

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет радіоелектроніки

Факультет Автоматики і комп'ютеризованих технологій
(повна назва)

Кафедра Комп'ютерно-інтегрованих технологій, автоматизації та робототехніки
(повна назва)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА Пояснювальна записка

рівень вищої освіти другий (магістерський)

Розроблення підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації
(тема)

Виконав:
здобувач 2 року навчання,
групи КТРСМ-24-1
Нікіта КУРБАНОВ
(власне ім'я, прізвище)

Спеціальність 174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка
(код і повна назва спеціальності)

Тип програми освітньо-професійна

Освітня програма Комп'ютеризовані та робототехнічні системи
(повна назва освітньої програми)

Керівник доц. Софія ХРУСТАЛЬОВА
(посада, власне ім'я, прізвище)

Допускається до захисту

Завідувач кафедри КІТАР

(підпис)

Ігор НЕВЛЮДОВ
(власне ім'я, прізвище)

2025 р.

Я, Курбанов Нікіта Равільович, як здобувач вищої освіти ХНУРЕ, розумію і підтримую політику закладу із академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував недозволену допомогу під час підготовки кваліфікаційної роботи. Я не використовував штучний інтелект для підготовки кваліфікаційної роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

01 грудня 2025 р.



Нікіта КУРБАНОВ

Харківський національний університет радіоелектроніки

Факультет _____ АКТ _____

Кафедра _____ КІТАР _____

Рівень вищої освіти _____ другий (магістерський) _____

Спеціальність _____ 174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка _____

(код і повна назва)

Тип програми _____ освітньо-професійна _____

Освітня програма _____ Комп'ютеризовані та робототехнічні системи _____
(повна назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Зав. кафедри КІТАР _____
(підпис)

« _____ » _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

здобувачеві _____ Курбанову Нікіті Равільовичу _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Розроблення підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації _____

затверджена наказом університету від 10 листопада 2025 р. № 1018 Ст _____

2. Термін подання здобувачем роботи до екзаменаційної комісії _____ 19 грудня 2025 р. _____

3. Вихідні дані до роботи _____

3.1 Призначення і цілі розробки: підсистема призначена для інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації на базі фотоелектричних модулів. _____

3.2 Вхідні дані: системний час/астрономічні параметри, електричні параметри ФЕ-модуля та акумулятора (напруга/струм), дані стану приводів трекера. _____

3.3 Метод обробки даних: адаптивний циклічний алгоритм двохосьового стеження за сонцем із розрахунком координат та активним інтервалом роботи (схід/захід). _____

3.4 Середовище реалізації: MATLAB із засобами нейромережевого навчання. _____

3.5 Вимоги до результатів: підсистема повинна забезпечувати підвищення ефективності використання сонячної енергії за рахунок коректної орієнтації панелі. _____

4. Перелік питань, що потрібно опрацювати в роботі _____

4.1 Проаналізувати проблеми традиційних електромереж і обґрунтувати актуальність переходу до Smart Grid/MicroGrid. _____

4.2 Розглянути архітектурні підходи MicroGrid та вимоги до керування генерацією. _____

4.3 Розробити структурну/функціональну архітектуру підсистеми інтелектуального керування альтернативною електрогенерацією. _____

4.4 Синтезувати алгоритм керування двохосьовим трекером. _____

4.5 Реалізувати/дослідити прогнозні моделі часових рядів генерації з порівнянням NARX і CRBM _____

5. Перелік графічного матеріалу із зазначенням креслеників, схем, плакатів, комп'ютерних ілюстрацій (п.5 включається до завдання за рішенням випускової кафедри) _____

Графічний матеріал у вигляді презентації – 24 арк. ф. А4

6. Консультанти розділів роботи (п.6 включається до завдання за наявності консультантів згідно з наказом, зазначеним у п.1)


Найменування розділу	Консультант (посада, прізвище, ім'я, по батькові)	Позначка консультанта про виконання розділу	
		підпис	дата

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів роботи	Строк / терміни виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз проблем традиційних електромереж і обґрунтування актуальності переходу до MicroGrid як середовища інтеграції ВДЕ</i>	25.09.2025	<i>виконано</i>
2	<i>Дослідження архітектурних підходів MicroGrid та вимог до керування розподіленою генерацією.</i>	15.10.2025	<i>виконано</i>
3	<i>Розроблення структурної схеми підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації</i>	10.11.2025	<i>виконано</i>
4	<i>Розроблення алгоритму роботи підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації</i>	25.11.2025	<i>виконано</i>
5	<i>Реалізація прогностичних моделей часових рядів генерації з порівнянням NARX і CRBM</i>	05.12.2025	<i>виконано</i>
6	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	15.12.2025	<i>виконано</i>
7	<i>Подання роботи на нормоконтроль</i>	18.12.2025	<i>виконано</i>
8	<i>Подання роботи для перевірки роботи на академічну доброчесність</i>	18.12.2025	<i>виконано</i>
9	<i>Подання роботи на рецензію</i>	19.12.2025	<i>виконано</i>
10	<i>Подання роботи на підпис зав. кафедри</i>	19.12.2025	<i>виконано</i>
11	<i>Подання кваліфікаційної роботи в ЕК</i>	19.12.2025	

Дата видачі завдання 01 вересня 2025 р.

Здобувач _____


(підпис)

Нікіта КУРБАНОВ

Керівник роботи _____

(підпис)

доц. Софія ХРУСТАЛЬОВА
(посада, власне ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 112 с., 3 табл., 23 рис., 2 дод., 22 джерела посилання.

MICROGRID, SMART GRID, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ЕНЕРГІЯ, СОНЯЧНА БАТАРЕЯ, УПРАВЛІННЯ, КОНТРОЛЬ, РОЗПОДІЛЬНА СИСТЕМА.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності управління альтернативною системою електрогенерації за рахунок інтелектуалізації процесу управління мережею сонячних станцій для роботи в режимі реального часу.

Об'єкт дослідження – є процес управління альтернативною системою електрогенерації в режимі реального часу.

Предмет дослідження – метод управління альтернативною системою електрогенерації.

Кваліфікаційна робота присвячена розробленню підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації в умовах розвитку концепцій Smart Grid та MicroGrid. Обґрунтовано доцільність застосування інтелектуальних методів керування для підвищення ефективності використання відновлюваних джерел енергії, зокрема фотоелектричних установок.

У роботі розроблено структурну та алгоритмічну основу підсистеми керування фотоелектричною генерацією на базі адаптивного двохосового сонячного трекера з підтримкою дистанційного моніторингу. Запропоновано алгоритм орієнтації фотоелектричного модуля з урахуванням часових та просторових параметрів і реалізовано обмін даними між елементами системи з використанням бездротових технологій.

Окрему увагу приділено прогнозуванню параметрів електрогенерації на основі неймережових моделей. Проведено порівняльний аналіз моделей NARX та CRBM, за результатами якого встановлено перевагу моделі NARX за показниками точності прогнозування.

Отримані результати підтверджують можливість підвищення ефективності альтернативної електрогенерації та можуть бути використані для подальшої інтеграції підсистеми у локальні мікромережі.

ABSTRACT

Explanatory note: 112 pages, 3 tables, 24 figures, 2 applications, 22 reference sources.

MICROGRID, SMART GRID, ENERGY SYSTEM, ENERGY, SOLAR BATTERY, MANAGEMENT, CONTROL, DISTRIBUTION SYSTEM, POWER GENERATION.

The aim of the qualification work is to improve the efficiency of alternative power generation system management by intellectualising the process of managing a network of solar stations for real-time operation.

The study focuses on real-time management of alternative power generation systems.

The subject is the management method for such systems.

The thesis focuses on the development of a subsystem for intelligent management of an alternative power generation system, specifically within the context of the Smart Grid (electricity networks that utilize digital technology for monitoring and management) and MicroGrid (local, small-scale power grids) concepts. The feasibility of utilizing intelligent management methods to enhance the efficiency of renewable energy sources, particularly photovoltaic (solar power) installations, is justified.

The work develops a structural and algorithmic basis for a photovoltaic (solar power) generation control subsystem based on an adaptive two-axis solar tracker (a device that orients solar panels toward the sun on two axes for improved efficiency) with remote monitoring support. An algorithm for orienting photovoltaic modules by considering time and spatial parameters is proposed, and data exchange between system elements is implemented using wireless communication technologies.

Significant attention is devoted to forecasting power generation parameters using neural network models. A comparative analysis of the NARX and CRBM models is conducted, demonstrating that the NARX model provides greater predictive accuracy.

The findings confirm the feasibility of increasing the efficiency of alternative power generation, and the results may facilitate further integration of the developed subsystem into local microgrids.

ЗМІСТ

Перелік скорочень.....	11
Вступ.....	12
1 Аналіз сучасних тенденцій розвитку електричних мереж.....	14
1.1 Стан та проблеми розвитку традиційних електроенергетичних систем.....	14
1.2 Концепція та принципи побудови розумних електромереж Smart Grid.....	16
1.3 Огляд та визначення MicroGrid як основи децентралізованої енергосистеми.....	17
1.4 Архітектура MicroGrid.....	22
1.5 Основні функції та рівні управління MicroGrid	26
1.6 Цифрова інфраструктура та комунікаційні технології в управлінні MicroGrid.....	28
1.7 Ієрархічна архітектура системи управління MicroGrid	30
1.8 Прогнозування параметрів та факторів впливу в системі управління MicroGrid.....	34
1.9 Висновки до розділу.....	36
2 Розроблення підсистеми інтелектуального керування фотоелектричною електрогенерацією.....	38
2.1 Удосконалення керування процесом використання сонячної енергії.....	38
2.2 Структура підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації.....	39
2.3 Алгоритм роботи підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації.....	43
2.4 Розрахунок продуктивності електрогенерації при застосуванні адаптивної інтелектуальної системи стеження за сонцем.....	46
2.5 Висновки до розділу.....	50
3 Розроблення модулів прогнозування на базі нейронних мереж.....	52
3.1 Рекурентна нейронна мережа CRBM.....	52

3.2 Рекурентна нейронна мережа NARX.....	58
3.3 База даних часових рядів електрогенерації.....	62
3.4 Проведення моделювання в середовищі MATLAB.....	64
3.5 Аналіз результатів моделювання.....	70
3.6 Висновки до розділу.....	72
4 Охорона праці.....	74
Висновки.....	76
Перелік джерел посилання.....	79
Додаток А Апробація результатів.....	83
Додаток Б Демонстраційний матеріал.....	88

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- BT – вітряні турбіни;
- ІКТ – інформаційно-комунікаційні технології;
- КІТАР – кафедра Комп'ютерно-інтегрованих технологій, автоматизації та робототехніки;
- ХНУРЕ – Харківський національний університет радіоелектроніки;
- ФЕ – фотоелектричні елементи;
- AC – Alternating Current;
- AMI – Advanced Meter Infrastructure;
- AMR – Automated Meter Reading;
- ARMA – Autoregressive Moving Average);
- CERTS – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions;
- CHP – Combined Heat and Power;
- DC – Direct Current;
- DER – Distributed Energy Resources;
- DG – Distributed Generation;
- DMS – Distributed Management System;
- DSE – Distribution State Estimation;
- EMS – Energy Management System;
- MG – MicroGrid;
- RD&D – Research, Development and Demonstration;
- RES – Renewable Energy Sources;
- SE – State Estimation;
- SOA – Service-Oriented Architecture;
- SOC – State of Charge.

ВСТУП

Актуальність обраної теми: сучасна енергетична інфраструктура як в Україні, так і за її межами, базується на технологічних рішеннях, розроблених ще у минулому столітті. Такий технічний фундамент істотно обмежує можливості подальшого розвитку та модернізації електромереж. З огляду на динамічне зростання потреб споживачів у електроенергії та підвищення вартості енергоресурсів, постає об'єктивна потреба у впровадженні інтелектуальних енергетичних систем нового покоління.

Інтелектуальні енергомережі (Smart Grid) мають здатність функціонувати автономно або інтегруватися у вже наявну енергосистему, забезпечуючи взаємодію на різних рівнях. Їхня архітектура ґрунтується на застосуванні передових технологій обміну даними, систем управління, діагностики та автоматичного відновлення, що дозволяє істотно підвищити стабільність і надійність енергопостачання.

Локальні мікромережі (MicroGrid) здатні забезпечувати енергопостачання навіть у режимі повної ізоляції від центральної системи під час аварій чи надзвичайних ситуацій. Це дає змогу зберігати безперервність електропостачання та підвищувати його якість. Крім того, використання MicroGrid сприяє зменшенню викидів шкідливих речовин і є кроком до екологічно сталої енергетики.

Серед різноманітних джерел відновлюваної енергії найвищу ефективність демонструють сонячні установки. Для оптимізації їхньої роботи доцільно застосовувати високопродуктивні системи керування та енергоменеджменту. Використання методів аналізу даних у режимі реального часу дозволяє забезпечити адаптивне регулювання процесів у MicroGrid, підвищуючи їхню загальну ефективність та надійність.

Такий підхід відповідає цілям сталого розвитку ООН, зокрема Цілі 7 «Доступна та чиста енергія», Цілі 9 «Індустріалізація, інновації та

інфраструктура» та Цілі 12 «Відповідальне споживання і виробництво», адже сприяє впровадженню інноваційних технологій, оптимізації використання ресурсів і зменшенню кількості викидів в атмосферу.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності управління альтернативною системою електрогенерації за рахунок інтелектуалізації процесу управління мережею сонячних станцій для роботи в режимі реального часу.

Об'єкт дослідження – є процес управління альтернативною системою електрогенерації в режимі реального часу.

Предмет дослідження – метод управління альтернативною системою електрогенерації.

Для реалізації поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

- провести аналіз проблем традиційних електромереж і обґрунтування актуальності переходу до MicroGrid як середовища інтеграції ВДЕ;
- дослідити архітектурні особливості MicroGrid та вимоги до керування розподіленою генерацією;
- розробити структурну схему підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації;
- розробити алгоритм роботи підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації;
- реалізувати прогнозні моделі часових рядів генерації з порівнянням NARX і CRBM;
- оформити пояснювальну записку згідно з рекомендаціями [1-8], та вимогами ДСТУ 3008:2015 [9]. За результатами роботи було опубліковано тези доповіді, наведено їх текст у додатку А [10].

1 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Стан та проблеми розвитку традиційних електроенергетичних систем

З огляду на постійне зростання споживання електроенергії, збільшення її вартості та негативний екологічний вплив, спричинений використанням викопного палива, актуальним завданням сучасної енергетики є вдосконалення механізмів регулювання попиту й інтеграції відновлюваних джерел енергії у загальну енергосистему.

Основною проблемою розвитку енергетичної галузі залишається технічна застарілість існуючих електричних мереж. Створені для централізованої генерації, передачі та розподілу енергії, вони практично не пристосовані до впровадження нових технологічних підходів. Цей сектор залишається одним із небагатьох, де постачальники продовжують надавати ключові послуги без можливості отримання зворотного зв'язку у реальному часі про стан споживання.

Традиційна електромережа функціонує за принципом відкритого контуру, у якому відсутній постійний моніторинг параметрів, таких як миттєве навантаження, динаміка споживання або ефективність системи. Внаслідок цього вона не здатна накопичувати енергію та ефективно інтегрувати джерела з непостійною генерацією – вітер, сонце, біомасу чи припливні потоки. Відсутність гнучких систем управління унеможливорює досягнення належної операційної ефективності й економії енергії.

Електромережа, сформована у минулому столітті, має ієрархічну односторонню структуру: електроенергія виробляється та споживається на основі усереднених статистичних даних, а не фактичного попиту в реальному часі. Це призводить до перевантажень системи під час пікових періодів та нерационального використання наявних потужностей.

Централізовані енергосистеми характеризуються значними втратами енергії, низькою ефективністю розподілу й обмеженими можливостями адаптації до змін ринку та зростання попиту. Вони стикаються з дефіцитом резервних потужностей, підвищенням витрат і необхідністю мінімізувати шкідливий вплив на довкілля.

Сучасні постачальники енергоресурсів уперше за історію галузі змушені одночасно долати широкий спектр технічних, економічних та екологічних викликів, що ілюструються на рисунку 1.1.

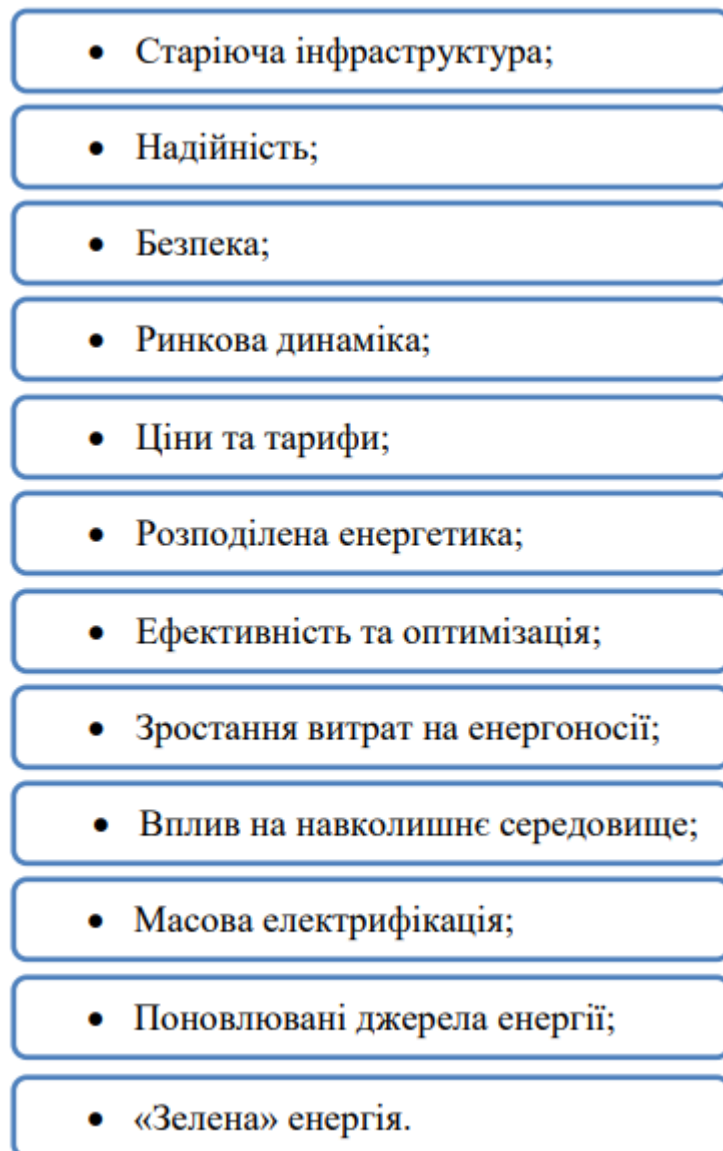
- 
- Старіюча інфраструктура;
 - Надійність;
 - Безпека;
 - Ринкова динаміка;
 - Ціни та тарифи;
 - Розподілена енергетика;
 - Ефективність та оптимізація;
 - Зростання витрат на енергоносії;
 - Вплив на навколишнє середовище;
 - Масова електрифікація;
 - Поновлювані джерела енергії;
 - «Зелена» енергія.

Рисунок 1.1 – Актуальні проблеми в електроенергетиці

1.2 Концепція та принципи побудови розумних електромереж Smart Grid

Ключовою причиною енергетичної кризи є обмежена здатність традиційних електричних мереж адаптуватися до сучасних викликів без масштабної технічної модернізації їхньої інфраструктури. Для подолання цієї проблеми необхідно створити додатковий інтелектуальний рівень управління, який би функціонував над існуючою мережею, забезпечуючи її гнучкість і здатність до саморегулювання. Проте інтеграція такого рівня в межах нинішніх комунальних систем практично неможлива через їхню архітектурну застарілість.

Отже, розвиток енергетики вимагає побудови якісно нової інфраструктури – «розумних мереж» (Smart Grid). Як показано в таблиці 1.1, енергосистема нового покоління є результатом злиття енергетичних технологій з інформаційно-комунікаційними рішеннями (ІКТ), що формує єдине кероване середовище.

Впровадження Smart Grid передбачає поступове інтегрування розподілених систем моніторингу й управління у вже існуючі енергомережі. Такий еволюційний підхід дозволяє енергопостачальним компаніям поступово переносити основні навантаження та функціональні елементи старої інфраструктури у нову цифрову мережу, що значно підвищує ефективність, надійність і якість надання енергетичних послуг.

Згідно з ілюстрацією на рисунку 1.2, інтелектуальні мікромережі формують єдину взаємопов'язану структуру розподілених енергетичних підсистем, що включають як споживчі навантаження, так і генеруючі ресурси. Вони здатні працювати як у складі централізованої енергомережі, так і автономно, забезпечуючи енергетичну незалежність та гнучкість системи.

Отже, інтелектуальні мікромережі виступають фундаментальними складовими майбутньої архітектури Smart Grid. Водночас концепція розумної мережі не передбачає повної заміни чинної енергетичної інфраструктури, а розвивається як її природне та поступове вдосконалення, спрямоване на підвищення ефективності, гнучкості та стійкості енергосистеми [11].

Таблиця 1. 1 – Порівняння класичної та Smart Grid мережі

Існуюча мережа	Smart Grid
Електромеханічна	Цифрова
Односторонній зв'язок	Двосторонній зв'язок
Централізована генерація	Розподілена генерація(DG)
Ієрархічна	Мережева
Невелика кількість датчиків	Датчики всюди
Відсутність моніторингу	Самоспостереження
Ручна реставрація	Самоусунення недоліків
Збої і відключення	Адаптація і острівний режим
Ручна перевірка	Дистанційна перевірка
Обмежений контроль	Розширений контроль
Невелика кількість клієнтів	Значна кількість клієнтів

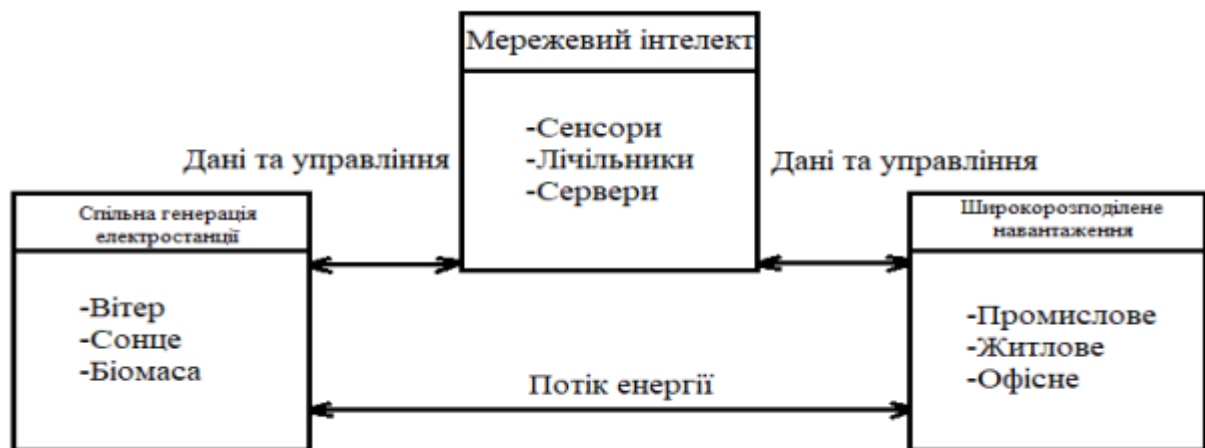


Рисунок 1.2 – Топологія Smart Grid

1.3 Огляд та визначення MicroGrid як основи децентралізованої енергосистеми

Упродовж останніх років у світі, особливо в економічно розвинених державах, спостерігається стале зростання частки розподіленої генерації

(Distributed Generation, DG) у структурі електророзподільних систем. Під цим поняттям розуміють сукупність технологій перетворення енергії, до яких належать двигуни внутрішнього згоряння, газові й мікротурбіни, фотоелектричні панелі, паливні елементи та вітрові турбіни. Усі ці засоби об'єднуються спільним терміном – розподілені енергетичні ресурси (DER). Їхнє впровадження сприяє суттєвому зменшенню викидів вуглецевих сполук, а отже, і скороченню загального рівня парникових газів.

Ще одним важливим напрямом розвитку є підвищення частки відновлюваних джерел енергії – сонячної, вітрової та гідроенергетики, що дозволяє знизити залежність від традиційних паливних ресурсів, зокрема вугілля та природного газу. Застосування систем розподіленої генерації підвищує стабільність і якість електропостачання, забезпечуючи більш ефективне використання енергетичних потужностей.

Використання технологій комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (когенерації) у відповідних умовах дозволяє істотно збільшити загальну енергоефективність. Крім того, інтеграція DER сприяє зменшенню втрат електроенергії під час її транспортування та, як наслідок, скорочує витрати кінцевих споживачів.

Для ефективного використання потенціалу розподіленої генерації (DG) доцільно застосовувати комплексний, системно орієнтований підхід. У межах такого підходу розподілена генерація разом із пов'язаними споживчими навантаженнями об'єднується у локальну енергетичну підсистему – мікромережу (MicroGrid). Це дає можливість здійснювати автономне керування енергопотоками, зменшуючи потребу у централізованій диспетчеризації.

У разі виникнення збурень або аварійних ситуацій мікромережа здатна відокремлюватися від основної розподільної системи, забезпечуючи стабільне живлення локальних споживачів без втрати загальної системної цілісності. Такий принцип автономної роботи дозволяє підвищити рівень енергетичної надійності на локальному рівні, часто перевищуючи показники централізованих енергомереж.

Концепцію керування розподіленою генерацією запропонував Роберт Лассетер, який розробив ідею побудови моделі «plug-and-play», що не потребує складної комунікації та дозволяє інтегрувати нові елементи без індивідуального проектування кожної ділянки.

Подальшого розвитку ця концепція набула в межах діяльності Консорціуму технологічних рішень із забезпечення електричної надійності (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions – CERTS). Саме CERTS MicroGrid стала першою у світі повномасштабною інверторною мікромережею з розподіленою генерацією. Заснований у 1999 році, консорціум об'єднав провідні університети, національні лабораторії та промислові організації США з метою розроблення й упровадження інноваційних методів, інструментів і технологій, спрямованих на підвищення надійності та ефективності електроенергетичних систем [12].

Мікромережа MicroGrid визначається як система взаємопов'язаних споживчих навантажень і розподілених енергетичних ресурсів, об'єднаних у межах визначених електричних меж. Вона функціонує як єдиний керований об'єкт, який має здатність підключатися до основної енергосистеми або працювати автономно (в острівному режимі).

Із цього формулювання випливають три ключові концепції:

– інтеграційна роль. Мікромережа виступає універсальною платформою, яка поєднує різні типи джерел енергії, накопичувачі (системи зберігання) та керовані навантаження у межах локальної енергомережі. Основна увага приділяється забезпеченню енергією найближчих споживачів. На відміну від віртуальних агрегаторів, MicroGrid враховує фізичне розташування усіх елементів енергосистеми, що забезпечує реальну інтеграцію на локальному рівні;

– гнучкий режим роботи. Мікромережа повинна підтримувати як звичайний режим роботи, коли вона під'єднана до основної енергосистеми, так і аварійний – острівний. У більшості випадків MicroGrid функціонує в мережевому режимі, але її справжня перевага проявляється у здатності

безперебійно працювати автономно. Для цього потрібні достатні обсяги енергетичних сховищ і належна потужність генераторів, що гарантує стабільне живлення навантажень навіть за умов повної ізоляції від мережі;

– багатофункціональний оператор. Оператор MicroGrid поєднує функції агрегатора генерацій, оператора мережевих послуг, регулятора навантаження та контролера екологічних показників. Такий підхід забезпечує досягнення технічних, економічних і екологічних цілей одночасно.

Крім того, поняття DER охоплює не лише розподілену генерацію (DG), а й розподілені системи зберігання енергії (DS). Використання сховищ енергії є критично важливим тоді, коли баланс між виробництвом і споживанням енергії не може бути точно узгоджений. Ємність таких сховищ визначається часом, протягом якого вони здатні забезпечити необхідне навантаження при номінальній потужності.

Системи зберігання енергії (DS) відіграють важливу роль у забезпеченні стабільної роботи розподіленої генерації (DG), надаючи низку ключових функціональних переваг.

По-перше, вони компенсують коливання навантаження, що дозволяє генераторам підтримувати постійну вихідну потужність, зберігаючи ефективність і стійкість енергопотоків.

По-друге, DS забезпечують гнучкість системи під час змін рівня виробництва енергії з нестабільних джерел – таких як сонячні панелі, вітрові турбіни чи малі гідроелектростанції, – що гарантує безперервність енергопостачання.

Крім того, наявність енергосховищ дозволяє розподіленій генерації працювати в режимі диспетчеризованого керування, реагуючи на коливання попиту в реальному часі. У випадках пікових навантажень DS можуть згладжувати короточасні стрибки споживання, тим самим зменшуючи перевантаження мережі та забезпечуючи координовану взаємодію з резервними джерелами живлення.

Як зображено на рисунку 1.3, типова архітектура MicroGrid включає кілька радіальних фідерів (1–3), які формують основу локальної розподільчої мережі. Такі фідери можуть бути частиною загальної енергосистеми або внутрішньої електричної інфраструктури окремої будівлі. Зв'язок мікромережі з основною енергосистемою здійснюється через єдину точку загального зв'язку (ТЗС), що виконує функцію комунікаційного вузла між локальною і центральною мережами.

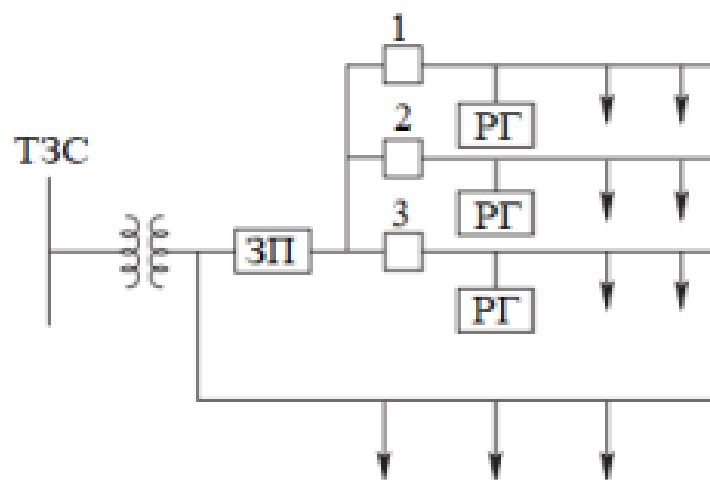


Рисунок 1.3 – Схема MicroGrid

Фідери №1–3 обслуговують групи навантажень, що мають підвищену чутливість до коливань напруги, тому в їхній структурі передбачене локальне генерування електроенергії. Від'єднання фідерів від основної мережі здійснюється через з'єднувальний перемикач (ЗП), який може бути реалізований у вигляді статичного пристрою, здатного реагувати протягом одного електричного циклу. Кожне з трьох джерел генерації (РГ) функціонує автономно, орієнтуючись виключно на вимірювання локальних параметрів напруги та струму.

У разі порушення стабільності або збоїв у роботі централізованої енергосистеми з'єднувальний перемикач автоматично розмикається, ізолюючи критичні споживачі від загальної мережі. При цьому передбачається, що наявна

кількість локальної генерації достатня для покриття внутрішнього попиту мікромережі. У штатному режимі, коли MicroGrid підключена до основної енергосистеми, надлишкова енергія з місцевих джерел може спрямовуватися на живлення менш критичних навантажень.

У межах концепції CERTS MicroGrid усі елементи системи працюють за принципом plug-and-play, що передбачає однорангову (peer-to-peer) організацію керування без центрального контролера чи централізованої пам'яті. Це забезпечує самодостатність і стійкість системи – мікромережа зберігає працездатність навіть у разі відмови окремого генераційного модуля.

Механізм plug-and-play дозволяє інтегрувати нові пристрої у будь-якому місці мережі без зміни конфігурації системи керування, що значно спрощує розміщення генераторів поруч із локальними тепловими споживачами. Ключову роль у функціонуванні системи відіграє з'єднувальний перемикач, який забезпечує підключення або від'єднання MicroGrid від загальної розподільчої мережі. Він виконує низку критичних функцій – від комутації живлення й релейного захисту до обліку електроенергії та обміну даними з цифровим сигнальним процесором (DSP), що забезпечує синхронізацію та моніторинг роботи системи [13].

1.4 Архітектура MicroGrid

MicroGrid (MG) являє собою інтегровану систему, що поєднує побутові споживачі з локальними низьковольтними джерелами енергії – мікротурбінами, вітровими установками, фотоелектричними панелями та накопичувачами. Такі мікромережі функціонують у межах низьковольтних (НВ) і середньовольтних (СВ) розподільних мереж, утворюючи децентралізовану структуру енергопостачання.

Присутність великої кількості малопотужних джерел на рівні розподілу електроенергії створює низку технічних викликів, серед яких – забезпечення

динамічної стабільності системи, підтримання якості електроенергії та оптимізація режимів роботи мережі.

Для розв'язання цих проблем необхідно впроваджувати сучасні методи керування саме на рівнях НВ та СВ, тобто ближче до споживача, а не лише у високовольтних магістральних мережах, як це традиційно робиться у класичних енергосистемах. Іншими словами, розподільні мережі мають еволюціонувати від пасивних структур, які лише отримують енергію, до активних елементів, здатних регулювати її споживання та генерацію в реальному часі.

На рисунку 1.4 подано спрощену архітектуру MicroGrid, що демонструє взаємодію між мікроджерелами, накопичувачами енергії та локальними навантаженнями у межах єдиної керованої системи.

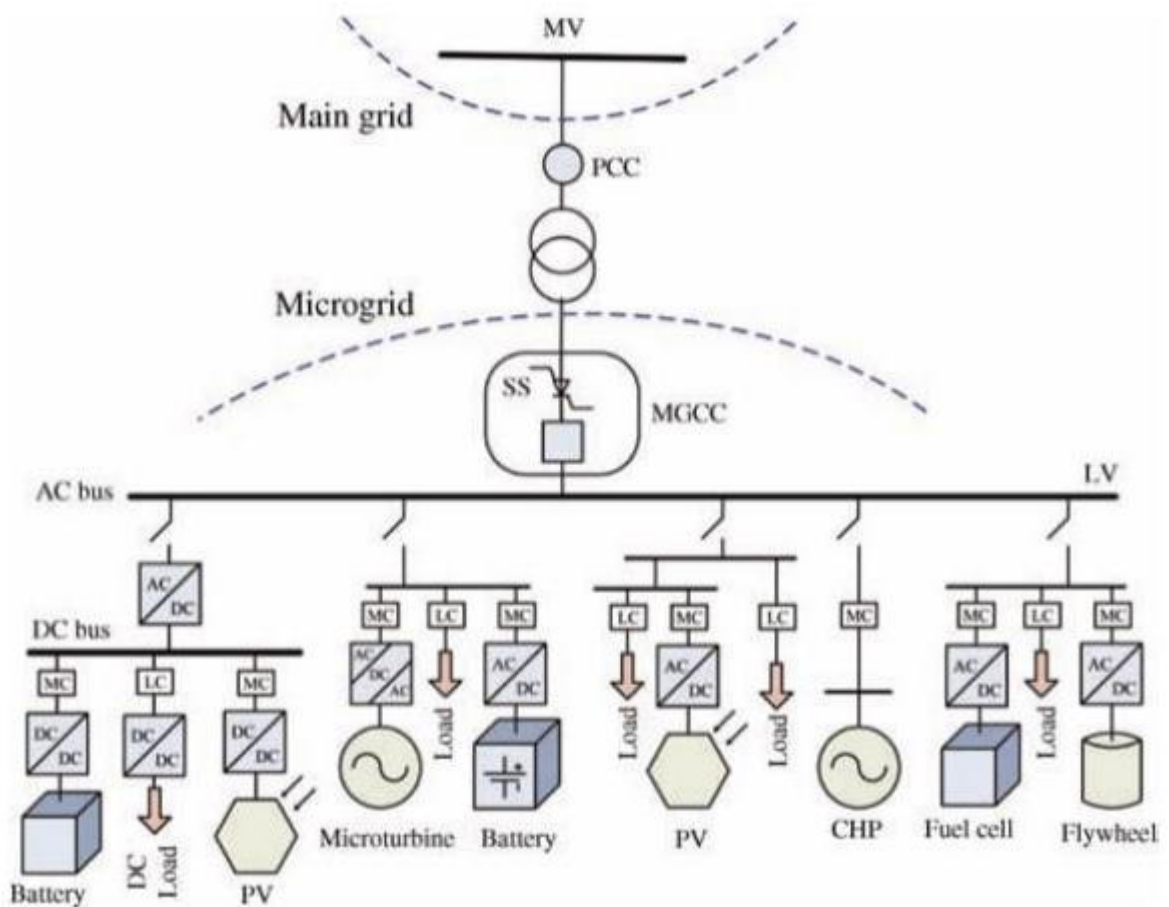


Рисунок 1.4 – Загальна структура MicroGrid

Розглянута енергомережа формується з кількох радіальних фідерів, які є складовими частинами розподільчої системи. У межах такої структури навантаження поділяються на критичні (чутливі) та некритичні (нечутливі), що забезпечуються окремими фідерами. Критичні споживачі повинні отримувати живлення від одного або декількох локальних джерел генерації, тоді як некритичні навантаження допускають відключення у випадках аварій чи порушень роботи мережі [14].

Кожен фідер оснащується автоматичним вимикачем і регулятором потоку потужності, що координуються через центральний контролер або систему енергоменеджменту. Автоматичний вимикач використовується для ізоляції окремих секцій мережі з метою запобігання поширенню збурень у межах MicroGrid. Підключення до основної енергосистеми здійснюється через точку загального зв'язку (PCC) за допомогою статичного перемикача (SS), який може оперативно від'єднувати мікромережу під час технічного обслуговування, аварій або нештатних режимів роботи.

Залежно від масштабу та функціонального призначення, виділяють чотири основні типи MicroGrid:

а) локальна або однооб'єктна MicroGrid. До цієї категорії належать окремі промислові підприємства, житлові комплекси, торговельно-офісні центри чи медичні заклади з навантаженням до 2 МВт. Такі системи характеризуються малою інерційністю та потребують резервних джерел енергії для забезпечення автономної роботи. Особливу увагу приділяють безперебійному переходу між мережею та острівним режимом, що є критичним для лікарень і підприємств безперервного циклу;

б) багатооб'єктна MicroGrid. Об'єднує кілька будівель або споруд, розташованих у межах спільної території – наприклад, університетські кампуси, промислові зони чи житлові квартали. Потужність таких систем зазвичай становить від 2 МВт до 5 МВт, а пріоритетами є висока надійність і стабільність енергопостачання;

в) MicroGrid рівня фідера. Призначена для координації генерації та навантаження в межах одного розподільчого фідера. Загальна потужність системи сягає від 5 МВт до 10 МВт, і до її складу можуть входити кілька дрібніших мікромереж. Такі системи оптимізують енергопотоки всередині фідера та підвищують ефективність розподілу;

г) MicroGrid рівня підстанції. Охоплює всі об'єкти, підключені до певної розподільчої підстанції, загальною потужністю від 10 МВт і більше. До складу таких мікромереж входять локальні генератори, підключені безпосередньо до підстанції, а також мережі нижчого рівня – фідерні та об'єктні. Їх основне завдання – забезпечення стабільної якості електроенергії, підвищення ефективності розподілу та зменшення кількості перебоїв у живленні для кінцевих споживачів [15].

Початковий етап розвитку розподіленої генерації (РГ) був безпосередньо пов'язаний із потребою забезпечення електроенергією ізольованих населених пунктів і створенням резервних джерел живлення для критичних споживачів. У країнах, що розвиваються, а також на віддалених островах, мікромережі та системи DER стали ефективним інструментом локальної електрифікації. Такі енергетичні комплекси поєднують відновлювані джерела енергії – сонячні панелі, малі гідроелектростанції, вітрові турбіни – із дизельними генераторами, формуючи гібридну систему, здатну стабільно забезпечувати споживачів енергією навіть за відсутності централізованої мережі.

Головною особливістю ізольованих мікромереж є їх здатність підтримувати живлення всього навантаження, маючи достатній резерв потужності для компенсації аварійних ситуацій. Для ефективного функціонування таких систем потрібне динамічне балансування між змінним попитом і коливаннями генерації з відновлюваних джерел, що реалізується за допомогою спеціальних алгоритмів керування надійністю. У деяких випадках ізольовані MicroGrid будуються на основі постійного струму (DC), що дозволяє підвищити енергоефективність і знизити втрати під час передачі [16].

Сучасні наукові дослідження у цій галузі зосереджені на трьох ключових напрямках:

- операційне управління, включаючи захист, комутаційні процеси, диспетчеризацію та контроль за режимами роботи системи;
- стандартизація й нормативне регулювання, які охоплюють вимоги до компонентів, інтерфейсів і взаємодії підсистем;
- інформаційна взаємодія та автоматизація, що передбачають розвиток комунікаційних протоколів, обмін даними та інтеграцію інтелектуальних модулів.

Одним із головних бар'єрів для масштабного впровадження Smart Grid є потреба у випробуванні технологій у реальних умовах, що дозволить підтвердити їхню надійність і безпеку перед інтеграцією у загальну енергосистему. Саме тому мікромережі часто використовуються як експериментальні платформи типу RD&D (Research, Development & Demonstration), на базі яких проводяться дослідження та тестування інновацій у сферах телекомунікацій, енергетичної автоматизації, штучного інтелекту, когенераційних систем та енергетичної аналітики. Такий підхід дає змогу створювати масштабовані, економічно доцільні й технологічно зрілі рішення, що прискорюють перехід до розумних енергомереж нового покоління [17].

1.5 Основні функції та рівні управління MicroGrid

Згідно з даними, наведеними у таблиці 1.2, функціональні характеристики MicroGrid поділяються на три основні категорії, кожна з яких відображає специфічні аспекти її роботи та управління.

Таблиця 1.2 – Функціональні можливості MicroGrid

Головний мережевий інтерфейс	<ul style="list-style-type: none"> • Рішення для мережевого та острівного режиму • Ринкова експлуатація • Головне управління
Управління MicroGrid	<ul style="list-style-type: none"> • Контроль частоти та напруги • Керування активною та реактивною потужністю • Управління навантаженням • «Чорний старт»
Локальний контроль та безпека	<ul style="list-style-type: none"> • Моніторинг безпеки • Керування первинною частотою та напругою • Керування первинною активною/реактивною потужністю • Керування зарядом

Система управління MicroGrid має ієрархічну структуру, що складається з трьох рівнів. Нижній рівень відповідає за локальне керування окремими елементами – мікроджерелами, накопичувачами енергії, споживчими навантаженнями та силовими інтерфейсами. Середній рівень забезпечує координацію та оптимізацію роботи всієї мережі, тоді як верхній рівень реалізує взаємодію з основною енергосистемою.

Головний мережевий інтерфейс.

На найвищому рівні відбувається зв'язок мікромережі з магістральною електромережею. Цей рівень забезпечує інтеграцію MicroGrid у ринкову інфраструктуру, зокрема реалізацію процесів імпорту та експорту електроенергії.

Внутрішній рівень керування MicroGrid.

Середній рівень охоплює механізми координації між кількома учасниками мікромережі. До його функцій належать:

- прогнозування енергоспоживання та генерації з відновлюваних джерел;
- оптимізація та балансування навантаження;
- розподіл завдань між генераційними і споживчими модулями;
- підтримання стабільності вторинної напруги та частоти;
- регулювання активної та реактивної потужності;
- моніторинг безпеки системи;
- забезпечення можливості «чорного старту» після повного знеструмлення.

Локальний рівень керування.

Базовий рівень передбачає автономну роботу окремих компонентів – джерел генерації, сховищ енергії чи навантажень. Основні його функції включають:

- захист обладнання від аварійних режимів;
- первинне регулювання напруги та частоти;
- керування активною й реактивною потужністю на місцевому рівні;
- контроль за станом та зарядом акумуляторних систем.

Усі зазначені функції реалізуються переважно в нормальному робочому режимі, що може включати як автономне (острівне), так і мережеве функціонування. У разі аварій або відмови окремих компонентів алгоритми керування переходять у спеціальні адаптивні стани.

Ключову роль у реалізації описаних процесів відіграють інформаційно-комунікаційні технології, які забезпечують обмін даними, синхронізацію та інтеграцію керуючих сигналів між усіма рівнями системи.

1.6 Цифрова інфраструктура та комунікаційні технології в управлінні MicroGrid

Інформаційно-комунікаційні технології (ІКТ) є ключовою складовою сучасних розумних енергетичних систем. Саме вони забезпечують інтеграцію, керування та ефективну експлуатацію як магістральних електромереж, так і

локальних мікромереж. Ефективне функціонування Smart Grid неможливе без потужних інформаційних систем і високошвидкісних каналів зв'язку, які забезпечують обмін даними в режимі реального часу.

Попри те, що наразі кількість впроваджених технологій у розподільчих системах є обмеженою, очікується, що найближчими роками їхнє застосування суттєво розшириться. Поточна тенденція полягає у використанні вже існуючих технічних рішень як бази для створення нових інтелектуальних застосунків, адаптованих до потреб мікромереж [18].

Основні напрями розвитку ІКТ у сфері MicroGrid включають:

а) мікропроцесорні системи – використання сучасних мікропроцесорів дозволяє реалізовувати складні алгоритми керування інверторами, навантаженнями та іншими активними елементами мікромережі. Вони поєднують високу продуктивність, комунікаційні можливості та програмну гнучкість при мінімальних витратах, що робить їх основою апаратної архітектури MicroGrid;

б) телекомунікаційні технології – інтенсивний розвиток цифрових мереж передачі даних упродовж останніх років створив умови для побудови високошвидкісних комунікаційних інфраструктур. Вони забезпечують достатню пропускну здатність для моніторингу, дистанційного керування та обміну даними між усіма компонентами енергосистеми. Застосування вже існуючих комунікаційних платформ дозволяє зменшити витрати на розгортання нових каналів зв'язку та прискорює інтеграцію мікромереж у загальну енергосистему;

в) програмне забезпечення та архітектура SOA – перспективним підходом до створення інформаційних систем для Smart Grid є впровадження сервісо-орієнтованої архітектури (Service-Oriented Architecture, SOA). У її основі лежать веб-сервіси, що забезпечують автоматизовану взаємодію між окремими модулями та пристроями через мережеві протоколи. Така архітектура дозволяє об'єднати різноманітні програмні компоненти у багаторівневу систему, здатну вирішувати складні технічні завдання в реальному часі;

г) Інтернет енергії – концепція Internet of Energy (IoE) переносить принципи функціонування Інтернету в енергетичну сферу. Вона ґрунтується на використанні відкритих протоколів і програмних засобів для керування розподіленими джерелами енергії та споживчими пристроями. Завдяки цьому управління енергетичними процесами може здійснюватися з будь-якого «розумного» пристрою – телевізора, маршрутизатора чи домашнього контролера, що мінімізує потребу у спеціалізованому апаратному забезпеченні та знижує загальні витрати на експлуатацію.

Таким чином, ІКТ формують цифровий каркас сучасних енергомереж, забезпечуючи їхню гнучкість, інтерактивність і здатність до саморегулювання – основні ознаки енергетики нового покоління.

1.7 Ієрархічна архітектура системи управління MicroGrid

Єдиного універсального підходу до побудови архітектури системи керування MicroGrid не існує, оскільки її структура визначається специфікою самої мікромережі та особливостями вже наявної енергетичної інфраструктури. Перед тим як перейти до детального аналізу принципів управління та контролю мікромереж, доцільно розглянути особливості сучасних розподільчих енергосистем. На рисунку 1.5 схематично подано основні елементи інфраструктури керування й контролю типової розподільної системи, у якій реалізовано значну інтеграцію розподіленої генерації (DG).

У сучасних енергетичних системах розрізняють дві основні складові керування розподільчими мережами — систему диспетчерського управління (DMS) та автоматизовану систему збору даних з лічильників (AMR) [19].

Система DMS (Distribution Management System) – відповідає за моніторинг і контроль основних підстанцій HV/MV та, у деяких випадках, критично важливих підстанцій MV/LV.

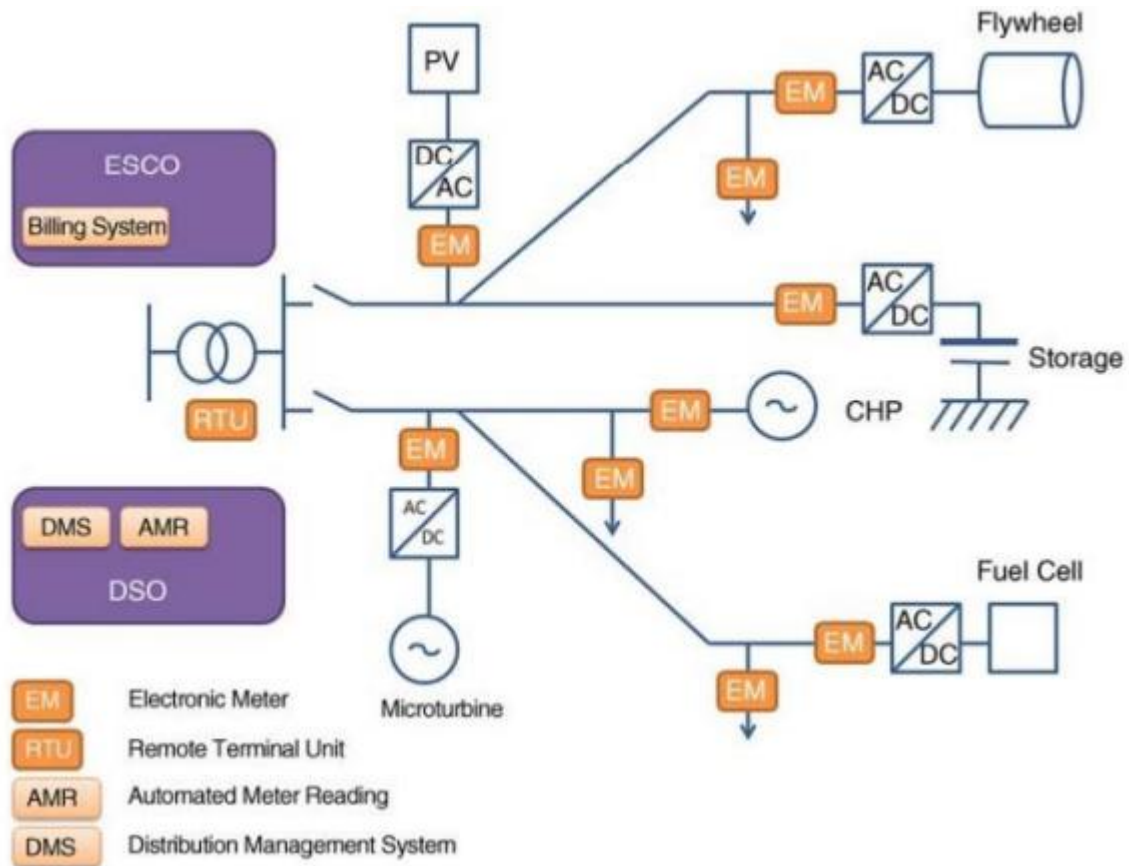


Рисунок 1.5 – Структура управління розподільною системою

Її апаратна частина зазвичай складається з центрального сервера та низки віддалених термінальних модулів (RTU) або інтелектуальних електронних пристроїв (IED), розміщених у різних вузлах енергосистеми. Функціональність DMS здебільшого обмежується топологічним керуванням: зміною конфігурації мережі, перемиканням головних фідерів, регулюванням напруги через керування конденсаторними установками або трансформаторними відводами. Більшість таких операцій здійснюється вручну, а система практично не взаємодіє з розподіленою генерацією (DG/RES), за винятком окремих великих проєктів.

Система AMR (Automated Meter Reading) – призначена для зчитування електронних показників лічильників і використовується переважно для комерційного обліку та формування рахунків споживачам. У більш сучасних реалізаціях AMR інтегрується з інфраструктурою інтелектуальних лічильників (AMI), яка, окрім збору даних, дозволяє здійснювати локальне керування

навантаженнями – безпосередньо через лічильники або через домашні енергомережі, де лічильник виконує роль комунікаційного шлюзу.

Роль оператора розподільчої системи (DSO) – оператори DSO здійснюють технічний контроль і управління розподільчою інфраструктурою, а також забезпечують збір і передачу облікових даних. Отримана інформація передається енергопостачальним компаніям або ESCO, які є суб'єктами ринку і відповідають за взаєморозрахунки зі споживачами.

Необхідність вдосконалення архітектури керування – наявна структура управління (рис. 1.5) є недостатньою для повноцінної підтримки мікромереж, оскільки її контрольні можливості обмежені і не відповідають вимогам динамічного енергоринку. Для підвищення ефективності необхідно створити новий рівень локального керування, який би забезпечував такі функції:

- активну участь усіх учасників у ринку електроенергії;
- масштабованість, що дозволяє інтегрувати велику кількість пристроїв і користувачів;
- відкриту архітектуру, яка підтримує сумісність компонентів різних виробників;
- простоту розгортання нових пристроїв за принципом plug-and-play;
- гнучке розширення функціоналу для впровадження нових бізнес-моделей та сервісів.

Таким чином, еволюція систем керування розподільними мережами спрямована на перехід від централізованих, малогнучких рішень до інтелектуальних, адаптивних платформ, здатних підтримувати децентралізовану генерацію, інтеграцію RES і розвиток мікромереж.

На рисунку 1.6 подано розширену ієрархічну структуру системи керування, у якій реалізовано взаємодію між кількома локальними рівнями управління, що забезпечують децентралізовану координацію та гнучкість роботи мікромережі.

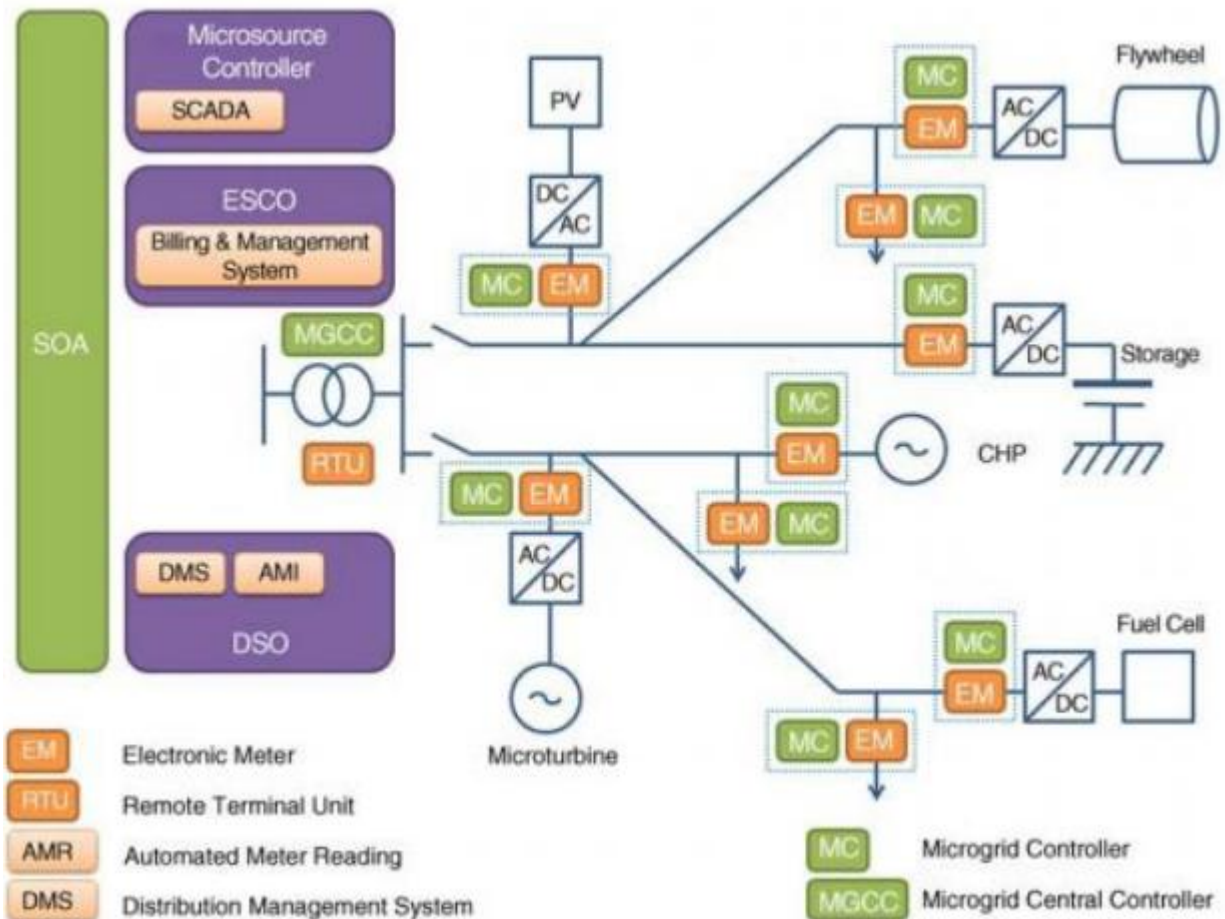


Рисунок 1.6 – Структура управління MicroGrid

Розглянута архітектура системи управління мікромережею складається з кількох ключових структурних елементів, які взаємодіють між собою у багаторівневій ієрархії:

– контролер мікроресурсів (Micro-Resource Controller, MC). Цей модуль відповідає за моніторинг і локальне керування розподіленими енергоресурсами (DER) – генераційними установками (DG), накопичувачами енергії та споживчими навантаженнями, зокрема електромобілями. Контролер може бути реалізований як у вигляді окремого апаратного пристрою, так і як програмний компонент, вбудований у електронний лічильник, інвертор, або інший пристрій із необхідною обчислювальною потужністю. На схемі (рис. 1.6) ця взаємодія позначена пунктирною рамкою, яка об'єднує MC та пов'язані елементи керування енергопотоками;

– центральний контролер MicroGrid (MicroGrid Central Controller, MGCC). MGCC виконує функцію інтерфейсу між локальною мікромережею та зовнішніми учасниками енергоринку – такими як оператори розподільних систем (DSO) і енергосервісні компанії (ESCO). Його завдання можуть варіюватися від координації роботи локальних контролерів (MC) до оптимізації загальної продуктивності MicroGrid, включаючи розподіл навантаження, регулювання потужності й балансування енергопотоків. MGCC зазвичай розміщується на рівні підстанції MV/LV, де інтегрує низку програмних модулів з різним функціональним призначенням залежно від конкретної ролі у системі;

– система управління розподільчими мережами (Distribution Management System, DMS). DMS забезпечує координацію між DSO, ESCO та оператором мікромережі, виступаючи надсистемою, що об'єднує всі рівні управління. Для інтеграції її функцій використовується централізована сервісно-орієнтована платформа (SOA), яка забезпечує обмін даними, уніфікацію протоколів і гнучке масштабування. У деяких випадках програмне забезпечення MGCC може бути вбудоване безпосередньо в цю платформу, що спрощує архітектуру системи та підвищує її узгодженість з загальною мережею [20].

Завдяки такій структурі забезпечується інтеграція локальних рівнів керування з центральною системою, що дозволяє ефективно поєднати автономність MicroGrid з її участю у загальній енергетичній інфраструктурі.

1.8 Прогнозування параметрів та факторів впливу в системі управління MicroGrid

Як централізовані, так і децентралізовані системи управління MicroGrid потребують використання механізмів короткострокового прогнозування ключових параметрів енергетичного балансу – попиту на електроенергію та тепло, обсягів генерації з відновлюваних джерел (ВДЕ), а також зовнішніх ринкових цін.

Таке прогнозування дозволяє попереджати аварійні ситуації, своєчасно адаптувати режими роботи мікромережі та оптимізувати виробничі витрати, що безпосередньо впливає на економічну ефективність і конкурентоспроможність MicroGrid у порівнянні з традиційними централізованими енергосистемами.

Роль прогнозування залежить від типу керування:

– у споживацько-орієнтованих моделях (demand-oriented) прогнозування має вирішальне значення, оскільки воно впливає на економічну вигоду та формування стратегії купівлі-продажу енергії на ринку;

– у системо-орієнтованих моделях (system-oriented) значення прогнозу дещо менше, адже така мікросистема підключена до "нескінченного джерела живлення" і здатна покривати короткострокові дисбаланси потужності.

Проте із розвитком мультимікромережових структур (multi-MicroGrid) значення прогностичних моделей суттєво зростає. Зі збільшенням масштабу системи зростає потреба в економічно ефективних алгоритмах прогнозування, здатних швидко обробляти великі масиви даних у реальному часі.

На практиці технології прогнозування у сфері ВДЕ ще не мають повної сумісності за принципом plug-and-play. Їх впровадження потребує капітальних витрат на дослідження, апаратні засоби збору даних, метеорологічні сенсори, а також ресурси на цифрове прогнозування погоди. Тому рішення щодо інтеграції прогностичних моделей повинні прийматися з урахуванням співвідношення витрат і очікуваних вигід.

Сучасні енергетичні системи зазвичай включають прогнозування попиту, генерації (особливо вітрової та сонячної), теплового навантаження, а також ринкових цін.

Менш поширеним, але особливо перспективним напрямом є високочастотне прогнозування (з часовим кроком від 5 хв до 10 хв) для коротких горизонтів (від 1 год до 4 год), що дає змогу досягти високої стабільності роботи MicroGrid у режимах змінного навантаження та підвищеної частоти коливань генерації з ВДЕ.

Таким чином, точність і оперативність прогнозування стають ключовими факторами у побудові інтелектуальних стратегій управління MicroGrid, орієнтованих на стабільність, економічну ефективність і ринкову адаптивність [22].

1.9 Висновки до розділу

У першому розділі кваліфікаційної роботи проведено аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку електроенергетичних систем, зокрема в контексті зростання частки відновлюваних джерел енергії. Показано, що традиційні централізовані електромережі, орієнтовані на односторонню передачу електричної енергії, не відповідають сучасним вимогам щодо гнучкості, адаптивності та оперативного керування енергетичними потоками. Встановлено, що обмежені можливості моніторингу та відсутність інтелектуальних механізмів прийняття рішень ускладнюють ефективну інтеграцію альтернативних джерел електрогенерації.

Проаналізовано концепції Smart Grid та MicroGrid як перспективні напрями модернізації електроенергетичної інфраструктури. Визначено, що використання розподіленої генерації, локальних накопичувачів енергії та інформаційно-комунікаційних технологій створює передумови для підвищення надійності, енергоефективності та керованості енергосистем. Особливу увагу приділено ролі MicroGrid як локальної енергетичної системи, здатної функціонувати як у складі централізованої мережі, так і в автономному режимі, що є актуальним для об'єктів з підвищеними вимогами до безперебійного електропостачання.

У межах розділу розглянуто особливості інтеграції фотоелектричних установок у структуру MicroGrid. Встановлено, що стохастичний характер сонячної генерації, залежність від погодних умов та добових циклів зумовлюють необхідність застосування інтелектуальних підсистем керування, здатних адаптуватися до змін зовнішніх факторів. Підкреслено важливість використання

систем орієнтації фотоелектричних модулів та прогнозних методів як інструментів підвищення ефективності електрогенерації.

Таким чином, у першому розділі сформовано теоретичне підґрунтя для подальшої розробки підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації. Отримані результати аналізу обґрунтовують вибір архітектурних і алгоритмічних рішень, які реалізовано у наступних розділах кваліфікаційної роботи, та підтверджують актуальність обраної теми дослідження.

2 РОЗРОБЛЕННЯ ПІДСИСТЕМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕЛЕКТРОГЕНЕРАЦІЄЮ

2.1 Удосконалення керування процесом використання сонячної енергії

Підвищення коефіцієнта корисного використання сонячної енергії є одним із ключових завдань сучасної енергетики. Значна частина існуючих технічних рішень у цій сфері базується на застосуванні систем автоматичного орієнтування фотоелектричних модулів відносно положення сонця. Такі системи, відомі як сонячні трекери, залежно від конструктивних особливостей та принципів роботи поділяються на одноосьові та двохосьові.

Одноосьові механізми забезпечують обертання сонячної панелі лише в одній площині, зазвичай горизонтальній, орієнтуючись на зміну азимутального положення сонця. При цьому вертикальна складова його руху не враховується, а кут нахилу фотоелектричного модуля встановлюється фіксованим і визначається географічною широтою місця експлуатації установки. Такий підхід обмежує потенціал енергогенерації, особливо в умовах сезонних змін сонячної траєкторії.

Більш досконалішими з точки зору енергетичної ефективності є двохосьові трекери, які здатні компенсувати як добові, так і річні зміни просторового положення сонця. Сучасні двохосьові системи, як правило, функціонують на основі або сенсорних методів, що використовують сигнали фотодатчиків для визначення напрямку максимального випромінювання, або аналітичних моделей, побудованих на астрономічних розрахунках положення сонця у прив'язаній до Землі системі координат. Обидва підходи спрямовані на забезпечення максимально перпендикулярного падіння сонячних променів на поверхню фотоелектричної панелі.

Разом із тим, ефективність таких систем істотно залежить від метеорологічних умов. У випадках хмарності або опадів оптимальним з енергетичної точки зору може виявитися горизонтальне розташування панелі,

яке сприяє зростанню вироблення електроенергії за рахунок дифузного випромінювання. Сенсорні трекери в подібних умовах втрачають точність через нестабільність сигналів фотодатчиків, тоді як алгоритми, засновані виключно на астрономічних моделях, не здатні адаптуватися до реального стану атмосфери.

У зв'язку з цим актуальним є завдання створення автономної інтелектуальної системи стеження за сонцем, яка поєднувала б інформацію про його положення з аналізом зовнішніх умов та забезпечувала адаптивне горизонтальне орієнтування сонячної панелі в несприятливу погоду. Реалізація такого підходу дозволить підвищити вихідний струм фотоелектричної установки та загальну ефективність системи перетворення сонячної енергії.

2.2 Структура підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації

Загальну компоновку адаптивного сонячного трекера наведено на рис. 2.1. Основним елементом конструкції є фотоелектричний модуль (1), орієнтація якого у горизонтальній площині забезпечується механізмом повороту (2). Цей механізм включає електропривод у поєднанні з багатоступеневою редукторною передачею, а також інтегрований електронний блок керування та систему акумуляторного живлення. Корекція просторового положення панелі за вертикальною координатою реалізується за допомогою лінійного актуатора (3), який забезпечує відстеження змін висоти сонця протягом доби.

На допоміжній платформі розміщено дві додаткові малогабаритні сонячні панелі (4 і 5), що виконують функцію сенсорних елементів. Панель 4 змонтована на окремому двохосьовому мікротрекері, побудованому з використанням двох серводвигунів (6 і 7), які забезпечують незалежне керування кутами повороту у вертикальній та горизонтальній площинах. Панель 5 жорстко зафіксована у горизонтальному положенні. Основним призначенням цих допоміжних модулів є формування еталонних значень струму при різних орієнтаціях відносно джерела випромінювання.

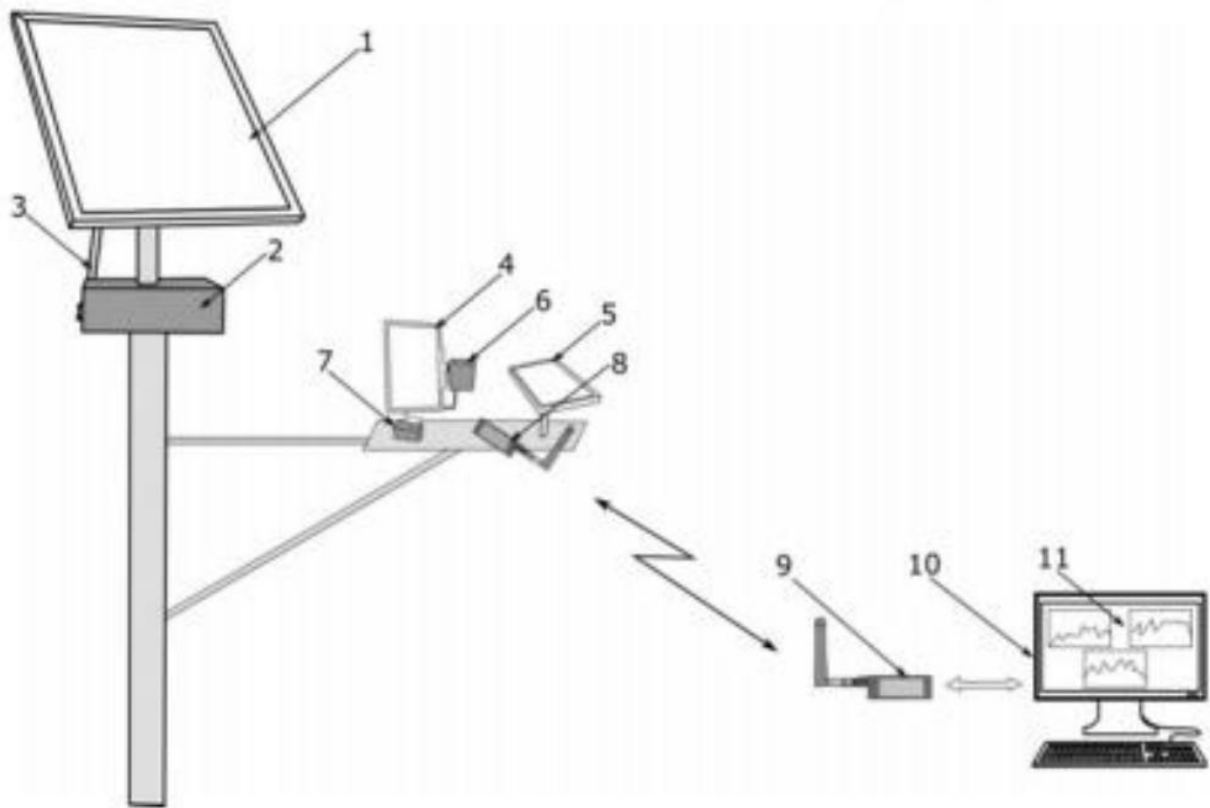


Рисунок 2.1 – Архітектура підсистеми інтелектуального керування сонячною станцією

Передача вимірювальної інформації та реалізація функцій віддаленого контролю в системі здійснюються із застосуванням бездротового інтерфейсу на базі модуля LoRa AS32 TTL. Технологія LoRa функціонує у частотному діапазоні 433 МГц та використовує методи лінійного спектрального розширення, що дозволяє значно збільшити дальність зв'язку. Завдяки особливостям модуляції можливий прийом даних навіть за умов, коли рівень сигналу знаходиться нижче шумового порогу приблизно на 19 дБм. У розробленій системі використовується передавач з вихідною потужністю 100 мВт, що забезпечує зону стабільного зв'язку до 3 км на відкритій місцевості.

Керування збором, обробкою та передаванням даних здійснюється центральним електронним блоком (2). Приймання інформації на стороні

оператора реалізується другим модулем LoRa AS32 TTL (9), який підключається до персонального комп'ютера (10) через інтерфейс USB. Програмне забезпечення диспетчерського рівня (11) забезпечує моніторинг стану системи та параметрів роботи трекера в режимі реального часу.

Алгоритм керування ґрунтується на порівняльному аналізі струмів, що генеруються допоміжними сонячними панелями. У випадку, коли струм від міні-панелі з активним двохосьовим позиціюванням перевищує струм, отриманий від горизонтально орієнтованої панелі, основний трекер підтримує положення, оптимально спрямоване на Сонце. Якщо ж більший струм формується горизонтальною панеллю, система переводить основний фотоелектричний модуль у горизонтальну орієнтацію, що характерно для умов значного розсіювання сонячного випромінювання хмарністю. Структурні та електричні особливості блока керування детально наведені на принциповій схемі, представлений на рисунку 2.2.

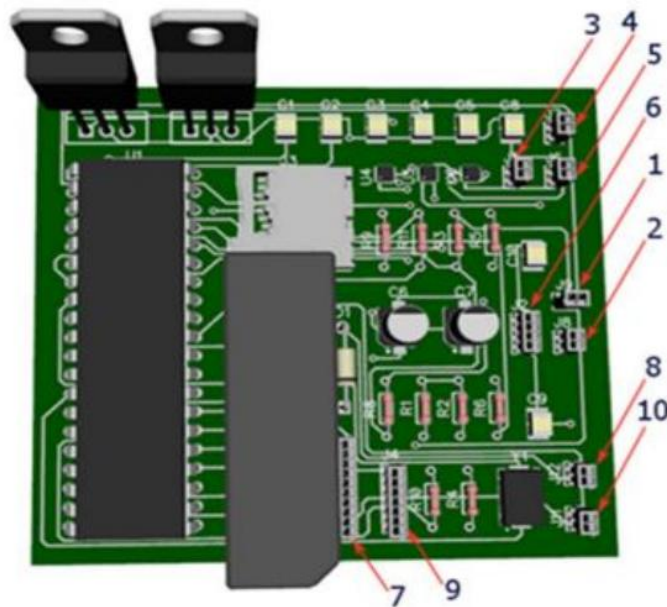


Рисунок 2.2 – Адаптивний інтелектуальний блок керування фотоелектричним модулем

Центральним елементом системи керування сонячним трекером є мікроконтролер, який виконує функції збору, обробки та керування всіма апаратними компонентами. Енергозабезпечення контролера реалізується через перетворювач постійної напруги, під'єднаний до акумуляторної батареї з номінальним рівнем 12 В. Для накопичення та довготривалого зберігання інформації про положення Сонця використовується зовнішній SD-носій, що встановлюється у відповідний слот пам'яті.

Контроль електричних параметрів фотоелектричної системи здійснюється шляхом підключення вимірювальних модулів до аналогових входів контролера. Зокрема, значення напруги акумулятора та основної сонячної панелі знімаються через 1 і 2 входи, тоді як 3 і 4 канали використовуються для реєстрації струмів, що генеруються допоміжними малими сонячними модулями. 5 вхід призначений для вимірювання струму, споживаного основним трекером, із застосуванням відповідних датчиків.

Ключову роль у забезпеченні часової прив'язки вимірювань відіграє модуль годинника реального часу, який підключається до 6 входу контролера та дозволяє фіксувати параметри системи упродовж усього року. Просторове позиціонування основної сонячної панелі здійснюється за допомогою крокових електродвигунів, керування якими реалізується через спеціалізовані драйвери, під'єднані до 7 та 8 інтерфейсних входів і живлені від джерела 12 В.

Обмін даними з віддаленими пристроями забезпечується через інтерфейс, позначений як вхід 9, до якого підключається бездротовий модуль LoRa AS32 TTL. Для зменшення енергоспоживання та підвищення ефективності роботи крокові двигуни підключаються до джерела живлення напругою не нижче 12 В через релейні елементи та драйвери керування. Окремий канал живлення силової частини двигунів реалізовано через вхід 10, що дозволяє розділити ланцюги керування та енергопостачання.

2.3 Алгоритм роботи підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації

Алгоритм роботи двохосової системи стеження за сонцем наведено на рисунку 2.3.

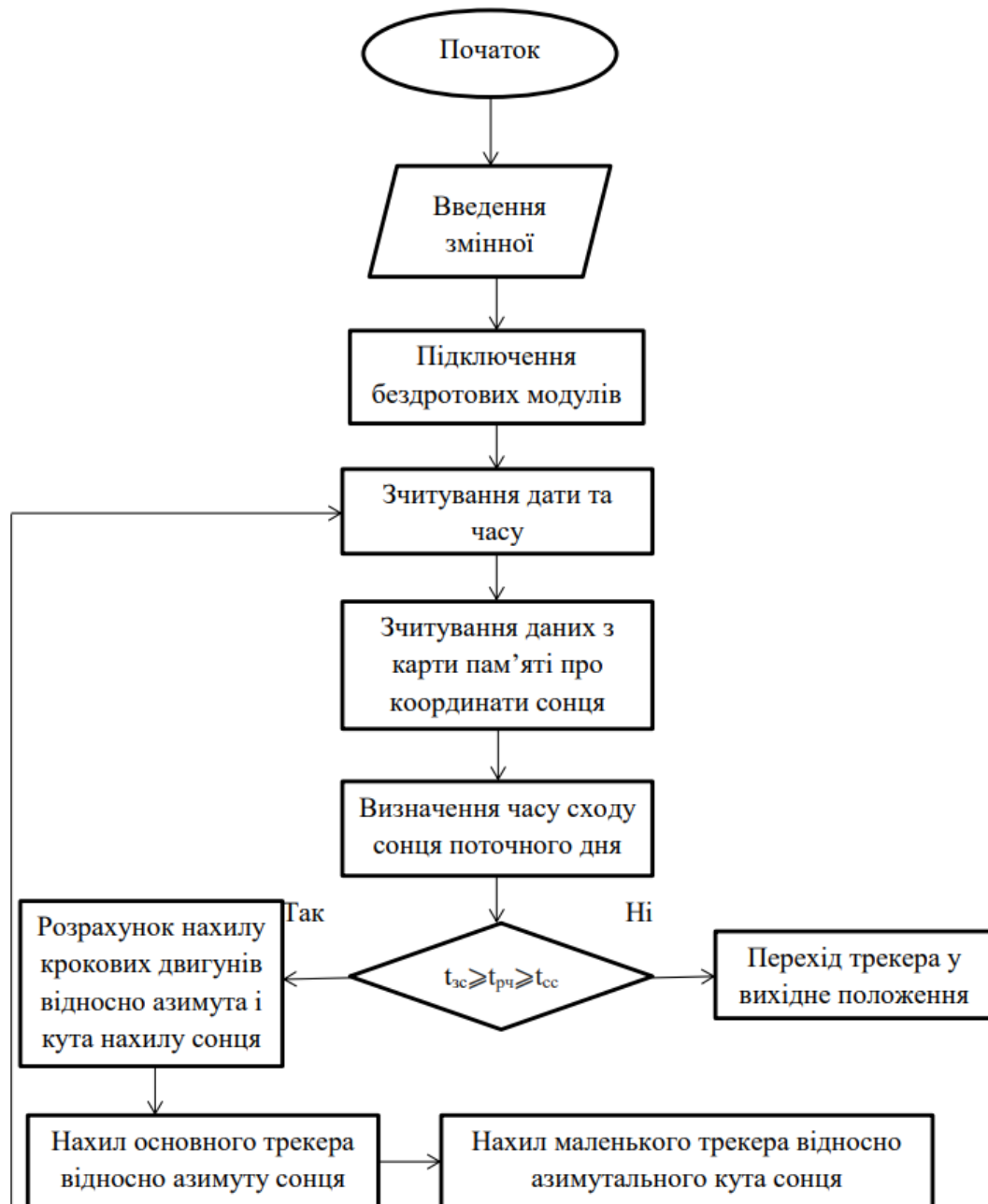


Рисунок 2.3 – Алгоритм адаптивної інтелектуальної системи стеження за сонцем

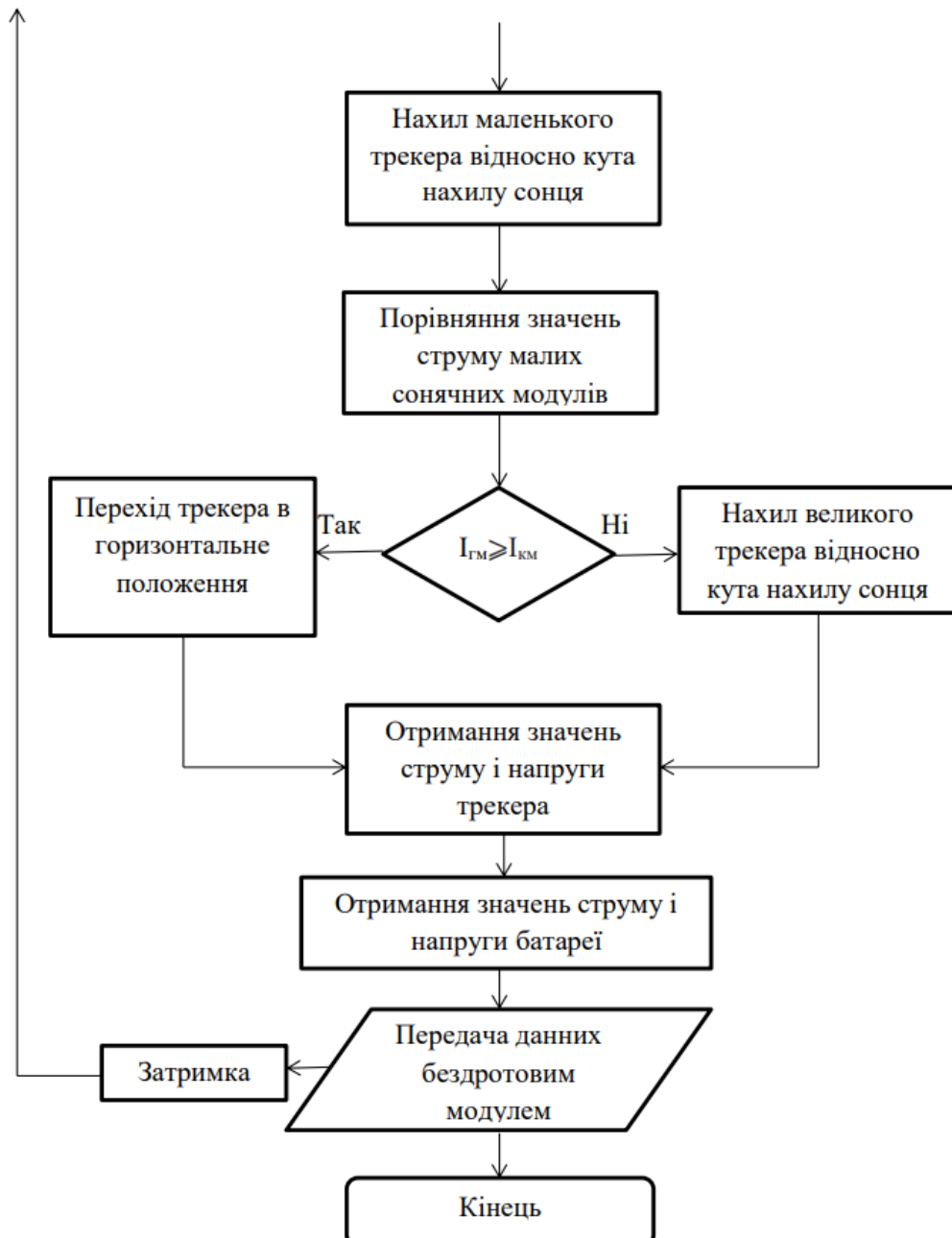


Рисунок 2.3 – Аркуш 2

Алгоритм роботи двохосьового сонячного трекера наведено на рисунку 2.3 і реалізується у вигляді циклічного алгоритму керування. Після запуску системи мікроконтролер активує бездротовий інтерфейс LoRa AS32 TTL, після чого ініціює отримання поточного системного часу з подальшим збереженням його у змінній t_c . Паралельно виконується обчислення просторових координат сонця для заданого моменту часу.

На основі астрономічних розрахунків визначаються моменти сходу t_{cc} та заходу t_{zc} , що дозволяє встановити часовий інтервал, у межах якого система перебуває в активному режимі. Якщо поточний час належить цьому інтервалу, контролер розраховує необхідну кількість кроків приводу для орієнтації трекара у задане положення. Після цього запускається кроковий електродвигун, який забезпечує корекцію положення основної сонячної панелі в азимутальній площині.

Подальше керування вертикальною орієнтацією панелі здійснюється на основі порівняльного аналізу струмів, що генеруються допоміжними сенсорними фотоелементами. Якщо значення струму від мікротрекара перевищує струм, сформований горизонтально орієнтованою панеллю, система змінює кут нахилу основної панелі за допомогою відповідного приводу. У протилежному випадку, коли горизонтальний фотоелемент генерує більший струм, трекар переводиться у горизонтальне положення, що є характерним для умов розсіяного сонячного випромінювання.

На наступному етапі алгоритму здійснюється вимірювання електричних параметрів основної сонячної батареї, зокрема струму та напруги, на основі яких оцінюється ступінь заряду акумуляторів і розраховується поточна вихідна потужність фотоелектричної системи. Усі зібрані дані передаються через бездротовий канал зв'язку на диспетчерський вузол, де виконуються їх подальша обробка та візуалізація. Після завершення цього етапу алгоритм переходить до наступного циклу роботи.

За умов щільної хмарності або незначних атмосферних опадів інтенсивність прямого сонячного випромінювання істотно зменшується, що призводить до переважання дифузної складової. У таких ситуаціях горизонтально орієнтований фотоелемент формує більший струм порівняно з сенсорним мікротрекером, що автоматично переводить основний трекар у горизонтальне положення. Ступінь зменшення вихідної потужності системи при цьому корелює зі спадом струму, що генерується горизонтальною панеллю, і залежить від типу та щільності хмарності. Запропонований адаптивний підхід

дозволяє компенсувати негативний вплив несприятливих погодних умов і підвищити загальну ефективність генерації електроенергії в умовах дощу та похмурої погоди.

2.4 Розрахунок продуктивності електрогенерації при застосуванні адаптивної інтелектуальної системи стеження за сонцем

Для кількісної оцінки обсягу електричної енергії, що виробляється сонячними батареями, використовується відповідний розрахунковий вираз.

$$E[\text{кВт} \times \text{год}] = \frac{I \frac{[\text{кВт} \times \text{год}]}{\text{м}^2} * K_0 * V_{\text{модуля}}[\text{кВт}] * K_{\text{втр}}}{U_{\text{випр}} \frac{[\text{кВт}]}{\text{м}^2}}, \quad (2.1)$$

де, I – параметр характеризує щільність сонячної радіації, що досягає земної поверхні при горизонтальній орієнтації приймальної площини. Числові значення цієї величини визначаються на основі регіональних карт сонячного опромінення, наведених на рисунку 2.4;

K_0 – коефіцієнт вводиться з метою коригування сумарного енергетичного потоку та забезпечує перерахунок сонячної радіації з горизонтальної поверхні на площину, нахилену під кутом встановлення фотоелектричних модулів (рис. 2.5);

$V_{\text{модуля}}$ – номінальна потужність фотоелектричного модуля визначається виробником та наводиться у технічній документації до сонячної батареї;

$K_{\text{втр}}$ – коефіцієнт, що узагальнює зниження ефективності системи;

$U_{\text{випр}}$ – відповідає стандартному рівню сонячної радіації, за якого здійснюється тестування фотоелектричних панелей відповідно до умов Standard Test Conditions (STC) і дорівнює 1000 Вт/м^2 .

Сумарні втрати енергії у фотоелектричній установці формуються з декількох складових, серед яких основними є втрати на передавання

електроенергії по кабельних лініях (приблизно 1%), зниження ефективності інвертора (у межах від 3% до 7%), а також деградація характеристик фотоелементів внаслідок підвищення їх робочої температури, що може становити від 4% до 8%.

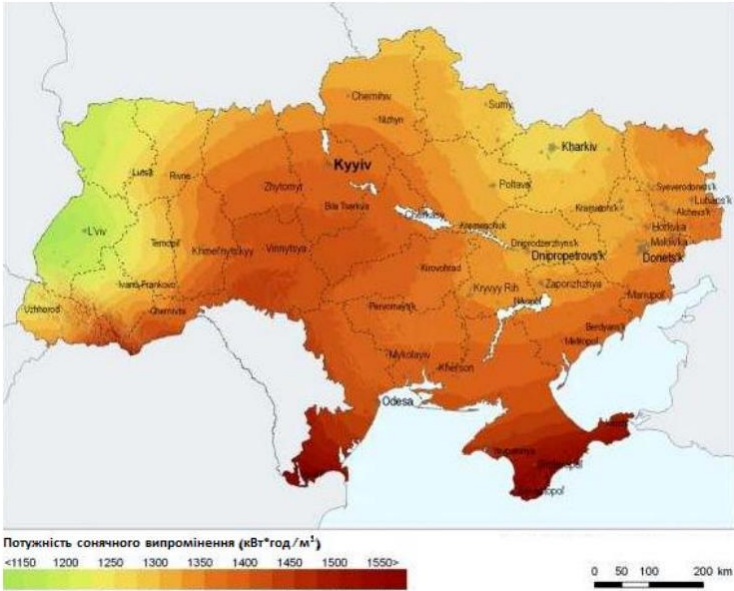


Рисунок 2.4 – Карта інтенсивності сонячного випромінення України

Відхилення від південного напрямлення

	-90	-85	-80	-75	-70	-65	-60	-55	-50	-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
10	0,99	1,00	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07
15	0,98	0,99	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,09	1,10
20	0,97	0,98	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,11	1,01
25	0,96	0,97	0,99	1,00	1,02	1,03	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
30	0,94	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,13
35	0,93	0,95	0,97	0,99	1,00	1,02	1,04	1,05	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13	1,03
40	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,09	1,10	1,10	1,11	1,12	1,12	1,13	1,13	1,13
45	0,88	0,91	0,93	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03	1,05	1,06	1,07	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12	1,12	1,12
50	0,87	0,89	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10	1,11
55	0,85	0,87	0,89	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01	1,02	1,04	1,05	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,08
60	0,82	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	1,00	0,98	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
65	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97	0,98	0,99	1,00	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
70	0,77	0,79	0,81	0,83	0,85	0,87	0,89	0,91	0,92	0,93	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99
75	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95
80	0,71	0,73	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90
85	0,67	0,69	0,71	0,73	0,75	0,77	0,78	0,79	0,81	0,82	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,85	0,85	0,85	0,85
90	0,64	0,66	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80

Рисунок 2.5 – Значення поправочного коефіцієнта перерахунку сумарного потоку сонячної енергії

До додаткових енергетичних втрат у фотоелектричних установках належать зниження ефективності роботи сонячних модулів у періоди з малою інтенсивністю опромінення, що зазвичай оцінюється в межах від 1 до 3%. Окрему групу становлять втрати, спричинені частковим затінюванням поверхні панелей або їх забрудненням пилом і атмосферними відкладеннями; у стандартних умовах вони також перебувають у діапазоні від 1% до 3%, однак при нераціональній орієнтації фотоелементів можуть істотно зростати. Додатково враховуються втрати на шунтуючих діодах, величина яких становить приблизно 0,5%.

За умови раціонального проєктування та коректного підбору елементної бази коефіцієнт корисної дії сонячної енергетичної системи на рівні близько 85% вважається високим показником. Разом із тим, у реальних умовах експлуатації сумарні втрати можуть коливатись від 25% до 30%, що зазвичай пов'язано з використанням неякісного обладнання, помилками під час компонування системи або впливом додаткових експлуатаційних факторів.

Для ілюстрації виконано розрахунок типової фотоелектричної установки з такими вихідними даними: сумарна встановлена потужність сонячних модулів приймається рівною 10 кВт; географічне розташування системи – регіон міста Києва; кут нахилу панелей становить 45° , а відхилення від південного напрямку – 25° ; сукупні втрати енергії оцінюються на рівні близько 22%.

На основі регіональних карт сонячного опромінення для заданої місцевості обрано річне значення інсоляції $1400 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$. Коефіцієнт перерахунку сумарного потоку сонячної енергії з горизонтальної площини на похилу поверхню приймається рівним 1,10. Підставлення наведених параметрів у формулу (2.1) дозволяє отримати розрахункове значення виробленої електричної енергії.

$$E_3 = \frac{1400 * 1,1 * 10 * 0,78}{1} = 12012 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Наведений підхід до енергетичного розрахунку дозволяє отримати орієнтовну оцінку середньорічного обсягу електроенергії, який може бути згенерований фотоелектричною установкою в заданих кліматичних умовах.

Далі виконується аналогічний розрахунок для системи з адаптивним інтелектуальним механізмом сонячного позиціонування, що забезпечує динамічне коригування просторової орієнтації панелей. Вихідні параметри, такі як сумарна встановлена потужність і географічне розташування об'єкта, залишаються незмінними, тому щільність сонячного опромінення приймається рівною

$$I = 1400 \frac{[\text{кВт} \times \text{год}]}{\text{м}^2}, \text{ а номінальна потужність фотоелектричних модулів становить } V_{\text{модуля}} = 10 [\text{кВт}].$$

Завдяки адаптивному характеру системи відхилення від південного азимуту вважається нульовим, тоді як кут нахилу панелей зберігається на рівні 45° . За цими умовами поправочний коефіцієнт перерахунку сумарного сонячного потоку з горизонтальної поверхні на похилу площину приймається рівним 1,13 (рис. 2.5).

Застосування інтелектуального алгоритму керування дозволяє суттєво зменшити енергетичні втрати, зумовлені перегрівом фотоелементів, зниженням інтенсивності випромінювання в умовах похмурої погоди, а також частковим затінюванням і забрудненням поверхні панелей. У результаті сукупні втрати енергії для адаптивної системи оцінюються приблизно на рівні 10%.

Підставлення наведених параметрів у розрахунковий вираз (2.1) дає змогу визначити прогнозовану річну генерацію електричної енергії для адаптивної фотоелектричної системи.

$$E_a = \frac{1400 * 1,13 * 10 * 0,9}{1} = 14238 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Порівняльний аналіз отриманих результатів свідчить про перевагу адаптивної системи керування з точки зору ефективності перетворення сонячної

енергії. Для підтвердження цього висновку далі наведено розрахунок відносного приросту виробленої електричної енергії, вираженого у відсотках, між традиційною фотоелектричною установкою та розробленою адаптивною системою сонячного стеження.

$$P = \frac{E_a - E_3}{E_3} \times 100\%. \quad (2.2)$$

Підставивши значення E_a та E_3 в (2.2) одержуємо:

$$P = \frac{14238 - 12012}{12012} \times 100\% = 18,53\%$$

Отримані результати розрахунків свідчать, що застосування запропонованого підходу до керування сонячною енергетичною установкою забезпечує помітне зростання ефективності генерації електроенергії. Зокрема, порівняно з традиційною фотоелектричною системою без адаптивного позиціонування, приріст річного обсягу виробленої енергії становить 18,5%.

2.5 Висновки до розділу

У другому розділі кваліфікаційної роботи виконано розроблення підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації на основі фотоелектричної установки з адаптивним сонячним трекером. На основі сформованих у першому розділі теоретичних положень визначено вимоги до структури та функціонування підсистеми керування, а також обґрунтовано вибір технічних і програмних засобів її реалізації.

У межах розділу розроблено структурну схему підсистеми, що включає фотоелектричний модуль, механізми орієнтації, сенсорні елементи, блок керування та засоби бездротового обміну даними. Показано, що запропонована

архітектура забезпечує взаємодію між основними компонентами системи та створює передумови для її інтеграції у локальні енергетичні мікромережі. Обґрунтовано використання бездротового каналу зв'язку для організації дистанційного моніторингу та керування, що підвищує гнучкість та масштабованість системи.

Особливу увагу приділено розробленню алгоритму керування сонячним трекером. Запропонований алгоритм ґрунтується на циклічній обробці часових параметрів та розрахунку просторового положення Сонця, що дає змогу визначати активний інтервал роботи системи та забезпечувати коректну орієнтацію фотоелектричного модуля протягом добового циклу. Реалізація такого підходу дозволяє підвищити ефективність використання сонячної енергії порівняно з фіксованим розташуванням фотоелектричних панелей.

У результаті виконаних розробок сформовано функціонально завершену підсистему інтелектуального керування альтернативною електрогенерацією, яка поєднує апаратні та алгоритмічні засоби керування з можливістю віддаленого обміну інформацією. Отримані рішення створюють основу для подальшого впровадження прогностичних та оптимізаційних методів керування, що реалізуються у наступному розділі кваліфікаційної роботи.

3 РОЗРОБЛЕННЯ МОДУЛІВ ПРОГНОЗУВАННЯ НА БАЗІ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ

3.1 Рекурентна нейронна мережа CRBM

На відміну від традиційної рекурентної нейромережевої архітектури, функціонування якої підпорядковується жорстко заданим детермінованим правилам, внутрішній стан мережі однозначно визначається для будь-якого фіксованого моменту часу. Динаміка розвитку стійких детермінованих рекурентних моделей неминуче приводить систему до одного з локальних мінімумів енергетичної функції.

Подібна властивість є доцільною у задачах, пов'язаних з реалізацією асоціативної пам'яті, де стабільність стану відіграє ключову роль. Водночас, у задачах оптимізації, орієнтованих на знаходження глобального екстремуму, фіксація мережі в локальному мінімумі розглядається як небажаний ефект. Для подолання цього обмеження застосовують стохастичні рекурентні нейронні мережі.

Головна концептуальна відмінність стохастичних підходів полягає у дозволі переходів системи в стани з підвищеним рівнем енергії, що суперечить логіці детермінованої еволюції. Така модель поведінки аналогічна фізичному процесу відпалу матеріалу, за якого атоми перебувають у хаотичному русі з різними енергетичними рівнями, тоді як температура системи поступово зменшується. Ймовірність переходу між різними енергетичними станами в такій нейромережі визначається статистичним законом Больцмана:

$$P(E) = \frac{1}{1 + \exp\left\{-\frac{E_2 - E_1}{T}\right\}}, \quad (3.1)$$

де $P(E)$ – імовірність переходу системи зі стану енергії E_1 у стан з енергією E_2 ;

T – температура за шкалою Кельвіна.

За умов високого значення параметра температури стохастична нейромережева модель характеризується практично рівноймовірними переходами між енергетичними станами, унаслідок чого наступний стан системи стає незалежним від попереднього. Такий режим відповідає хаотичній динаміці. У міру зменшення температури ймовірність переходів, що знижують енергетичну функцію, зростає та поступово наближається до одиниці, що призводить до поведінки, аналогічної детермінованим рекурентним мережам. Подібні властивості зумовлюють високу придатність стохастичних моделей для задач оптимізації, зокрема пошуку глобального мінімуму та прогнозування.

Одним із представників цього класу є обмежена машина Больцмана (CRBM) – стохастична нейронна мережа, яка навчається без використання еталонних відповідей. Її архітектура, як і в більшості сучасних нейромережевих моделей, включає видимий та прихований шари, між якими формуються зважені зв'язки.

За принципом функціонування машина Больцмана має спільні риси з мережею Хопфілда, однак доповнюється механізмом імітаційного відпалу, що дозволяє досліджувати простір станів більш ефективно. Формалізацію методу больцманівського навчання було запропоновано Еклі, Хінтоном і Сейновскі у 1985 році. В основі моделі лежить енергетичний простір, сформований вагами між нейронами, рельєф якого згладжується в процесі навчання.

Процедура навчання імітує фізичний процес термічного відпалу: на початковому етапі температура приймає великі значення, що сприяє випадковому характеру динаміки мережі, тоді як поступове її зниження забезпечує перехід до стабільного детермінованого режиму. Завдяки наявності випадкової складової мережа здатна залишати локальні мінімуми та рухатися у напрямку глобального оптимуму. Аналогічно до мережі Хопфілда, машина Больцмана може виконувати відновлення неповних образів на основі часткових вхідних даних.

Алгоритм роботи стохастичної мережі передбачає введення параметра штучної температури, обчислення цільової функції для поточного набору ваг, випадкову модифікацію з'єднань і прийняття або відхилення цих змін залежно від зміни значення цільової функції. У випадку її зростання рішення приймається з імовірністю, що визначається експоненційним законом Больцмана і залежить від температури та масштабного коефіцієнта задачі.

Такий стохастичний підхід є особливо ефективним при моделюванні часових процесів з високим рівнем нестационарності, для яких аналітичні моделі практично непридатні. Під час навчання відбувається адаптація вагових коефіцієнтів між нейронами різних шарів, що змінює зважені суми сигналів на входах елементів активації та формує відповідні вихідні значення. Передача інформації в мережі реалізується через зважені зв'язки між нейронами, кожному з яких відповідає параметр w_{ij} , що визначає силу взаємодії між попередником і наступником.

Вагова функція ОМБ має наступний вигляд:

$$E(v, h) = - \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n v_i h_j w_{ij} - \sum_{i=1}^m v_i a_i - \sum_{j=1}^n h_j b_j, \quad (3.2)$$

де i – номер нейрону видимого шару;

j – номер нейрону прихованого шару;

w_{ij} – вага з'єднання;

$v_i h_j$ – стан i -го видимого і j -го прихованого нейрону;

$a_i b_j$ – вагові коефіцієнти упереджень видимих і прихованих шарів.

Вираз $\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n v_i h_j w_{ij}$ визначає загальну енергію зв'язку між нейронами різних шарів, $\sum_{i=1}^m v_i a_i$ – енергію видимого шару, $\sum_{j=1}^n h_j b_j$ – енергію прихованого шару.

Спільна ймовірність стану прихованого і видимого шарів визначається виразом:

$$P(v, h) = \frac{\exp(-E(v, h))}{Z} = \frac{1}{Z} \exp\left(-\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n v_i h_j w_{ij} - \sum_{i=1}^m v_i a_i - \sum_{j=1}^n h_j b_j\right), \quad (3.3)$$

де $Z = \sum_{v, h} \exp(-E(v, h))$ – це сума ваг по всім можливим парам видимих и прихованих з'єднань.

Імовірність стану видимого шару визначається шляхом додавання імовірностей станів прихованого шару:

$$p(v) = \sum_h P(v; h). \quad (3.4)$$

Після перетворень отримаємо:

$$p(v) = \frac{1}{Z} \sum_h \left(\exp\left(-\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n v_i h_j w_{ij} - \sum_{i=1}^m v_i a_i - \sum_{j=1}^n h_j b_j\right) \right). \quad (3.5)$$

Для будь-якого прихованого нейрона j умовна ймовірність стану визначається як:

$$p(h_{j|v}) = \text{sig}\left(b_j + \sum_i v_i w_{ij}\right). \quad (3.6)$$

Для будь-якого видимого нейрона i умовна ймовірність стану визначається як:

$$p(v_{i|h}) = \text{sig}\left(a_i + \sum_j h_j w_{ij}\right). \quad (3.7)$$

sig^* – сигмоподібна функція активації, що визначається виразом:

$$\sigma(u) = \frac{A(T)}{1 + \exp\left(-\frac{u}{T}\right)}. \quad (3.8)$$

Нормувальна константа $A(T)$ вводиться для умови нормалізації розподілу ймовірності:

$$\int_0^1 \sigma(u) du = 1. \quad (3.9)$$

Параметр температури T відіграє ключову роль у формуванні ступеня впорядкованості поведінки стохастичної нейронної мережі. У граничному випадку, коли значення T наближається до нуля, імовірнісний нейрон втрачає стохастичні властивості та функціонує як детермінований елемент з пороговою функцією активації типу Хевісайда. За будь-яких ненульових значень температури процес активації нейрона набуває ймовірнісного характеру та визначається функцією $P(u)$, що описує розподіл імовірності його спрацювання.

Для навчання обмеженої машини Больцмана, а саме для корекції та оптимізації множини вагових параметрів, використовується метод контрастної дивергенції (Contrast Divergence, CD). В основі цього підходу лежить процедура Гіббсівської вибірки, яка інтегрується у схему градієнтного спуску та забезпечує ефективне наближення оцінок градієнтів, необхідних для уточнення вагових коефіцієнтів моделі.

Процедура навчання моделі може реалізовуватися з використанням одноетапної Гіббсівської вибірки. У межах такого підходу послідовно здійснюються два основні етапи корекції параметрів мережі: спочатку виконується перерахунок вагових коефіцієнтів прихованого шару, після чого оновлюються ваги нейронів видимого шару. Зазначені операції формалізуються

відповідними математичними співвідношеннями, що визначають правила зміни вагових параметрів:

$$w_{ij}^{\tau+1} = w_{ij}^{\tau} + \alpha \left(\left((h_j v_i)_{p(h|v; W)} \right)_0 - (h_j v_i)_n \right). \quad (3.10)$$

$$\left((h_j v_i)_{p(h|v; W)} \right)_0 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_i^{(k)} P \left(h_i^{(k)} = 1 | v^k; W \right). \quad (3.11)$$

$$(h_j v_i)_n = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_i^{(k)(n)} P \left(h_i^{(k)(n)} = 1 | v^{k(k)(n)}; W \right), \quad (3.12)$$

де τ – ітерація;

α – зміна коефіцієнтів ваг;

N – загальна кількість вхідних екземплярів;

(n) – кількість станів, отриманих після n ітерацій вибірки Гіббса з ланцюга Маркова, починаючи з P_0 .

Рекурентні нейронні мережі демонструють високий потенціал у задачах аналізу та передбачення часових залежностей, що зумовлює доцільність їх застосування в автоматизованих системах керування. Сучасна теорія штучних нейронних мереж пропонує значну кількість рекурентних архітектур, однак серед них особливе місце займає структура NARX, яка вважається однією з найбільш ефективних для прогнозування числових часових рядів. Дана модель, відома як нелінійна авторегресивна система з екзогенними входами, поєднує інформацію про попередні значення виходу та зовнішні збуджувальні сигнали, що суттєво підвищує точність прогнозування динамічних процесів.

3.2 Рекурентна нейронна мережа NARX

Моделі типу NARX (рис. 3.1) належать до високоефективного класу динамічних нейронних структур, які зарекомендували себе як придатні інструменти для опису складних нелінійних об'єктів і специфічних часових послідовностей. Найбільш поширеною сферою їх використання є задачі прогнозування в системах автоматичного керування, де необхідно враховувати як історію вихідних змінних, так і вплив зовнішніх факторів.

Суттєвою перевагою мереж NARX є особливості їхнього процесу навчання. Завдяки специфічній структурі авторегресивних зв'язків і наявності екзогенних входів алгоритми оптимізації, зокрема градієнтні методи, працюють у таких мережах стабільніше та ефективніше, ніж у більшості інших нейронних архітектур. Це забезпечує швидшу збіжність процесу навчання, кращу адаптацію вагових коефіцієнтів і підвищену якість оновлення параметрів моделі.

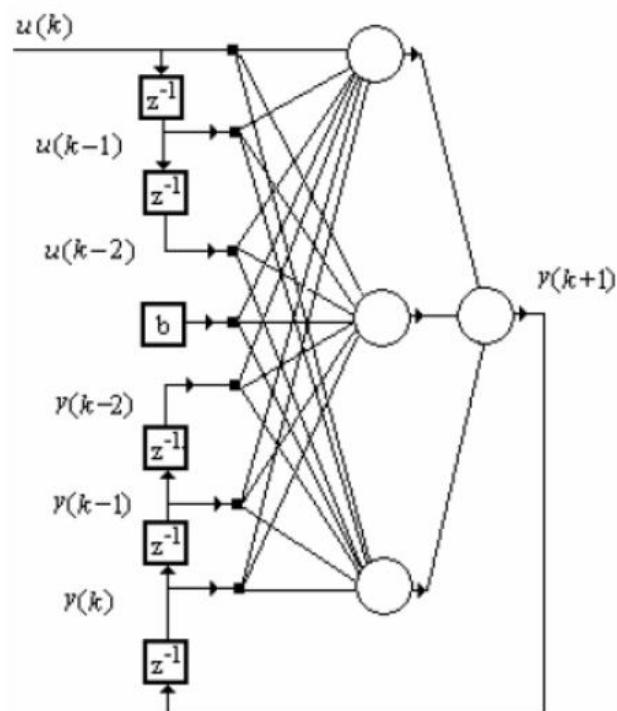


Рисунок 3.1 – Модель NARX

Формування залежності нейронної мережі від d_u попередніх значень часової послідовності еквівалентне поданню на її вхід d_u окремих сигналів, сформованих із суміжних елементів цього ряду. Такий підхід відомий під назвою часового вікна, оскільки він обмежує аналіз певним фрагментом послідовності. У концептуальному сенсі це можна трактувати як перетворення часової координати у додатковий просторовий вимір вхідного простору мережі.

Практичні дослідження показують, що точність прогнозування часових процесів зростає у разі одночасного врахування кількох взаємопов'язаних часових рядів. Зокрема, оцінювання добового споживання електроенергії на наступний день стає більш надійним, якщо як вхідні змінні нейронної мережі використовувати не лише p_c попередніх значень споживання, але й p_t відповідних вимірювань температури навколишнього середовища. Саме для перевірки цієї ідеї була розроблена архітектура, наведена на рисунку 3.2. Її узагальнена форма передбачає підтримку багатовимірних входів і виходів, що дає змогу реалізувати моделі прогнозування на основі багатофакторних часових рядів.

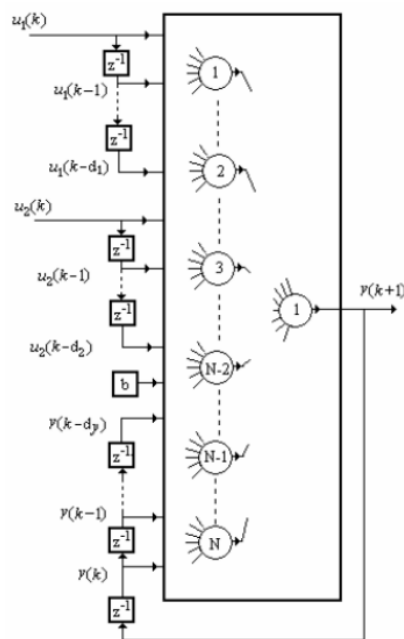


Рисунок 3.2 – Модель NARX з двома відведеними лініями затримки для двох часових рядів, застосованих у вході

Для опису нейромережевої архітектури, зображеної на рис. 3.1, застосовується компактне позначення ШНМ $(du, dy; N)$, у якому параметр du визначає глибину затримки вхідних сигналів, dy – кількість затриманих значень вихідної змінної, а N відповідає числу нейронів у прихованому шарі. За аналогічним принципом структура, наведена на рисунку 3.1, описується набором параметрів $(du1, du2, dy; N)$, що враховує наявність двох незалежних вхідних послідовностей із власними лініями затримки.

Нейромережеві моделі, використані в даній роботі, мають дворівневу будову, яка включає вхідний рівень та вихідний рівень обробки. У такій конфігурації процес прогнозування полягає у визначенні наступного значення часового ряду $y(k+1)$ на основі інформації про попередні значення вхідного сигналу $u(k), u(k-1), \dots, u(k-du)$, а також історії вихідної змінної $y(k), y(k-1), \dots, y(k-dy)$, які формують розширений вхідний вектор моделі. Взаємозв'язок між цими величинами може бути формалізований у вигляді узагальненого рівняння прогнозування.

У випадку нейромережевої структури, представленої на рис. 3.2, процес прогнозування передбачає визначення наступного значення вихідної змінної $y(k+1)$ на основі інформації з кількох часових джерел. Як вхідні аргументи моделі використовуються попередні значення першого екзогенного сигналу $u1(k), u1(k-1), \dots, u1(k-du)$, другого екзогенного сигналу $u2(k), u2(k-1), \dots, u2(k-du)$, а також історія власних виходів системи $y(k), y(k-1), \dots, y(k-dy)$.

Для реалізації процедури навчання та коректного обчислення градієнтів у таких динамічних нейромережах необхідно застосовувати алгоритм зворотного поширення у часі. Порівняно зі статичними мережами цей підхід потребує суттєво більших обчислювальних витрат і характеризується складнішою формою поверхні помилки, що підвищує ризик збіжності до локальних екстремумів.

У межах даного дослідження використано метод навчання, який ґрунтується на залученні реальних значень вихідної змінної під час тренувального процесу. З цією метою зворотні зв'язки тимчасово відключаються, а замість прогнозованого сигналу на вхід мережі подається фактичний вихід. Така трансформація дозволяє звести архітектуру до мережі прямого поширення та застосувати класичний алгоритм статичного backpropagation, що підвищує точність навчання.

Водночас збільшення кількості затримок і нейронів призводить до зростання числа налаштовуваних параметрів, яке для моделі NARX визначається співвідношенням $p=(du+dy+2)$.

Надмірна кількість ваг може спричинити ефект перенавчання, тому доцільним є використання методів регуляризації. З цією метою стандартну функцію втрат у вигляді середньоквадратичної помилки замінюють на регуляризований критерій MSE_{reg} , що додатково штрафує великі значення параметрів моделі:

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (e_i)^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (t_i - y_i)^2, \quad (3.13)$$

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(eMSW = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^N w_{j,i}^2 \right) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (t_i - y_i)^2, \quad (3.14)$$

$$MSE_{reg} = \xi MSE + (1 - \xi)MSW, \quad (3.15)$$

де t_i – ціль;

ξ – коефіцієнт продуктивності.

Запровадження додаткових функціональних обмежень у процесі навчання призводить до зменшення абсолютних значень вагових коефіцієнтів і зсувів нейронів. У результаті відгук нейронної мережі стає більш згладженим, а

ймовірність різких змін вихідного сигналу істотно знижується, що позитивно впливає на стабільність моделі.

Алгоритм навчання, побудований на основі методу оптимізації Левенберга-Маркварда, був адаптований шляхом інтеграції регуляризаційного підходу. У межах цієї модифікації мінімізується комбінований критерій, який одночасно враховує величину квадратичної похибки та значення вагових параметрів. Автоматичний підбір оптимального співвідношення між цими складовими дозволяє сформувати модель з високою узагальнювальною здатністю. Такий підхід відомий у літературі як байєсівська регуляризація.

У задачах апроксимації функцій нейронними мережами з відносно невеликою кількістю параметрів (до кількох сотень ваг) алгоритм Левенберга-Маркварда, як правило, забезпечує найшвидшу збіжність процесу навчання. Його ефективність особливо проявляється у випадках, коли висувуються підвищені вимоги до точності налаштування моделі. Водночас зі зростанням розмірності мережі та кількості вагових коефіцієнтів переваги цього алгоритму поступово нівелюються.

3.3 База даних часових рядів електрогенерації

Центр Observation, Impacts, Energy (O.I.E.) є міждисциплінарним науково-дослідним об'єднанням, створеним у співпраці MINES ParisTech та ARMINES, діяльність якого зосереджена на дослідженні взаємозв'язків між енергетичними системами, станом довкілля та процесами, що відбуваються на поверхні Землі. Основним науковим напрямом центру є аналіз і моделювання відновлюваних джерел енергії, а також оцінка екологічних наслідків їх експлуатації. При цьому використовуються як фундаментальні, так і прикладні галузі знань, зокрема математика, фізика, метрологія, науки про навколишнє середовище, а також сучасні інформаційно-комунікаційні технології. Важливу роль у поширенні результатів досліджень відіграють веб-орієнтовані бази даних і онлайн-сервіси.

Платформа SoDa була започаткована у 2003 році на базі Mines ParisTech, а з 2013 року її розвиток і підтримка здійснюються науково-дослідним центром О.І.Е. групи ParisTech. У межах цієї ініціативи значні зусилля були спрямовані на комплексний аналіз просторово-часових характеристик відновлюваної енергетики, а також на дослідження впливу енергетичних інфраструктур на екосистеми.

Через неможливість створення фізичного макету і збору власних інформаційних даних, основним джерелом для відповідних досліджень стали результати ретроспективного атмосферного аналізу MERRA-2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2) – програми NASA, побудованої на основі моделі GEOS-5 та системи асиміляції атмосферних даних ADAS (версія 5.12.4). Проєкт MERRA орієнтований на довгостроковий аналіз клімату і погодних умов, охоплюючи широкий спектр просторових і часових масштабів та інтегруючи дані супутникової програми NASA EOS у кліматичний контекст.

Версія MERRA-2 була розроблена як перехідне рішення між початковим масивом даних MERRA та перспективними системами аналізу Землі нового покоління. Через обмежені ресурси на модернізацію процедур асиміляції даних у попередній версії MERRA система втратила здатність повноцінно враховувати нові спостереження. Крім того, після припинення активного розвитку MERRA у 2008 році було досягнуто значного прогресу в еволюції моделі GEOS-5, що зумовило необхідність повної реінтеграції системи. У результаті MERRA-2 забезпечує безперервний кліматичний аналіз, починаючи з 1980-х років і до сьогодні, з можливістю подальшого оновлення за наявності обчислювальних ресурсів (рис. 3.3). Найбільш практичним є представлення даних на графіку рисунку 3.4.

# Site latitude (Широта)	44.083
# Site longitude (Довгота)	5.059
# Elevation (m) (Висота)	97
# Date beginning (Дата початку)	01.01.2017
# Date end (Дата кінця)	30.11.2017
# Tilt angle (degrees) (Кут нахилу)	25.0
# Azimuth angle (degrees) (Азимут нахилу)	180.0
# Albedo of the ground (Альбедо землі)	0.20
# Clear-Sky (Wh/m2) (Чисте небо)	Irradiation over the period if the sky were clear
# Top of Atmosphere (Wh/m2) (Стратосфера)	Irradiation over the period at the top of the atmosphere (extraterrestrial)
# Code (Кодування даних)	0: no data, 1: sun below horizon, 2: satellite assessment, 5: interpolation in time, 6: forecast
# Temperature (K) (Температура)	Temperature at 2 m above ground
# Relative humidity (%) (Відносна вологість)	Relative humidity at 2 m above ground
# Pressure (hPa) (Тиск)	Pressure at ground level
# Rainfall (kg/m2) (Дощ)	Rainfall (= rain depth in mm)
# Snowfall (kg/m2) (Снігопад)	Snowfall

Рисунок 3.3 – Основні параметри бази даних

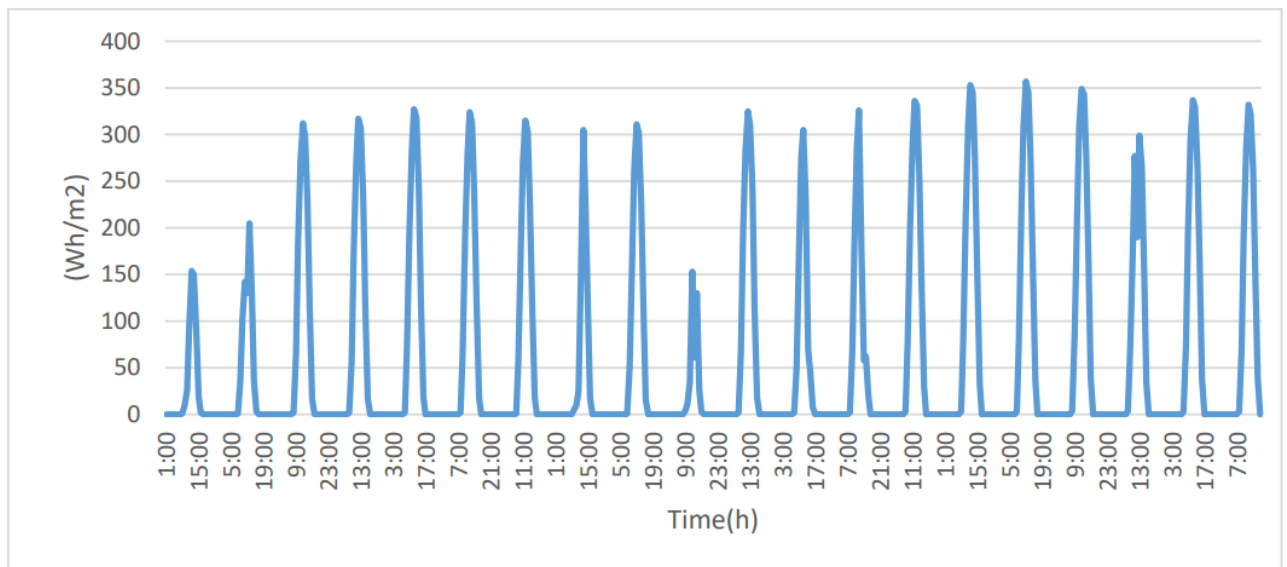


Рисунок 3.4 – Графік генерації електроенергії від часу сонячної батареї під час роботи в зимовий період

3.4 Проведення моделювання в середовищі MATLAB

MATLAB є комплексною програмною платформою, що поєднує інтерактивне середовище чисельного аналізу й інженерного моделювання з високорівневою мовою програмування, синтаксис якої природно відображає

операції над матрицями та багатовимірними масивами. Архітектура MATLAB забезпечує його сумісність з корпоративними IT-інфраструктурами, зовнішніми сховищами даних і різноманітними операційними системами, що дозволяє ефективно інтегрувати обчислювальні моделі у виробничі та дослідницькі процеси.

Платформа підтримує колективну роботу інженерних і наукових груп, забезпечуючи стабільне виконання прикладних програм у середовищах Windows і Linux, як на локальних обчислювальних ресурсах, так і в хмарних сервісах, зокрема AWS та Microsoft Azure. Для захисту інформації застосовуються загальноприйняті промислові механізми безпеки, що охоплюють процедури автентифікації користувачів, керування правами доступу та криптографічний захист даних.

Крім того, MATLAB легко вбудовується у вже наявні інформаційно-аналітичні системи підприємств і підтримує взаємодію з популярними інструментами бізнес-аналітики, такими як Tableau, TIBCO Spotfire та Power BI. Значною перевагою платформи є наявність широкого набору готових спеціалізованих бібліотек MATLAB і Simulink, орієнтованих на різні галузі інженерії, що істотно скорочує час розробки та впровадження моделей.

На основі математичного апарату, викладеного в підрозділах 3.1 – 3.2, а також з використанням вбудованих функціональних засобів MATLAB, у межах даної роботи було синтезовано нейронну модель типу NARX, структурну реалізацію якої наведено на рисунку 3.5.

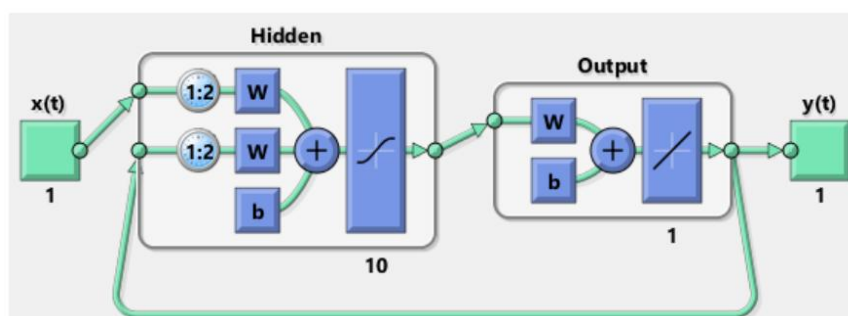


Рисунок 3.5 – Модель NARX в функції MATLAB

На рисунку 3.5 представлено структурну схему нейронної мережі, у якій сигнал $x(t)$ надходить на вхідний блок і передається до прихованого шару (Hidden layer). У цьому шарі здійснюється адаптація початкових значень вагових коефіцієнтів та формування внутрішніх параметрів нейронів у процесі навчання. Набори параметрів W та b відповідають сукупності вагових коефіцієнтів і зміщень нейронної мережі. Позначення «10» вказує на те, що в ході моделювання використовувалася штучна нейронна мережа з десятьма нейронами у прихованому шарі.

Вихідний блок Output реалізує функцію формування результату мережі, де на виході генерується сигнал $y(t)$. Крім того, відповідно до заданого математичного алгоритму, цей сигнал використовується для організації зворотного зв'язку, за допомогою якого виконується корекція та оновлення вагових коефіцієнтів прихованого шару.

На рисунку 3.6 наведено загальну модель нейронної мережі разом з реалізованим алгоритмом навчання Левенберга–Маркарда. Також відображено основні параметри навчального процесу, зокрема кількість епох тренування, тривалість навчання, значення середньоквадратичної похибки (MSE), величину градієнта та число перевірок на етапі валідації.

За підсумками процесу навчання нейронної мережі сформовано графічне представлення прогнозованого числового часового ряду, а також отримано характеристику розподілу похибок у вибірці, що наведено на рисунку 3.7. На візуалізації результати навчання розділені за типами вибірок: тренувальні значення позначені синім кольором, дані для валідації – зеленим, а тестові зразки – червоним.

Для побудови та навчання моделі було використано масив експериментальних даних, сформований на основі бази MINES ParisTech – ARMINES, який містить близько 8000 записів. Набір включає параметри вироблення енергії, а також супутні метеорологічні показники, зокрема температуру та відносну вологість навколишнього середовища.

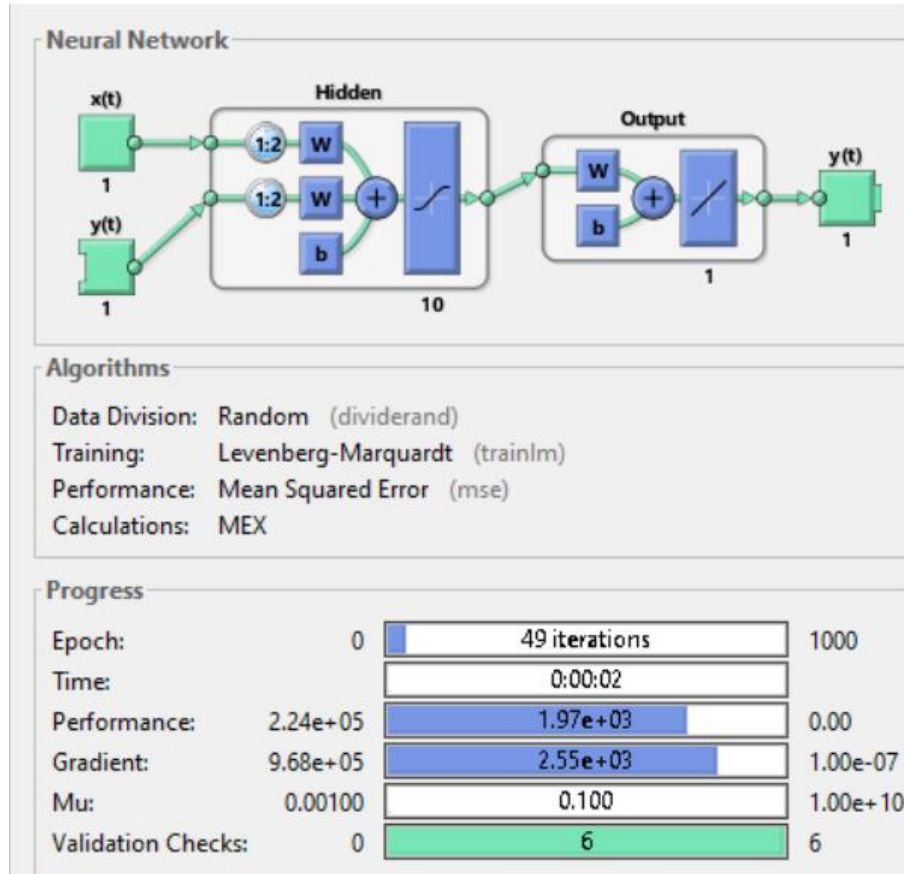


Рисунок 3.6 – Функціональна таблиця керування нейронною мережею

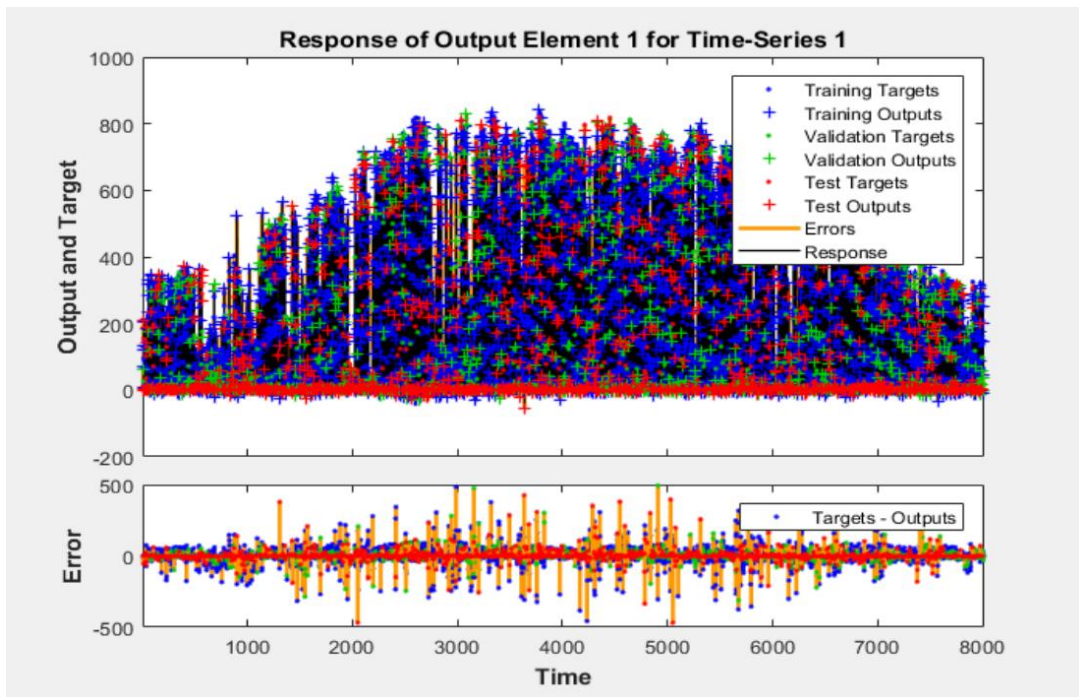


Рисунок 3.7 – Графік вихідного числового ряду, а також розподіл

ПОМИЛОК

Згідно гістограми розподілу помилок (рис. 3.8) Більшість помилок знаходиться на рівні 12% проте якщо брати до уваги і інші, то загальна похибка передбачення складає ~20%.

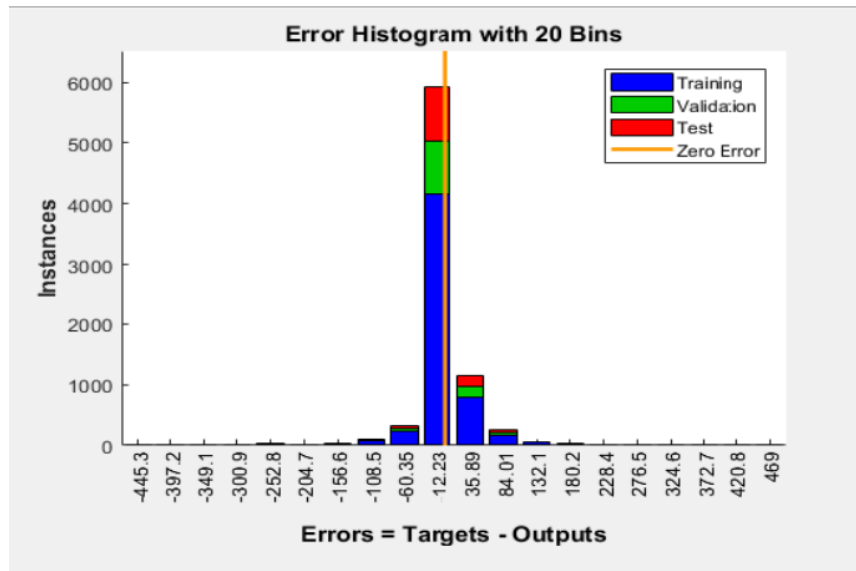


Рисунок 3.8 – Гістограма розподілу помилок з рисунка 3.7

Після завершення етапу навчання нейронної мережі додатково було подано на вхід 500 нових значень, результати прогнозування яких зіставлялися з відповідними фактичними даними, що проілюстровано на рисунку 3.9. Надалі виконано окремий експеримент із використанням ще однієї вибірки з 500 спостережень, для якої реальні та розрахункові значення були графічно суміщені з метою наочного аналізу точності апроксимації моделі (рис. 3.10).

Другим етапом дослідження стала побудова стохастичної нейронної моделі на основі обмеженої машини Больцмана. Архітектура мережі відповідала типовій конфігурації, що передбачає використання десяти нейронів у прихованому шарі та одного нейрона на виході. Налаштування вагових коефіцієнтів і зсувів у процесі навчання виконувалося за допомогою методу оптимізації Левенберга-Маркарда. Результати тренування на вибірці обсягом 1000 значень наведено на рисунку 3.11, при цьому відносна похибка прогнозування в межах проведеного експерименту становила близько 20%.

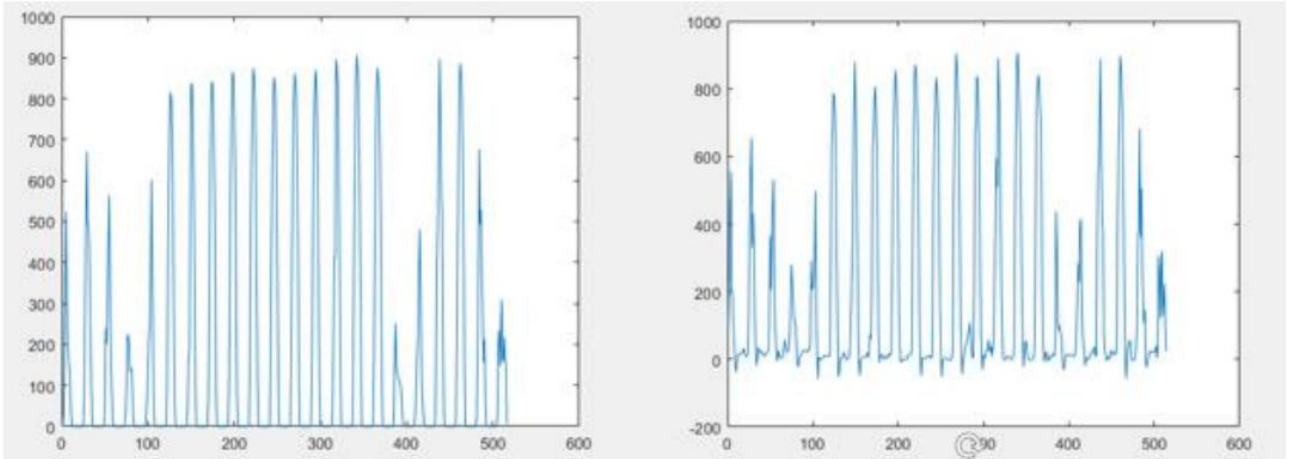


Рисунок 3.9 – Часові ряди електрогенерації змодельовані в середовищі MATLAB: зліва реальний, справа – прогнозований



Рисунок 3.10 – Графік реальних та прогнозованих даних

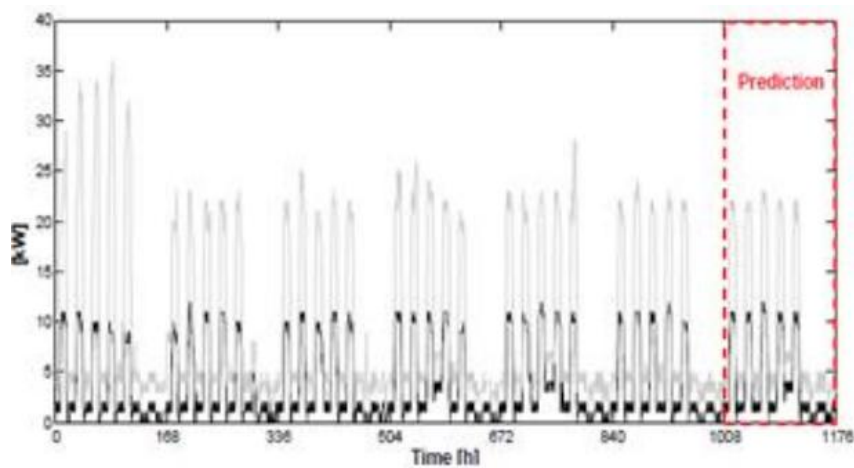


Рисунок 3.11 – Графік генерації електричної енергії з передбаченням ОМБ

3.5 Аналіз результатів моделювання

Порівняльний аналіз двох нейромережових моделей, виконаний на ідентичному наборі вхідних даних, дозволив отримати результати, представлені на рисунку 3.12. Для кількісної оцінки якості роботи моделей було використано дві узагальнюючі показникові характеристики.

Однією з ключових метрик є показник точності прогнозування, який відображає здатність моделі відтворювати реальні значення з мінімальним середнім відхиленням. Для чисельного визначення цього параметра застосовано кореневу середньоквадратичну помилку (RMSE, Root Mean Square Error), що широко використовується як індикатор точності апроксимації у задачах прогнозування часових рядів:

$$RMSE = \sqrt{\left(1/(T * n_v) \sum_{(t=1)}^T \sum_{(i=1)}^{n_v} (v_{i,t} - \hat{v}_{i,t})\right)^2}, \quad (3.16)$$

де T – загальна кількість кроків передбачування;

v_i – реальні значення для етапу часу t ;

\hat{v}_i – передбачене значення.

Другою метрикою оцінювання якості прогнозування було обрано коефіцієнт лінійної кореляції Пірсона (PCC – Pearson Correlation Coefficient), який використовується для визначення ступеня статистичної узгодженості між фактичними значеннями змінної та результатами, отриманими в процесі моделювання:

$$PCC(v, v') = \frac{E[(v - \mu_v)(v' - \mu_{v'})]}{\sigma_v \sigma_{v'}}, \quad (3.17)$$

де σ_v та $\sigma_{v'}$ – стандартне відхилення v та v' ;

μ_v – середнє значення v ;

$\mu_{v'}$ – середнє значення v' ;

E – очікування.

Аналітично РСС визначається як нормалізоване математичне очікування добутку відхилень прогнозованої та реальної величин від їх середніх значень. У цій формулі стандартні відхилення виконують роль коефіцієнтів масштабування, що забезпечують безрозмірність показника, тоді як μ_v і $\mu_{v'}$ відповідають середнім значенням відповідних вибірок.

Числове значення коефіцієнта кореляції змінюється в інтервалі від -1 до 1 , де крайні значення відповідають повній оберненій або прямій лінійній залежності, а значення, близькі до нуля, свідчать про відсутність вираженого лінійного зв'язку між порівнюваними рядами.

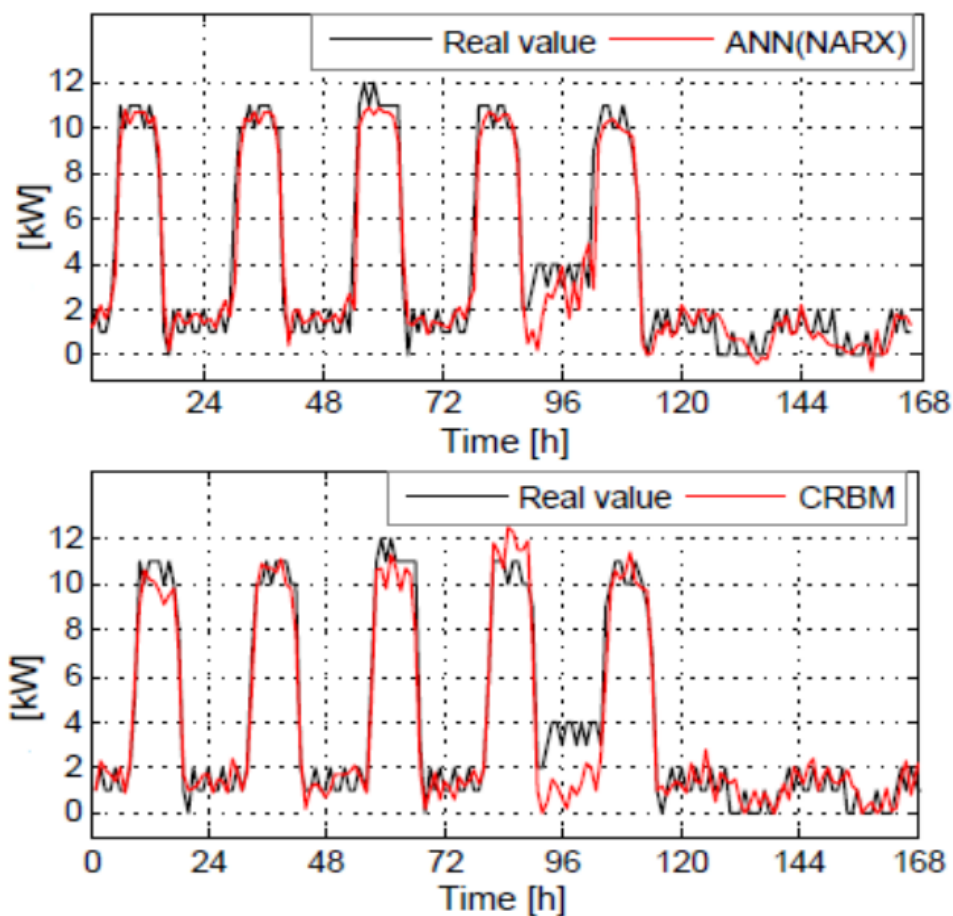


Рисунок 3.12 – Порівняння прогнозування часових рядів NARX та CRBM

У таблиці 3.1 наведено результати кількісного порівняння точності прогнозування для двох нейромережових підходів – NARX та CRBM – із використанням показників RMSE та коефіцієнта кореляції Пірсона. Отримані числові значення свідчать про суттєву перевагу моделі NARX за критерієм кореневої середньоквадратичної похибки, що вказує на значно менше середнє відхилення прогнозованих значень від фактичних.

Таблиця 3.1 – Порівняння характеристик точності методів NARX та CRBM

Метод прогнозування	RMSE	PCC
NARX	2,24	0,96
CRBM	7,04	0,85

Водночас за показником PCC модель NARX також демонструє кращу узгодженість із реальними даними, проте різниця між моделями за цим критерієм є менш вираженою. Таким чином, з точки зору точності апроксимації та лінійної відповідності результатів, модель NARX виявляється більш ефективною порівняно з CRBM.

3.6 Висновки до розділу

У третьому розділі кваліфікаційної роботи виконано дослідження методів прогнозування параметрів альтернативної електрогенерації з використанням нейромережових моделей, що є важливим елементом інтелектуального керування в середовищі MicroGrid. Обґрунтовано доцільність застосування прогнозних підходів для підтримки процесів керування фотоелектричними установками з урахуванням змінних зовнішніх умов та стохастичного характеру сонячної генерації.

У межах розділу розглянуто та реалізовано дві нейромережові моделі прогнозування часових рядів – NARX та CRBM. Визначено особливості їх

структурної організації, принципи навчання та сфери застосування у задачах прогнозування. Для оцінювання ефективності моделей використано показники середньоквадратичної похибки (RMSE) та коефіцієнта кореляції Пірсона (PCC), що дало змогу виконати коректне кількісне порівняння результатів прогнозування.

За результатами проведених експериментів встановлено, що модель NARX демонструє вищу точність прогнозування порівняно з моделлю CRBM, що підтверджується меншими значеннями RMSE та вищими значеннями PCC. Отримані результати свідчать про доцільність використання моделі NARX для прогнозної підтримки прийняття керувальних рішень у підсистемах керування альтернативною електрогенерацією.

Таким чином, у третьому розділі сформовано науково-практичні основи використання нейромережових моделей прогнозування як складової інтелектуальної підсистеми керування. Запропоновані підходи можуть бути використані для підвищення ефективності керування фотоелектричними установками та створюють передумови для подальшої інтеграції прогнозних модулів у автоматизовані системи керування мікромережами.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Об'єктом аналізу в межах даної роботи є діяльність інженера-дослідника, який здійснює проектування та подальше вдосконалення підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації. На основі опрацювання експериментальних і розрахункових даних фахівець виконує науково-технічні дослідження, спрямовані на оптимізацію конструктивних і функціональних характеристик розроблюваних рішень.

Оскільки обробка результатів досліджень здійснюється із застосуванням персонального комп'ютера, під час виконання професійних обов'язків на інженера-дослідника діє сукупність потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Їх тривалий або інтенсивний вплив може негативно позначатися як на фізичному стані працівника, так і на його психоемоційній стабільності.

У зв'язку з цим виникає необхідність розроблення та впровадження комплексу заходів з охорони праці, спрямованих на створення безпечних і комфортних умов праці. Недотримання нормативних вимог у цій сфері призводить до підвищеної втомлюваності, зниження працездатності та зменшення ефективності інженерно-дослідницької діяльності.

У лабораторних умовах на інженера-дослідника впливають такі основні небезпечні та шкідливі фактори виробничого середовища: недостатній або надмірний рівень освітленості (природної та штучної), накопичення статичної електрики, порушення параметрів мікроклімату (температури, вологості, швидкості руху повітря та теплового випромінювання), дія неіонізуючих електромагнітних полів радіочастотного діапазону, а також шумові та вібраційні навантаження.

Праця з використанням комп'ютерної техніки супроводжується значним навантаженням на зоровий аналізатор, що зумовлює підвищені вимоги до організації освітлення робочого місця. Відповідно до вимог нормативних

документів з охорони праці під час експлуатації електронно-обчислювальних машин, освітлення в таких приміщеннях повинно бути комбінованим та включати як природні, так і штучні джерела світла.

Природне освітлення рекомендується забезпечувати через бокові світлові прорізи, орієнтовані переважно у північному або північно-східному напрямках, із застосуванням регульованих віконних конструкцій та сонцезахисних пристроїв. У досліджуваній лабораторії спостерігається дефіцит природного освітлення, що зумовлено значною віддаленістю робочого місця від віконних прорізів.

Штучне освітлення використовується для компенсації нестачі денного світла та забезпечення нормальних умов роботи у темний період доби. Згідно з вимогами ДБН В.2.5-28-2006 «Природне і штучне освітлення», нормативний рівень освітленості для робочого місця інженера-дослідника має становити від 300 лк до 750 лк, а для робіт середньої точності – близько 400 лк. Фактичні значення освітленості (від 220 лк до 270 лк) не відповідають нормативам, що пояснюється фізичним зносом системи освітлення. Для усунення зазначеного недоліку доцільним є використання світлодіодних джерел світла, які характеризуються високою світловою віддачею та енергоефективністю.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розв'язано актуальну задачу розроблення підсистеми інтелектуального керування альтернативною системою електрогенерації в умовах розвитку концепцій Smart Grid та MicroGrid. У процесі виконання роботи послідовно реалізовано аналіз теоретичних передумов, розроблення структурно-алгоритмічних рішень та дослідження методів прогнозування, що забезпечило комплексний підхід до досягнення поставленої мети.

У першому розділі виконано аналіз сучасного стану електроенергетичних систем і встановлено, що традиційні централізовані мережі не забезпечують необхідної гнучкості та адаптивності для ефективної інтеграції відновлюваних джерел енергії. Обґрунтовано доцільність використання концепцій Smart Grid і MicroGrid як основи для впровадження інтелектуальних підсистем керування, а також визначено ключові проблеми фотоелектричної генерації, пов'язані з її стохастичним характером та залежністю від зовнішніх умов.

У другому розділі розроблено підсистему інтелектуального керування фотоелектричною електрогенерацією на основі адаптивного сонячного трекера. Сформовано структурну схему підсистеми та розроблено алгоритм керування орієнтацією фотоелектричного модуля з урахуванням часових і просторових параметрів. Запропоновані рішення забезпечують підвищення ефективності використання сонячної енергії, а також створюють можливість дистанційного моніторингу та керування елементами системи.

У третьому розділі досліджено нейромережеві методи прогнозування параметрів електрогенерації як інструмент інтелектуальної підтримки процесів керування. Проведено порівняльний аналіз моделей NARX та CRBM за показниками точності прогнозування, у результаті якого встановлено перевагу моделі NARX. Отримані результати підтверджують доцільність використання

прогнозних моделей для підвищення ефективності керування альтернативною електрогенерацією в умовах MicroGrid.

Під час аналізу предмета розробки виникли проблемні питання, серед яких слід виділити наступні.

По-перше, чутливість системи керування до зовнішніх умов. Ефективність роботи сонячного трекера значною мірою залежить від погодних факторів та змін освітленості, що може призводити до коливань точності орієнтації та потребує додаткового налаштування алгоритмів керування.

По-друге, існують обмеження інформаційного обміну між компонентами системи. Використання бездротових каналів зв'язку накладає певні обмеження на швидкість та надійність передачі даних, що може впливати на оперативність прийняття керувальних рішень.

По-третє, існує залежність точності прогнозування від якості вхідних даних. Нейромережеві моделі демонструють високу ефективність за умов наявності достатнього обсягу достовірних даних, що вимагає організації надійної системи збору та попередньої обробки інформації.

В подальшому можливе удосконалення підсистеми інтелектуального керування об'єктами альтернативної електрогенерації, а саме:

- розширення алгоритмів керування шляхом поєднання астрономічних моделей орієнтації з сенсорними та адаптивними методами корекції положення фотоелектричних модулів;
- удосконалення прогнозних моделей за рахунок урахування додаткових факторів (метеорологічних даних, температури, стану накопичувачів енергії) та впровадження процедур регулярного перенавчання;
- інтеграція розробленої підсистеми у більш комплексні системи енергоменеджменту MicroGrid з реалізацією оптимізаційних стратегій розподілу енергії.

Таким чином, завдання кваліфікаційної роботи вирішено. Мета роботи, що полягала у підвищенні ефективності управління альтернативною системою електрогенерації за рахунок інтелектуалізації процесу управління сонячною

станцією для роботи в режимі реального часу, досягнута. Отже, отримані результати мають практичну цінність та можуть бути використані для подальшого розвитку автоматизованих систем керування альтернативною енергетикою.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Положення про організацію освітнього процесу у ХНУРЕ [електронний ресурс]: https://nure.ua/wp-content/uploads/Main_Docs_NURE/polozhennja-proorganizaciju-osvitnogo-procesu-v-hnure-2023.pdf (дата звернення: 30.10.2025).

2. AUTOMATED RESOURCE MANAGEMENT SYSTEM FOR THE UTILITY SECTOR BASED ON WIRELESS SENSOR NETWORKS / I. Nevliudov et al. Innovative Technologies and Scientific Solutions for Industries. 2023. No. 1 (23). P. 184–196. – Режим доступу: <https://doi.org/10.30837/itssi.2023.23.184> (дата звернення: 30.10.2025).

3. Положення про академічну доброчесність [Електронний ресурс]: Наказ ХНУРЕ від 02 лютого 2021 р. No50. – Режим доступу: https://nure.ua/wpcontent/uploads/Main_Docs_NURE/polozhennja-pro-akademichnu-dobrochesnist.pdf (дата звернення: 30.10.2025).

4. Стандарт вищої освіти за спеціальністю 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» галузі знань 15 «Автоматизація та приладобудування» для другого (магістерського) рівня вищої освіти, затверджений наказом МОН України No 1022 від 10.08.2020р. «Про затвердження стандарту вищої освіти за спеціальністю 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології для другого (магістерського) рівня вищої освіти» Режим доступу: <https://mon.gov.ua/static-objects/mon/sites/1/vishchaosvita/zatverdzeni%20standarty/2020/08/10/151-avtomatizatsiya-ta-kit-magistr.pdf> (дата звернення: 30.10.2025).

5. Методичні вказівки з підготовки та захисту кваліфікаційної роботи здобувачами другого (магістерського) рівня вищої освіти спеціальності 174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка, освітньо-41 професійних програм: «Комп'ютерно-інтегровані технологічні процеси і виробництва», «Комп'ютеризовані та робототехнічні системи» / Упоряд. І. Ш.

Невлюдов, Р. В. Артюх, В. В. Безкоровайний, Н. П. Демська, В. В. Євсєєв, О. І. Филипенко, О. М. Цимбал. Харків: ХНУРЕ, 2024. 57 с.

6. Основи наукових досліджень: підручник / І. Ш. Невлюдов, Ю. М. Олександров, А. О. Андрусевич, О. О. Чала; М-во освіти і науки України, Харків. нац. ун-т радіоелектроніки. – Prague: OKTAN PRINT, 2024. – 468 с. DOI <https://doi.org/10.46489/ONDNP> Режим доступу на ресурсі бібліотеки ХНУРЕ <https://openarchive.nure.ua/handle/document/28574> (дата звернення: 30.10.2025).

7. Невлюдов І. Ш. Техніко-економічне обґрунтування інженерних рішень в інтелектуальному виробництві: підручник / І. Ш. Невлюдов. - Кривий Ріг: Чернявський Д. О., 2024. – 388 с.: іл. Режим доступу на ресурсі бібліотеки ХНУРЕ <https://openarchive.nure.ua/handle/document/27408>

8. Невлюдов І.Ш. Автоматизована система керування технологічними процесами в SCADA системі TRACE MODE 6: Навчальний посібник / І.Ш.Невлюдов, А.О. Андрусевич, В.В. Євсєєв, С.С. Максимова, М.Г. Стародубцев, В.В.Невлюдова. – Кривий Ріг: Криворізький коледж НАУ, 2018. – 320 с.

9. ДСТУ 3008: 2015. Інформація та документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання / Нац. стандарт України. – Вид. офіц. – [Чинний від 2017 – 07 – 01]. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 26 с.

10. Хрустальова С. В., Курбанов Н. Р. Перспективи розвитку альтернативних систем електрогенерації. I International Conference «Sustainable smart cities and communities: business and innovation solutions» (Сталі розумні міста та спільноти: бізнес та інноваційні рішення) SSC&C2025: матеріали Міжнар. конф., м. Харків, 21 квіт. 2025 р. Харків, 2025. С. 36–37.

11. Souza Junior M. E. T., Freitas L. C. G. Power electronics for modern sustainable power systems: distributed generation, microgrids and smart grids—a review. Sustainability. 2022. Т. 14, № 6. С. 3597. URL: <https://doi.org/10.3390/su14063597> (дата звернення: 20.10.2025).

12. Abdelgawad H., Sood V. K. A comprehensive review on microgrid architectures for distributed generation. 2019 IEEE electrical power and energy

conference (EPEC), м. Montreal, QC, Canada, 16–18 жовт. 2019 р. 2019. URL: <https://doi.org/10.1109/epec47565.2019.9074800> (дата звернення: 20.10.2025).

13. The hierarchical structure and control signal transmission of microgrid hierarchical control: a review / J. Liu та ін. IET power electronics. 2025. Т. 18, № 1. URL: <https://doi.org/10.1049/pel2.70057> (дата звернення: 20.10.2025).

14. Hierarchical energy management system for microgrid operation based on robust model predictive control / L. G. Marín та ін. Energies. 2019. Т. 12, № 23. С. 4453. URL: <https://doi.org/10.3390/en12234453> (дата звернення: 21.10.2025).

15. Design and implementation of a robust hierarchical control for sustainable operation of hybrid shipboard microgrid / A. Rehmat та ін. Sustainability. 2025. Т. 17, № 15. С. 6724. URL: <https://doi.org/10.3390/su17156724> (дата звернення: 21.10.2025).

16. Wang Z., Yu X., Shan Y. Hierarchical control of AC/DC hybrid microgrid based on primary model predictive optimization and secondary switching control. Journal of electronics and electrical engineering. 2024. URL: <https://doi.org/10.37256/jeee.3120244464> (дата звернення: 21.10.2025).

17. An enhanced predictive hierarchical power management framework for islanded microgrids / J. Zhang та ін. IET generation, transmission & distribution. 2021. Т. 16, № 3. С. 503–516. URL: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12297> (дата звернення: 22.10.2025).

18. Qing H., Singh A., Batzelis E. Review on distribution system state estimation considering renewable energy sources. Energies. 2025. Т. 18, № 10. С. 2524. URL: <https://doi.org/10.3390/en18102524> (дата звернення: 22.10.2025).

19. A new dynamic state estimation method for distribution networks based on modified SVSF considering photovoltaic power prediction / H. Zhi та ін. Frontiers in energy research. 2024. Т. 12. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1421555> (дата звернення: 23.10.2025).

20. Abdel-Nasser M., Mahmoud K., Kashef H. A novel smart grid state estimation method based on neural networks. International journal of interactive

multimedia and artificial intelligence. 2018. Т. 5, № 1. С. 92. URL: <https://doi.org/10.9781/ijimai.2018.01.004> (дата звернення: 23.10.2025).

21. Distributed state estimation and energy management in smart grids: a consensus innovations approach / S. Kar та ін. IEEE journal of selected topics in signal processing. 2014. Т. 8, № 6. С.1022–1038. URL: <https://doi.org/10.1109/jstsp.2014.2364545> (дата звернення: 23.10.2025).

22. Advances in AI-powered energy management systems for renewable-integrated smart grids / Ifeanyi Kingsley Egbuna та ін. World journal of advanced engineering technology and sciences. 2025. Т. 15, № 2. С. 2300–2325. URL: <https://doi.org/10.30574/wjaets.2025.15.2.0685> (дата звернення: 24.10.2025).