,853	88,707	0,000
4,50	6,53638	Річне										
5,00	7,03638	Зіма	75,128	0,488	0,129	0,583	6,504	9,421	87,742	73,179	87,404	54,462
5,00	7,03638	Весна	6,455	0,159	1,419	0,837	0,134	33,877	339,189	23,882	125,527	0,000
5,00	7,03638	Літо	0,000	0,044	2,838	0,613	0,026	18,898	189,242	6,659	91,937	0,000
5,00	7,03638	Осінь	5,577	0,086	1,656	0,591	0,088	21,281	285,914	12,853	88,707	0,000
5,00	7,03638	Річне										
5,50	7,53638	Зіма	72,983	0,488	0,490	1,248	0,797	35,885	435,392	73,179	150,000	0,000
5,50	7,53638	Весна	6,455	0,176	1,395	0,891	0,141	36,816	420,984	26,382	133,608	0,000
5,50	7,53638	Літо	0,000	0,010	1,680	0,043	0,140	2,572	7,450	1,532	6,497	0,000
5,50	7,53638	Осінь	5,577	0,086	1,656	0,591	0,088	21,281	285,914	12,853	88,707	0,000
5,50	7,53638	Річне										
6,00	8,03638	Зіма	72,983	0,488	0,486	1,228	0,818	35,532	417,708	73,179	150,000	0,000
6,00	8,03638	Весна	6,455	0,176	1,395	0,891	0,141	36,816	420,984	26,382	133,608	0,000
6,00	8,03638	Літо	0,000	0,010	1,680	0,043	0,140	2,572	7,450	1,532	6,497	0,000
6,00	8,03638	Осінь	2,971	0,089	1,925	0,725	0,064	25,826	372,033	13,415	108,806	0,000
6,00	8,03638	Річне										
6,50	8,53638	Зіма	73,551	0,488	0,488	1,228	0,815	35,683	401,890	73,179	150,000	0,000
6,50	8,53638	Весна	6,455	0,176	1,431	0,891	0,138	37,745	444,792	26,382	133,608	0,000
6,50	8,53638	Літо	0,000	0,054	2,978	0,706	0,026	24,287	205,716	8,155	105,941	0,000
6,50	8,53638	Осінь	4,116	0,093	1,844	0,723	0,069	25,588	379,655	13,875	108,503	0,000
6,50	8,53638	Річне										
7,00	9,03638	Зіма	73,551	0,488	0,471	1,171	0,885	34,454	285,199	73,179	150,000	0,000
7,00	9,03638	Весна	6,455	0,176	1,419	0,915	0,135	37,427	412,136	26,382	137,280	0,000
7,00	9,03638	Літо	0,000	0,055	2,968	0,710	0,026	24,336	206,828	8,198	106,497	0,000
7,00	9,03638	Осінь	1,381	0,094	1,977	0,723	0,066	27,977	372,511	14,150	108,503	0,000
7,00	9,03638	Річне										
7,50	9,53638	Зіма	75,066	0,488	0,610	1,171	0,682	44,676	597,423	73,179	150,000	0,000
7,50	9,53638	Весна	7,411	0,176	1,133	0,709	0,219	29,884	246,572	26,382	106,390	0,000
7,50	9,53638	Літо	0,000	0,055	2,969	0,708	0,026	24,337	106,787	8,198	106,165	0,000
7,50	9,53638	Осінь	1,381	0,094	1,950	0,707	0,068	27,590	268,208	14,150	106,105	0,000
7,50	9,53638	Річне										
8,00	10,03638	Зіма	74,407	0,516	0,628	1,171	0,701	48,543	724,706	77,346	150,000	0,000
8,00	10,03638	Весна	7,411	0,176	1,133	0,709	0,219	29,884	246,572	26,382	106,390	0,000
8,00	10,03638	Літо	0,000	0,055	2,969	0,708	0,026	24,337	106,787	8,198	106,165	0,000
8,00	10,03638	Осінь	1,381	0,094	1,950	0,707	0,068	27,590	268,208	14,150	106,105	0,000
8,00	10,03638	Річне										
8,50	10,53638	Зіма	74,280	0,516	0,558	1,171	0,789	43,164	663,133	77,346	150,000	0,000
8,50	10,53638	Весна	7,411	0,176	1,133	0,709	0,219	29,884	246,572	26,382	106,390	0,000
8,50	10,53638	Літо	0,000	0,055	2,969	0,708	0,026	24,337	106,787	8,198	106,165	0,000
8,50	10,53638	Осінь	2,438	0,123	1,773	0,707	0,098	32,603	367,591	18,392	106,105	0,000
8,50	10,53638	Річне										
9,00	11,03638	Зіма	73,551	0,516	0,506	1,171	0,870	39,149	410,977	77,346	150,000	0,000
9,00	11,03638	Весна	7,411	0,176	1,133	0,709	0,219	29,884	246,572	26,382	106,390	0,000
9,00	11,03638	Літо	0,000	0,070	2,474	0,708	0,040	26,086	163,110	10,545	106,165	0,000
9,00	11,03638	Осінь	2,438	0,123	1,773	0,707	0,098	32,603	367,591	18,392	106,105	0,000
9,00	11,03638	Річне										

Додаток К

Довідка про результат впровадження результатів дисертаційної роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ



Проректор з навчальної роботи

КЕІМ Ігоря Сікорського

Тетяна ЖЕЛЯСКОВА

24 КВІ 2026

2026 рік

АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи **Пустового Андрія Миколайовича «Керування режимами активних споживачів з гібридною системою електропостачання»**

Комісія у складі:

Голова: завідувач кафедри електропостачання НН ІЕЕ,
доцент Бориченко О. В.

Члени комісії: доцент кафедри електропостачання НН ІЕЕ,
Ярмолюк О. С.
доцент кафедри електропостачання НН ІЕЕ,
Коцар О.В.
доцент кафедри електропостачання НН ІЕЕ,
Шовкалюк М.М.

цим Актом засвідчує, що результати дисертаційної роботи **Пустового Андрія Миколайовича «Керування режимами активних споживачів з гібридною системою електропостачання»** впроваджено в освітній процес кафедри електропостачання та використовуються в нормативному освітньому компоненті циклу професійної підготовки «Управління попитом на енергетичні ресурси»

(https://drive.google.com/file/d/1BXaDS2NPsW9WkfATt2jb15zQJJYCfbj/view?usp=drive_link) освітньо-професійної програми другого (магістерського) рівня вищої освіти «Енергоменеджмент та енергоефективні технології» за спеціальністю G3 – Електрична інженерія.

У навчальний процес було впроваджено: методи та алгоритми прийняття рішень щодо динамічної зміни пріоритетів розподілу енергетичних потоків між елементами системи електропостачання активного споживача з залученням відновлюваних джерел енергії та установок зберігання енергії.

Упровадження отриманих під час наукової роботи результатів дисертаційної роботи Пустового Андрія Миколайовича «Керування режимами активних споживачів з гібридною системою електропостачання» в навчальний процес підвищує якість підготовки студентів за спеціальністю G3 – Електрична інженерія, так як відображає та пропонує підходи до вирішення актуальних завдань щодо проєктування гібридних систем електропостачання активних споживачів в умовах децентралізації енергетичної системи України, зумовлена необхідністю підвищення стійкості до воєнних загроз та переходом на відновлювані джерела енергії.

Голова комісії

к.т.н., доцент



Олена БОРИЧЕНКО

Члени комісії

к.т.н., доцент



Олена ЯРМОЛЮК

к.т.н., доцент



Олег КОЦАР

к.т.н., доцент



Марина ШОВКАЛЮК

Заступник директора НН

ІЕЕ з навчально-методичної роботи

к.т.н., доцент



Алла БОСАК

Додаток Л

Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

1. Y. Veremiichuk, O. Yarmoliuk, A. Pustovy, A. Mahnitko, I. Zicmane, T. Lomane. Features of Electricity Distribution Using Energy Storage in Solar Photovoltaic Structure. Latvian Journal of Physics and Technical Sciences. 2020. Vol. 57, no. 5. P. 18–29. DOI: 10.2478/lpts-2020-0024.

2. Пустовий А., Веремічук Ю. Особливості функціонування сонячної генерації малої потужності у ОЕС України в умовах зеленої трансформації. «ЕНЕРГЕТИКА І АВТОМАТИКА» 2024 Т. 71, № 1. С. 102–113. DOI: 10.31548/energiya1(71).2024.102.

3. Пустовий А., Веремічук Ю. Аналіз механізмів стимулювання розвитку малої розподіленої генерації на боці побутового споживача в ринкових умовах. «ЕНЕРГЕТИКА І АВТОМАТИКА» 2025 Т. 77, № 1. С. 78–89. DOI: 10.31548/energiya1(77).2025.078

4. Пустовий А., Веремічук Ю. Керування енергетичними потоками активного споживача в умовах ринку електричної енергії. «Енергетика: економіка, технології, екологія», 2025 Т. 82, №4. С. 121-125. DOI: 10.20535/1813-5420.4.2025.346096

5. Пустовий А.М., Веремічук Ю.А. Досвід реалізації ВДЕ - проектів в розподільних електричних мережах. Виступ на конференції. VIII Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'22» 15-17 листопада 2022р. URL: <https://ep.kpi.ua/uk/node/533>

6. Пустовий А.М. Аналіз технічних аспектів функціонування сонячної генерації до 1 МВт. Конференція «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» 13 квітня 2023р. URL: <http://drive.google.com/file/d/1ArgD8RB8c0gMcn53Dfg0MmCVj9nuCpp/view>

7. Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Стан та тенденції розвитку систем автономного електрозабезпечення промислових підприємств. Збірник тез конференції. X Міжнародна науково-технічний онлайн-конференція «Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування» 19 жовтня 2023р. с. 34. URL: https://drive.google.com/file/d/13MjXjzt20C_k-PYMXacJlmfoD2vLOEQf/view.

8. Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Стан та тенденції розвитку ринків електричної енергії при збільшенні частки ліцензіатів генерації ВДЕ. Збірник тез конференції. Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні 6-7 грудня 2023 р. с. 283-284. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/274a1528-92b9-4438-91699b10e5852c0b/content>.

9. Пустовий А.М. Особливості інтеграції фотоелектричних станцій на житловій будівлі. Збірник тез конференції. «Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника» 09-10 квітня 2024 р. с. 34-35. URL: <https://docs.google.com/document/d/1eyOR3jKfG5f1CCyC8I0A39hRWVba8aWV/edit?tab=t.0>.

10. Пустовий А.М., Веремійчук Ю.А. Управління гібридними системами електропостачання на основі залучення активних споживачів. XXVI Міжнародна науково-практична онлайн - конференція "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті" 21–23 травня 2025 року. DOI: <https://doi.org/10.36296/renewable.conf.21-23.05.2025>.

11. Y. Veremiichuk, O. Yarmoliuk, I. Prytyskach, V. Opryshko, Y. Onyshchenko, A. Pustovyi Comprehensive optimization of electricity supply in energy communities under emergency shutdown conditions. 2025 IEEE 66th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCon), Riga, Latvia, 23–25 October 2025. 2025. P. 1–6. URL: <https://doi.org/10.1109/rtucon67996.2025.11414830>.