

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Чорноморський національний університет імені Петра Могили

Факультет комп'ютерних наук

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри автоматизації та
комп'ютерно-інтегрованих технологій

_____ Микола СІДЄЛЄВ

«___» _____ 2026 р

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ

ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ НА ОСНОВІ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Освітня програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Здобувач

_____ **Андрій ЯКОВІШИН**

«___» _____ 2026 р.

Керівник роботи

к.т.н, доцент

_____ **Олег ЩЕСЮК**

«___» _____ 2026 р.

Консультант

докт. біол. наук, професор

_____ **Людмила ГРИГОР'ЄВА**

«___» _____ 2026 р.

Чорноморський національний університет імені Петра Могили

Факультет	Комп'ютерних наук
Кафедра	Автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Рівень вищої освіти	Другий (магістерський)
Освітній ступінь	Магістр
Спеціальність	174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка
Освітня програма	Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматизації та
комп'ютерно-інтегрованих технологій

_____ Микола СІДЄЛЄВ

«___» _____ 202 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну магістерську роботу здобувача

Яковішина Андрія Ярославовича

- Тема кваліфікаційної роботи «Автоматизована система керування сонячною електростанцією на основі інноваційних технологій» затверджена наказом в.о. ректора ЧНУ ім. Петра Могили № _____ від «___» _____ 2025 р.

- Строк представлення кваліфікаційної роботи «18» червня 2026 р.

- Очікуваний результат роботи та початкові дані, якщо такі потрібні

Структура автоматизованої системи керування сонячною електростанцією (СЕС) на основі інноваційних технологій; імітаційна модель фотоелектричного

масиву та алгоритмів відстеження точки максимальної потужності; результати порівняльного дослідження алгоритмів керування та прогнозування генерації. Початкові дані: параметри фотоелектричного модуля номінальною потужністю 540 Вт; типові профілі сонячної інсоляції; вимоги до систем диспетчеризації СЕС.

- Перелік питань, що підлягають розробці
- Аналіз СЕС як об'єкта автоматизованого керування та огляд існуючих систем моніторингу і керування.
- Огляд інноваційних технологій керування СЕС: алгоритмів МРРТ, методів прогнозування генерації, цифрових двійників та промислового інтернету речей.
- Розробка математичної моделі фотоелектричного модуля та масиву з урахуванням впливу інсоляції й температури.
- Порівняльний аналіз і дослідження алгоритмів МРРТ, зокрема адаптивного алгоритму на основі нечіткої логіки.
- Розробка структури тривірневої автоматизованої системи керування СЕС із модулем прогнозування генерації та станційним регулятором потужності.
- Імітаційне моделювання та аналіз технологічної й економічної ефективності запропонованих рішень.
- Розгляд питань охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації СЕС.
- Перелік графічних матеріалів: структурна схема СЕС; вольт-амперні та вольт-ватні характеристики фотоелектричного модуля; структурна схема автоматизованої системи керування; результати імітаційного моделювання алгоритмів МРРТ; результати прогнозування генерації.

- Консультанти:

Консультант	Кафедра (організація)	Частина роботи
Щесюк О.В.	Автоматизація та КІТ	1 - 3 розділи
Григор'єва Л.І.	Екологія	4 розділ

Дата видачі завдання «05» листопада 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН
виконання кваліфікаційної роботи

Тема: «Автоматизована система керування сонячною електростанцією на основі інноваційних технологій»

№	Найменування роботи	Початок	Закінчення	Примітки
1	Розробка та затвердження завдання на виконання КМР	09.09.2025	05.11.2025	Виконано
2	Огляд літератури за темою роботи	06.11.2025	20.11.2025	Виконано
3	Складання календарного плану КМР	21.11.2025	22.11.2025	Виконано
4	Аналіз предметної області	24.11.2025	22.12.2025	Виконано
5	Розробка проектних рішень	23.12.2025	26.02.2026	Виконано
6	Моделювання, конструювання та програмування системи керування	02.03.2026	17.04.2026	Виконано
7	Дослідження системи керування, аналіз результатів	20.04.2026	11.05.2026	Виконано
8	Попередній захист	12.05.2026	12.05.2026	Виконано
9	Робота над розділом з охорони праці	17.04.2026	20.05.2026	Виконано
10	Відгук керівника КМР	21.05.2026	22.05.2026	Виконано
11	Оформлення КМР та презентації	25.05.2026	04.06.2026	Виконано
12	Рецензування	05.06.2026	16.06.2026	Виконано
13	Завершення оформлення КМР та презентації	17.06.2026	18.06.2026	Виконано
14	Захист кваліфікаційної роботи	25.06.2026	25.06.2026	Виконано

Здобувач

Андрій ЯКОВШИН

«__» _____ 202__ р.

Керівник роботи

к. т. н. , доцент

Олег ЩЕСЮК

«__» _____ 202__ р.

АНОТАЦІЯ

Яковішин Андрій Ярославович. Автоматизована система керування сонячною електростанцією на основі інноваційних технологій : кваліфікаційна магістерська робота. Миколаїв : ЧНУ ім. Петра Могили, 2026.

Актуальність роботи зумовлена стрімким зростанням частки сонячної енергетики у структурі генерації України та світу, що висуває підвищені вимоги до ефективності, керованості й прогнозованості роботи сонячних електростанцій (СЕС) як складних нестационарних технологічних об'єктів зі стохастичним первинним енергоресурсом.

Об'єкт дослідження – процеси автоматизованого керування сонячною електростанцією. Предмет дослідження – методи та алгоритми автоматизованого керування СЕС із застосуванням інноваційних технологій: адаптивного відстеження точки максимальної потужності, прогнозування генерації, промислового інтернету речей. Мета роботи – підвищення ефективності функціонування СЕС шляхом розробки автоматизованої системи керування на основі інноваційних технологій. Методи дослідження: методи математичного та імітаційного моделювання, теорії автоматичного керування, нечіткої логіки, статистичного аналізу часових рядів.

У роботі проаналізовано СЕС як об'єкт керування та сучасні системи їх диспетчеризації, розроблено математичну модель фотоелектричного модуля і масиву, виконано порівняльне дослідження алгоритмів МРРТ (збурення та спостереження, інкрементної провідності, адаптивного на основі нечіткої логіки), запропоновано трирівневу структуру автоматизованої системи керування з модулем прогнозування генерації. За результатами імітаційного моделювання адаптивний нечіткий алгоритм Мамдані забезпечив ККД відстеження 99,85 % проти 99,48 % у класичного алгоритму збурення та спостереження, а гібридна модель прогнозування на роздільних навчальній і тестовій вибірках зменшила середню абсолютну відносну похибку прогнозу з 23,2 % до 9,3 % порівняно з наївною моделлю персистентності.

Сторінок – 116, рисунків – 28, таблиць – 26, додатків – 9, джерел посилання – 41.

***Ключові слова:** сонячна електростанція, автоматизована система керування, MPPT, нечітка логіка, прогнозування генерації, SCADA, імітаційне моделювання, фотоелектричний модуль.*

ABSTRACT

Yakovishyn Andrii. Automated solar power plant control system based on innovative technologies for: master's qualification thesis. Mykolaiv : Petro Mohyla Black Sea National University, 2026.

The relevance of the work stems from the rapid growth of solar energy in the generation mix of Ukraine and the world, which imposes increased requirements on the efficiency, controllability and predictability of solar power plants (SPP) as complex non-stationary technological objects with a stochastic primary energy resource.

The object of research is the processes of automated control of a solar power plant. The subject of research is methods and algorithms of automated SPP control based on innovative technologies: adaptive maximum power point tracking, generation forecasting, and the industrial Internet of Things. The aim of the work is to increase the efficiency of SPP operation by developing an automated control system based on innovative technologies. Research methods: mathematical and simulation modelling, automatic control theory, fuzzy logic, statistical time series analysis.

The thesis analyses SPP as a control object and modern supervisory systems, develops a mathematical model of a photovoltaic module and array, performs a comparative study of MPPT algorithms (perturb-and-observe, incremental conductance, fuzzy-logic-based adaptive), and proposes a three-level architecture of an automated control system with a generation forecasting module. According to simulation results, the adaptive Mamdani fuzzy algorithm provided a tracking efficiency of 99,85 % against 99,48 % for the classical perturb-and-observe algorithm, while the hybrid forecasting model reduced the day-ahead mean absolute percentage error from 23,2 % to 9,3 % against the persistence baseline.

Pages – 116, figures – 28, tables – 26, appendices – 9, references – 41.

Keywords: *solar power plant, automated control system, MPPT, fuzzy logic, generation forecasting, SCADA, simulation modelling, photovoltaic module.*

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	6
ВСТУП.....	8
1 АНАЛІЗ СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ АВТОМАТИЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ СОНЯЧНИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ	12
1.1 Сонячна електростанція як об'єкт автоматизованого керування.....	12
1.1.1 Стан та динаміка розвитку сонячної енергетики	12
1.1.2 Будова та основне технологічне обладнання СЕС	13
1.1.3 Особливості СЕС як об'єкта керування.....	15
1.1.4 Нормативні вимоги до приєднання та керованості СЕС	17
1.2 Аналіз існуючих систем керування та моніторингу СЕС	18
1.2.1 Ієрархічна структура систем керування	18
1.2.2 Комунікаційні протоколи.....	19
1.2.3 Порівняння типових платформ моніторингу та їх недоліки	20
1.3 Інноваційні технології керування сонячними електростанціями	21
1.3.1 Алгоритми відстеження точки максимальної потужності	21
1.3.2 Методи прогнозування генерації.....	22
1.3.3 Промисловий інтернет речей, цифрові двійники та кібербезпека	23
1.3.4 Системи накопичення енергії та гібридні станції.....	23
1.4 Постановка задачі дослідження.....	24
Висновки до розділу 1.....	25
2 МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	27
2.1 Математична модель фотоелектричного модуля та масиву	27
2.1.1 Однодіодна модель фотоелектричного перетворювача	27
2.1.2 Вплив температури на характеристики модуля.....	29
2.1.3 Модель фотоелектричного масиву та режими часткового затінення	30
2.2 Алгоритми відстеження точки максимальної потужності.....	31
2.2.1 Алгоритм збурення та спостереження	31
2.2.2 Алгоритм інкрементної провідності.....	33

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій	
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією	
2.2.3	Адаптивний алгоритм на основі нечіткої логіки34
2.2.4	Обчислювальна складність та реалізованість на вбудованих контролерах36
2.3	Методи короткострокового прогнозування генерації СЕС37
2.4	Архітектура автоматизованої системи та комунікаційні протоколи40
2.5	Оцінювання надійності автоматизованої системи41
	Висновки до розділу 2.....43
3 РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ	
КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ45	
3.1	Структура автоматизованої системи керування45
3.1.1	Загальна структура та функції рівнів45
3.1.2	Людино-машинний інтерфейс47
3.1.3	Станційний регулятор активної потужності48
3.1.4	Інформаційна безпека.....49
3.1.5	Програмне забезпечення верхнього рівня та інформаційна модель 50
3.1.6	Алгоритми технічної діагностики51
3.1.7	Тривимірна модель компонування сонячної електростанції51
3.2	Імітаційна модель СЕС та методика експериментів.....54
3.2.1	Склад імітаційної моделі.....54
3.2.2	Методика експериментів.....55
3.2.3	Верифікація імітаційної моделі57
3.2.4	Обмеження імітаційної моделі.....57
3.3	Результати імітаційного моделювання та їх аналіз58
3.3.1	Порівняння алгоритмів МРРТ58
3.3.2	Вплив кроку збурення на показники класичного алгоритму60
3.3.3	Вплив температурного режиму модулів61
3.3.4	Дослідження модуля прогнозування генерації62
3.3.5	Узагальнення результатів та перевірка виконання критеріїв.....63
3.3.6	Дослідження глобального пошуку МПП за часткового затінення 64
3.3.7	Дослідження станційного регулятора активної потужності65

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій	
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією	
3.3.8	Аналіз похибки прогнозування за годинами доби66
3.3.9	Порівняння базових моделей прогнозування67
3.3.10	Глобальний пошук МПП методом роєвого інтелекту67
3.3.11	Участь у регулюванні частоти (режим LFSM-O).....68
3.3.12	Цифровий двійник: виявлення забруднення69
3.3.13	Конвеєр валідації на реальних даних70
3.4	Оцінка ефективності та рекомендації щодо впровадження70
3.4.1	Оцінка технологічного та економічного ефекту.....70
3.4.2	Рекомендації щодо поетапного впровадження72
	Висновки до розділу 3.....73
4	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ75
4.1	Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів під час експлуатації СЕС75
4.2	Заходи з електробезпеки та пожежної безпеки.....76
4.2.1	Організаційні й технічні заходи електробезпеки.....76
4.2.2	Розрахунок захисного заземлення77
4.2.3	Розрахунок штучного освітлення диспетчерського пункту78
4.2.4	Розрахунок зони блискавкозахисту79
4.2.5	Пожежна безпека79
4.2.6	Організація навчання та інструктажів80
4.3	Безпека у надзвичайних ситуаціях80
	Висновки до розділу 4.....81
	ВИСНОВКИ83
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ86
	ДОДАТОК А Лістинг імітаційної моделі фотоелектричного модуля та алгоритмів МРРТ.....90
	ДОДАТОК Б Лістинг модуля дослідження прогнозування генерації.....91
	ДОДАТОК В Результати імітаційного моделювання алгоритмів МРРТ.....93
	ДОДАТОК Г Карта реєстрів Modbus TCP стрінгового інвертора (фрагмент) .98
	ДОДАТОК Д Перелік сигналів системи диспетчеризації (фрагмент) 100

ДОДАТОК Е Лістинг програми оброблення результатів та інженерних розрахунків	104
ДОДАТОК Ж Презентаційні матеріали (перелік слайдів)	106
ДОДАТОК И Контрольний приклад розрахунку точки максимальної потужності	107
ДОДАТОК К Глосарій основних термінів	108

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АСУ ТП	автоматизована система керування технологічними процесами
БД	база даних
ВАХ	вольт-амперна характеристика
ВВХ	вольт-ватна характеристика
ВДЕ	відновлювані джерела енергії
ГЗШ	головна заземлювальна шина
ІнП	алгоритм інкрементної провідності
ЛМІ	людино-машинний інтерфейс
МПП	точка максимальної потужності
НЛ	нечітка логіка
НПП	числовий прогноз погоди
ПЗ	програмне забезпечення
ПЛК	програмований логічний контролер
РЗА	релейний захист та автоматика
СЕС	сонячна електростанція
ТН/ТС	трансформатори напруги / трансформатори струму
ФЕМ	фотоелектричний модуль
ІоТ	industrial internet of things (промисловий інтернет речей)
LSTM	long short-term memory (мережа довгої короткострокової пам'яті)
MAPE	mean absolute percentage error (середня абсолютна відносна похибка)
MPPT	maximum power point tracking (відстеження точки максимальної потужності)
MQTT	message queuing telemetry transport (протокол обміну повідомленнями)
NWP	numerical weather prediction (чисельний прогноз погоди)
OPC UA	open platform communications unified architecture
P&O	perturb and observe (алгоритм збурення та спостереження)
PR	performance ratio (коефіцієнт ефективності станції)
PSO	particle swarm optimization (метод рою часток)
RMSE	root mean square error (середньоквадратична похибка)
RTU	remote terminal unit (пристрій телемеханіки)
SCADA	supervisory control and data acquisition (диспетчерське керування та збір даних)
TLS	transport layer security (протокол захисту транспортного рівня)

ВСТУП

Автоматизація виробництва є одним із визначальних напрямів науково-технічного прогресу в промисловості та енергетиці. Сучасні автоматизовані системи керування технологічними процесами поєднують засоби вимірювання, обчислювальної техніки та телекомунікацій і забезпечують ефективне, безпечне та надійне функціонування складних технологічних об'єктів за мінімальної участі людини. Особливого значення автоматизація набуває у відновлюваній енергетиці, де первинний енергоресурс має стохастичний характер, режими роботи обладнання безперервно змінюються, а саме обладнання розосереджене на значній території та має експлуатуватися малочисельним персоналом.

Актуальність теми. Сонячна енергетика є найдинамічнішим сегментом світової електроенергетики: за даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії, встановлена потужність фотоелектричних станцій у світі перевищила 1,8 ТВт і продовжує зростати щороку на сотні гігават [3, 4]. В Україні розвиток розподіленої сонячної генерації визначено одним із пріоритетів Енергетичної стратегії на період до 2050 року [2], а в умовах систематичних пошкоджень централізованої енергетичної інфраструктури розподілені СЕС стали важливим чинником стійкості енергосистеми. Водночас ефективність роботи СЕС істотно залежить від якості керування: похибки відстеження точки максимальної потужності, неоптимальні режими за умов часткового затінення та відсутність достовірного прогнозу генерації призводять до недовиробітку електроенергії та штрафних санкцій на балансуєчому ринку. Тому розробка автоматизованої системи керування СЕС, що поєднує інноваційні технології – адаптивні алгоритми МРРТ, машинне навчання для прогнозування генерації, промисловий інтернет речей – є актуальною науково-прикладною задачею.

Мета роботи – підвищення ефективності функціонування сонячної електростанції шляхом розробки автоматизованої системи керування на основі інноваційних технологій.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язуються такі завдання:

- проаналізувати сонячну електростанцію як об'єкт автоматизованого керування, виконати огляд існуючих систем керування та моніторингу СЕС;
- дослідити інноваційні технології керування СЕС: алгоритми відстеження точки максимальної потужності, методи прогнозування генерації, технології промислового інтернету речей та цифрових двійників;
- розробити математичну модель фотоелектричного модуля та масиву, що враховує вплив інсоляції та температури, як основу для синтезу й дослідження алгоритмів керування;
- виконати порівняльне імітаційне дослідження алгоритмів МРРТ, дослідити вплив кроку збурення та температурного режиму на показники керування й обґрунтувати вибір адаптивного алгоритму на основі нечіткої логіки;
- розробити структуру автоматизованої системи керування СЕС із модулем прогнозування генерації, станційним регулятором потужності та засобами кібербезпеки;
- оцінити технологічну та економічну ефективність запропонованих рішень;
- розглянути питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації СЕС, виконати розрахунки захисного заземлення та штучного освітлення диспетчерського пункту.

Об'єкт дослідження – процеси автоматизованого керування сонячною електростанцією як складним технологічним об'єктом, що характеризується багатофакторністю, нестаціонарністю та наявністю випадкових складових.

Предмет дослідження – методи та алгоритми автоматизованого керування СЕС із застосуванням інноваційних технологій: адаптивного МРРТ-керування, прогнозування генерації, промислових комунікаційних протоколів.

Методи дослідження. У роботі використано методи математичного моделювання (однорідна модель фотоелектричного перетворювача), теорії автоматичного керування, теорії нечітких множин (синтез адаптивного регулятора кроку МРРТ), імітаційного моделювання (дослідження динаміки алгоритмів за змінної інсоляції та температури), статистичного аналізу часових рядів

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
(оцінювання якості прогнозу за критеріями MAPE та RMSE), а також інженерні
методики розрахунку захисного заземлення та штучного освітлення.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в такому:

- удосконалено адаптивний алгоритм відстеження точки максимальної потужності, у якому крок збурення регулюється нечітким регулятором Мамдані (п'ять термів вхідних змінних, база з 25 правил, дефазифікація методом центра ваги) залежно від градієнта потужності, що, на відміну від класичних алгоритмів із фіксованим кроком, дозволяє одночасно підвищити швидкодію пуску та зменшити пульсації потужності в усталеному режимі;

- набула подальшого розвитку структура автоматизованої системи керування СЕС, яка, на відміну від традиційних дворівневих SCADA-рішень, інтегрує модуль короткострокового прогнозування генерації на основі машинного навчання як повноправний компонент контуру диспетчерського керування;

- одержано кількісні залежності показників якості керування (ККД відстеження, швидкодії, рівня пульсацій) від кроку збурення класичного алгоритму Р&О, що дозволяють обґрунтовано обирати налаштування серійних інверторів.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблена імітаційна модель та програмна реалізація алгоритмів можуть використовуватися для налаштування інверторів СЕС і верифікації алгоритмів MPPT; запропонована трирівнева структура системи керування з відкритими протоколами (Modbus TCP, OPC UA, MQTT) може бути застосована під час проєктування нових та модернізації існуючих СЕС; підвищення ККД відстеження точки максимальної потужності на 0,37 % для СЕС потужністю 10 МВт еквівалентне додатковому виробітку близько 44 МВт·год електроенергії на рік; виконані розрахунки захисного заземлення та освітлення диспетчерського пункту можуть безпосередньо використовуватися у проєктній документації.

Апробація результатів. Основні положення роботи доповідалися та обговорювалися на засіданнях кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій ЧНУ ім. Петра Могили та на студентській науково-технічній конференції «Могилянські читання» (Миколаїв, 2026 р.).

Структура роботи. Кваліфікаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, переліку джерел посилання та дев'яти додатків. У першому розділі виконано аналітичний огляд предметної області та сформульовано задачу дослідження. У другому розділі обґрунтовано методи розв'язання задачі: математичну модель фотоелектричного перетворювача, алгоритми МРРТ, методи прогнозування та архітектуру системи. Третій розділ присвячено розробці структури системи, імітаційному моделюванню та аналізу результатів, включно з оцінкою економічного ефекту. У четвертому розділі розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях. Оформлення роботи виконано згідно з вимогами ДСТУ 3008:2015 [5] та ДСТУ 8302:2015 [6].

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

1 АНАЛІЗ СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ АВТОМАТИЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ СОНЯЧНИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ

1.1 Сонячна електростанція як об'єкт автоматизованого керування

1.1.1 Стан та динаміка розвитку сонячної енергетики

Протягом останнього десятиліття сонячна фотоелектрична енергетика перетворилася з нішевої технології на найбільший за обсягами введення новий вид генерації у світовій електроенергетиці. Динаміку зростання сумарної встановленої потужності фотоелектричних станцій у світі за даними IRENA [3] наведено на рисунку 1.1 та в таблиці 1.1.

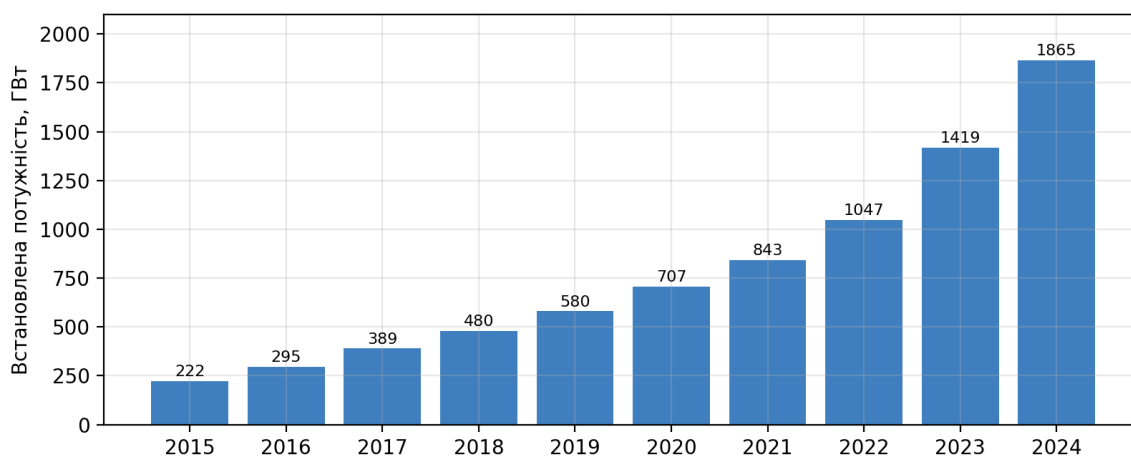


Рисунок 1.1 – Динаміка світової встановленої потужності фотоелектричних станцій

Таблиця 1.1 – Розвиток сонячної енергетики у світі та в Україні [3, 4]

Показник	2015 р.	2020 р.	2024 р.
Встановлена потужність ФЕС у світі, ГВт	222	707	1865
Частка ФЕС у світовому виробництві електроенергії, %	≈1,1	≈3,1	≈6,9
Середньорічне введення потужності, ГВт/рік	≈50	≈130	≈450
Встановлена потужність СЕС в Україні (з побутовими), ГВт	≈0,4	≈7,3	≈8–9 (оцінка)

Випереджальні темпи розвитку сонячної генерації зумовлені стрімким зниженням вартості фотоелектричних модулів, простотою масштабування станцій від дахових установок одиниць кіловат до наземних парків сотень мегават та мінімальними експлуатаційними витратами. Водночас зростання частки СЕС в енергобалансі загострює вимоги до керованості станцій: оператори мереж вимагають від СЕС участі в регулюванні частоти й напруги, обмеження градієнтів зміни потужності та надання достовірних прогнозів генерації. Виконання цих вимог без розвинених автоматизованих систем керування неможливе.

Для України розвиток розподіленої сонячної генерації має додатковий вимір енергетичної безпеки: малі та середні СЕС, розосереджені по території, значно складніше вивести з ладу, ніж великі централізовані об'єкти, а в поєднанні з системами накопичення вони здатні підтримувати критичних споживачів за відокремленої роботи. Це підвищує вимоги до систем керування таких станцій: вони мають передбачати роботу за нестабільного зв'язку, дистанційне відновлення після збоїв та інтеграцію в системи керування розподіленими енергоресурсами.

1.1.2 Будова та основне технологічне обладнання СЕС

Сонячна електростанція промислового масштабу являє собою сукупність фотоелектричних масивів, силової перетворювальної техніки, комутаційного обладнання та систем керування, об'єднаних спільною технологічною схемою перетворення енергії сонячного випромінювання на електричну енергію змінного струму, що видається в електричну мережу. Типову структуру мережевої СЕС наведено на рисунку 1.2.

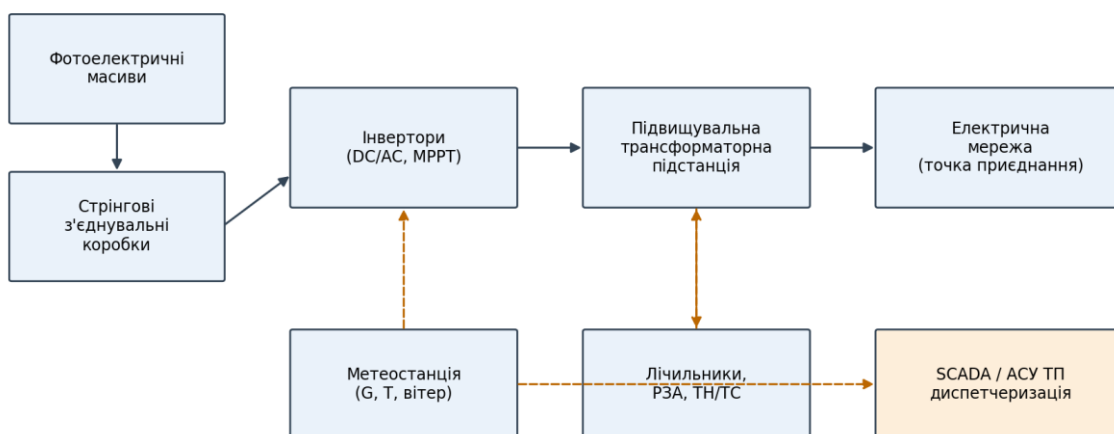


Рисунок 1.2 – Типова структура мережевої сонячної електростанції

Основними технологічними елементами СЕС є: фотоелектричні модулі, з'єднані у послідовні ланцюги (стрінги) та паралельні масиви; стрінгові з'єднувальні коробки із запобіжниками та пристроями моніторингу струмів; інвертори, що перетворюють постійний струм на змінний та реалізують алгоритми відстеження точки максимальної потужності; підвищувальна трансформаторна підстанція; засоби комерційного обліку, релейного захисту та автоматики. Інформаційну інфраструктуру станції утворюють метеорологічна станція (давачі сонячної інсоляції, температури модулів і повітря, швидкості вітру), промислова мережа збору даних та система диспетчерського керування SCADA [7, 8].

Центральним елементом перетворювального тракту є інвертор. У практиці будівництва СЕС застосовуються три основні конфігурації інверторного обладнання, порівняння яких наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Порівняння конфігурацій інверторного обладнання СЕС

Критерій	Центральний інвертор	Стрінговий інвертор	Мікроінвертор
Одинична потужність	0,5–5 МВт	20–350 кВт	0,25–2 кВт
Кількість незалежних МРРТ-входів	1–2 на блок	2–12 на пристрій	на кожний модуль
Втрати від неузгодженості стрінгів	найбільші	помірні	мінімальні
Питома вартість	найнижча	середня	найвища
Ремонтпридатність	потребує сервісу виробника	заміна силами персоналу	проста заміна

Типове застосування	наземні парки > 10 МВт	комерційні та наземні СЕС	дахові установки
---------------------	---------------------------	------------------------------	------------------

Для станцій середнього класу (1–50 МВт), які є найпоширенішими в Україні, переважно застосовуються стрінгові інвертори: вони забезпечують достатню гранулярність керування (окремий контур МРРТ на кожні 1–2 стрінги), спрощують обслуговування та зменшують втрати від неузгодженості. Саме така конфігурація прийнята за базову в цій роботі.

В основі роботи станції лежить фотоелектричний ефект у напівпровідниковому р-п переході: фотони сонячного випромінювання з енергією, що перевищує ширину забороненої зони кремнію (близько 1,12 еВ), генерують пари «електрон – дірка», які розділяються внутрішнім полем переходу і створюють фотострум, пропорційний потоку фотонів. Окремий кремнієвий елемент розвиває напругу близько 0,6–0,7 В, тому в модулі елементи з'єднуються послідовно (типово 60–144 елементи або їх половинки). Принципово важливо, що фотоелектричний перетворювач є джерелом струму з нелінійною вольт-амперною характеристикою, а не джерелом напруги: максимальна потужність відбирається лише за цілком визначеного співвідношення напруги і струму, яке безперервно змінюється разом із зовнішніми умовами. Саме ця властивість робить задачу автоматичного відстеження точки максимальної потужності центральною задачею керування нижнього рівня.

1.1.3 Особливості СЕС як об'єкта керування

Кліматичні умови України є сприятливими для сонячної енергетики: річна сума глобальної горизонтальної інсоляції зростає з 1000–1100 кВт·год/м² на півночі країни до 1350–1450 кВт·год/м² на півдні, що відповідає питомому виробітку наземних СЕС від 1000 до 1300 кВт·год на кіловат встановленої потужності на рік. Водночас помірно-континентальний клімат означає значну мінливість хмарності, сезонні перепади виробітку в 4–6 разів між груднем і липнем та необхідність урахування снігового покриву й ожеледі, що підвищує вимоги саме до систем керування та прогнозування, які мають ефективно працювати за нестабільних умов.

Первинним збуренням для СЕС є сонячна інсоляція. Її добовий хід за ясної погоди є гладкою детермінованою функцією, проте за змінної хмарності миттєва інсоляція набуває характеру випадкового процесу зі швидкими (секунди – десятки секунд) глибокими провалами (рисунок 1.3). Саме за таких умов якість алгоритмів керування інверторами визначає фактичний виробіток станції.

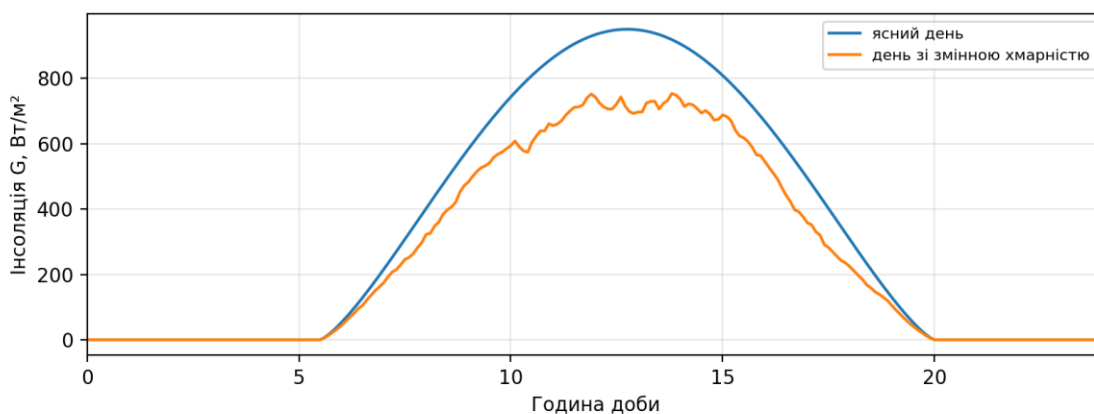


Рисунок 1.3 – Добові профілі інсоляції за ясної та хмарної погоди

З погляду теорії автоматичного керування СЕС є складним багатовимірним об'єктом, якому притаманні такі особливості:

- стохастичність первинного енергоресурсу: сонячна інсоляція змінюється як детерміновано (добовий і сезонний хід), так і випадково (хмарність, опади, забруднення поверхні модулів);
- суттєва нелінійність вольт-амперної характеристики фотоелектричного перетворювача та залежність положення точки максимальної потужності від інсоляції і температури;
- багатоекстремальність вольт-ватної характеристики за умов часткового затінення масиву, що ускладнює пошук глобального максимуму потужності;
- розподіленість: станція складається із сотень стрінгів та десятків інверторів, стан яких необхідно контролювати й узгоджено координувати;
- нестационарність параметрів: деградація модулів (0,3–0,8 % на рік), сезонне забруднення, температурний дрейф характеристик силової електроніки;
- жорсткі вимоги операторів мережі до якості електроенергії, регулювання активної та реактивної потужності і поведінки станції під час аварійних збурень.

Перелічені особливості зумовлюють багаторівневу структуру задач керування СЕС: на рівні силових перетворювачів розв'язується задача максимізації відбору потужності (MPPT) та формування якісної вихідної напруги; на станційному рівні – задачі координації інверторів, регулювання потужності в точці приєднання, діагностування обладнання; на рівні диспетчеризації – задачі моніторингу, прогнозування генерації, планування режимів та взаємодії з оператором системи передачі. Кожному рівню відповідають свої сталі часу: від мілісекунд у контурах силової електроніки до годин і діб у задачах планування.

1.1.4 Нормативні вимоги до приєднання та керованості СЕС

Вимоги операторів систем передачі та розподілу до СЕС закріплені в кодексах мереж і є обов'язковими умовами приєднання. Для станцій промислового масштабу типовий перелік вимог включає: можливість дистанційного обмеження активної потужності за командою диспетчера із заданим градієнтом (зазвичай не більше 10 % номінальної потужності за хвилину); регулювання реактивної потужності або коефіцієнта потужності в заданому діапазоні; стійкість до провалів напруги (low voltage ride through) без відключення від мережі; участь в обмеженому первинному регулюванні частоти зменшенням видачі за надчастоти; надання оператору телеметрії в обсязі та з періодичністю, визначеними договором про приєднання; надання прогнозів генерації на добу наперед з годинною деталізацією.

Виконання цих вимог покладається саме на автоматизовану систему керування станції: жоден з пунктів не може бути реалізований лише засобами окремих інверторів. Це визначає мінімальний обов'язковий функціонал станційного рівня керування – приймання диспетчерських уставок, координований розподіл завдань між інверторами, контроль градієнтів, формування телеметрії та прогнозів – і робить розвинену АСУ ТП невід'ємною частиною проєкту СЕС, а не додатковою опцією.

1.2 Аналіз існуючих систем керування та моніторингу СЕС

1.2.1 Ієрархічна структура систем керування

Сучасні промислові СЕС оснащуються системами диспетчерського керування та збору даних, побудованими за класичною ієрархічною схемою АСУ ТП [9]. Нижній рівень утворюють вбудовані контролери інверторів, давачі та виконавчі механізми; середній – програмовані логічні контролери або пристрої телемеханіки (RTU), що агрегують дані та реалізують логіку станційних блокувань; верхній – SCADA-сервери з людино-машинним інтерфейсом, історичними базами даних та засобами звітування. На кожному рівні розв'язуються задачі відповідного часового масштабу, а обмін між рівнями здійснюється стандартизованими протоколами.

Функціональність типової системи моніторингу СЕС охоплює: безперервний збір телеметрії з інверторів (потужність, струми і напруги стрінгів, температура, коди подій) з періодом 1–60 с; збір метеоданих; обчислення інтегральних показників – виробітку, коефіцієнта ефективності станції PR, питомого виробітку; формування тривоги і повідомлень; ведення журналів та генерацію звітності. У розвинених системах додаються функції дистанційного керування комутаційними апаратами, уставками інверторів та системами стеження за Сонцем. Узагальнення функцій за класами систем наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Типові функції систем керування та моніторингу СЕС

Функція	Базовий моніторинг	Розвинена SCADA	Запропонована система
Збір телеметрії та метеоданих	так	так	так
Інтегральні показники (PR, виробіток)	так	так	так
Тривоги та журнали подій	так	так	так
Дистанційне керування обладнанням	обмежено	так	так
Регулятор потужності в точці приєднання	ні	частково	так
Адаптивні алгоритми МРРТ	ні	ні	так
Інтегроване прогнозування генерації	ні	рідко	так
Автоматична діагностика стрінгів	ні	частково	так
Цифровий двійник / аналітика	ні	ні	так

1.2.2 Комунікаційні протоколи

Обмін даними на польовому рівні здійснюється переважно за протоколом Modbus RTU/TCP, який підтримується практично всіма виробниками інверторів і вирізняється простотою реалізації, проте не має ані семантичної моделі даних, ані вбудованих механізмів безпеки. На станційному та міжстанційному рівнях дедалі ширше застосовуються стандарти MEK 61850 для об'єктів електроенергетики [10], специфікація OPC UA для вертикальної інтеграції з системами верхнього рівня [11] та легкий протокол публікації-підписки MQTT для передавання телеметрії у хмарні платформи [12]. Для телемеханічного обміну з диспетчерськими центрами операторів мереж в Україні традиційно використовується протокол MEK 60870-5-104.

Окремої уваги заслуговують функції технічної діагностики, що поступово з'являються в системах моніторингу. До базових діагностичних ознак належать: відхилення виробітку стрінга від середнього по масиву (виявлення затінення, забруднення, відмов модулів чи запобіжників); відхилення фактичного коефіцієнта ефективності PR від еталонного для поточних метеоумов; аномальна температура з'єднань за даними тепловізійних оглядів; зростання опору ізоляції кіл постійного струму. У більшості наявних систем ці ознаки обчислюються поза реальним часом або взагалі залишаються на розсуд персоналу, тоді як їх автоматичне оцінювання в контурі системи керування дозволяє переходити від планових оглядів до обслуговування за станом.

Телемеханічний обмін з диспетчерськими центрами заслуговує окремої уваги. Протокол MEK 60870-5-104 передає по TCP/IP спорадичні та циклічні телевиміри, телесигнали і команди телекерування з мітками часу; саме через нього оператор системи розподілу отримує телеметрію точки приєднання та подає команди обмеження потужності. Практичні вимоги включають резервування каналів зв'язку, синхронізацію часу станції від GPS/NTP для коректності міток та узгоджені таблиці адрес об'єктів інформації. У розроблюваній системі шлюз телемеханіки розглядається як обов'язковий компонент середнього рівня.

1.2.3 Порівняння типових платформ моніторингу та їх недоліки

За походженням і архітектурою програмні платформи керування СЕС можна поділити на три групи: фірмові портали виробників інверторів, незалежні SCADA-системи загальнопромислового призначення та спеціалізовані хмарні сервіси моніторингу відновлюваної енергетики. Їх узагальнене порівняння наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Порівняння класів програмних платформ керування СЕС

Критерій	Портал виробника інверторів	Промислова SCADA	Хмарний сервіс моніторингу
Підтримка обладнання різних виробників	обмежена	повна (за наявності драйверів)	широка
Замкнені контури керування	лише вбудовані	так, конфігуровані	зазвичай відсутні
Прогнозування генерації	спрощене	потребує інтеграції	часто наявне
Розміщення даних	хмара виробника	локально	хмара постачальника
Залежність від постачальника	висока	низька	середня
Вартість володіння	низька	середня–висока	передплата

Аналіз таблиці 1.4 дозволяє виокремити характерні недоліки наявних рішень. По-перше, фірмові платформи є закритими екосистемами, що ускладнює інтеграцію різноманітного обладнання та робить власника станції залежним від одного постачальника. По-друге, функції більшості систем обмежено пасивним моніторингом: вони реєструють виробіток і аварійні події, але не реалізують замкнених контурів оптимізаційного керування. По-третє, алгоритми МРРТ у серійних інверторах зазвичай є класичними алгоритмами з фіксованим кроком збурення, що мають відомий компроміс між швидкодією та втратами на пульсації в усталеному режимі. Нарешті, прогнозування генерації, як правило, винесене в зовнішні сервіси та не інтегроване в контур оперативного керування станцією.

Таким чином, існує практична потреба в автоматизованій системі керування СЕС, що поєднує відкриті комунікаційні стандарти, удосконалені алгоритми відбору потужності та вбудовані засоби прогнозування генерації.

1.3 Інноваційні технології керування сонячними електростанціями

1.3.1 Алгоритми відстеження точки максимальної потужності

Першим і найвпливовішим за енергетичним ефектом класом інноваційних технологій керування СЕС є алгоритми відстеження точки максимальної потужності. У літературі описано десятки методів МРРТ; їх узагальнену класифікацію наведено на рисунку 1.4, а характеристики найпоширеніших методів за даними оглядових публікацій – у таблиці 1.5.

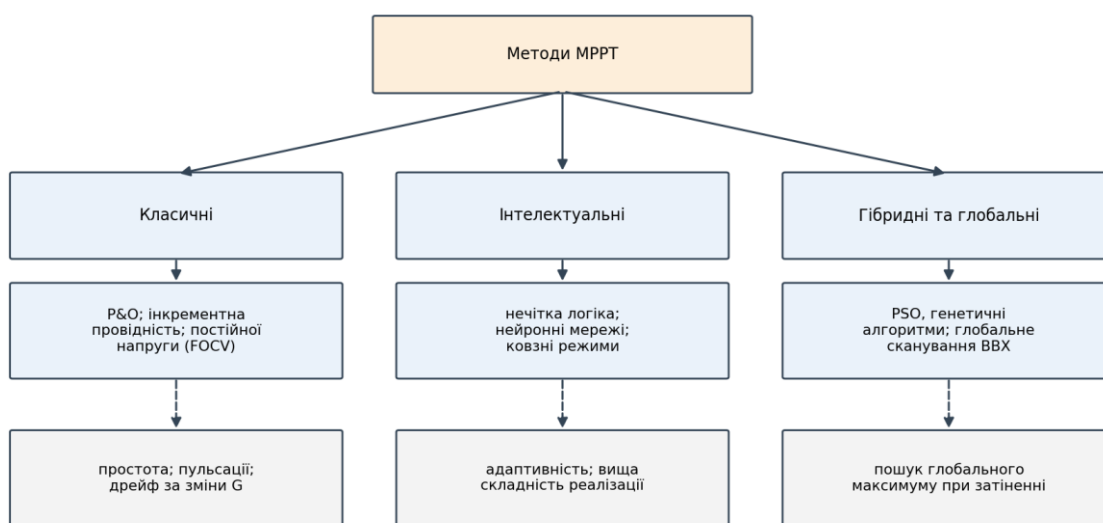


Рисунок 1.4 – Класифікація методів відстеження точки максимальної потужності

Таблиця 1.5 – Характеристики основних методів МРРТ за даними [13–15]

Метод	Клас	Типовий ККД відстеження, %	Складність реалізації	Чутливість до затінення
Постійної напруги (FOCV)	класичний	94–97	мінімальна	висока
Збурення та спостереження (P&O)	класичний	97–99,5	низька	висока
Інкрементної провідності (ІнП)	класичний	98–99,7	низька	висока
Нечітка логіка	інтелектуальний	99,3–99,9	середня	середня
Нейронні мережі	інтелектуальний	99,5–99,9	висока	середня
PSO / генетичні алгоритми	глобальний	99+ (із затіненням)	висока	низька

Класичні методи прості в реалізації, проте мають принципові обмеження: фіксований крок збурення визначає компроміс між швидкістю виходу на максимум і амплітудою коливань навколо нього, а за швидких змін інсоляції виникає ефект «дрейфу» – хибного руху від максимуму. Інтелектуальні методи усувають ці обмеження ціною ускладнення обчислень, яке за сучасного рівня мікропроцесорної техніки вже не є критичним [13–15]. Для умов часткового затінення розвиваються методи глобального пошуку (періодичне сканування характеристики, рій часток PSO), які гарантують знаходження глобального максимуму багатоекстремальної характеристики.

1.3.2 Методи прогнозування генерації

Другим класом є методи короткострокового прогнозування генерації СЕС, які поділяють на фізичні (на основі чисельних моделей прогнозу погоди та моделі станції), статистичні (авторегресійні моделі часових рядів), методи машинного навчання (градієнтний бустинг, рекурентні нейронні мережі, зокрема мережі довгої короткострокової пам'яті LSTM [18]) та гібридні підходи, що поєднують фізичні й статистичні моделі [16, 17]. Якість прогнозу безпосередньо конвертується в економічний результат: відхилення фактичного відпуску від заявленого графіка оплачуються за цінами балансуючого ринку, які є не вигідними для сторони, що спричинила небаланс. Достовірний прогноз також необхідний для планування ремонтів та оцінювання технічного стану станції. Масштаб питання ілюструє простий приклад: для станції 10 МВт з добовим виробітком 40 МВт·год похибка прогнозу у 10 % означає близько 4 МВт·год небалансу щодня; за типової вартості урегулювання небалансу порядку 2000 грн/МВт·год це втрати близько 8 тис. грн на добу, або понад 2,5 млн грн на рік, тож навіть кілька відсотків зменшення похибки прогнозу дають відчутний економічний ефект.

1.3.3 Промисловий інтернет речей, цифрові двійники та кібербезпека

Третій клас утворюють технології промислового інтернету речей та цифрових двійників. Концепція цифрового двійника передбачає підтримання

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
актуальної обчислювальної моделі станції, синхронізованої з фізичним об'єктом потоками телеметрії, що дозволяє виявляти деградацію обладнання порівнянням фактичних і модельних показників, відпрацьовувати керівні впливи на моделі до їх застосування та прогнозувати залишковий ресурс [19]. Технології ПоТ забезпечують економічно ефективно підключення великої кількості розподілених давачів через легкі протоколи телеметрії та граничні обчислення (edge computing), коли первинне оброблення даних виконується безпосередньо на станційних контролерах.

У практиці впровадження цифрових двійників розрізняють рівні зрілості: описовий двійник (актуальна модель стану за телеметрією), діагностичний (автоматичне виявлення відхилень і їх причин), прогнозний (передбачення поведінки та залишкового ресурсу) і, нарешті, оптимізаційний, що пропонує або самостійно реалізує керівні впливи. Для СЕС описовий і діагностичний рівні досяжні вже на типових даних телеметрії; саме вони закладаються в розроблювану систему, тоді як прогнозний рівень реалізується для головного процесу – генерації – модулем прогнозування.

Зростання зв'язності систем керування закономірно підвищує вимоги до кібербезпеки. Енергетичні об'єкти є привабливою ціллю для кібератак, тому сучасні системи керування СЕС мають проектуватися відповідно до серії стандартів МЕК 62443 [20]: із сегментацією мереж на зони та канали, мінімізацією привілеїв, автентифікацією всіх учасників обміну та журналюванням подій безпеки. Для розподілених станцій критичним є захист каналів віддаленого доступу та оновлення вбудованого програмного забезпечення інверторів.

1.3.4 Системи накопичення енергії та гібридні станції

Стрімке здешевлення літій-іонних акумуляторних систем зробило економічно доцільним спорудження гібридних станцій «СЕС + накопичувач». Система накопичення розширює можливості керування станцією: дозволяє згладжувати швидкі коливання видачі за хмарної погоди, виконувати зобов'язання за заявленим графіком навіть за похибок прогнозу, надавати послуги регулювання

частоти та зміщувати відпуск енергії на години вищих цін. З погляду автоматизації поява накопичувача додає до системи керування новий контур – керування зарядом/розрядом батареї, який має координуватися з прогнозом генерації та ціновими сигналами ринку. Запропонована в цій роботі трирівнева архітектура з модулем прогнозування безпосередньо готова до такого розширення: контролер накопичувача підключається до станційного ПЛК як ще один польовий пристрій, а оптимізаційна логіка – як додатковий сервіс верхнього рівня. Детальне дослідження керування накопичувачем виходить за межі цієї роботи і визначено перспективним напрямом подальших досліджень.

Аналіз публікацій свідчить, що окремі інноваційні технології досліджено доволі глибоко, проте задача їх системної інтеграції в єдиній автоматизованій системі керування СЕС – від адаптивного МРРТ на рівні інвертора до прогнозування генерації на рівні диспетчеризації – залишається актуальною й потребує розв'язання з урахуванням вимог відкритості, масштабованості та кібербезпеки.

1.4 Постановка задачі дослідження

Виконаний аналітичний огляд дозволяє сформулювати задачу дослідження. Необхідно розробити автоматизовану систему керування сонячною електростанцією, яка забезпечує підвищення ефективності функціонування станції за рахунок застосування інноваційних технологій, а саме:

- розробити математичну модель фотоелектричного модуля та масиву, що враховує вплив інсоляції й температури та придатна для синтезу й порівняльного дослідження алгоритмів керування;

- виконати порівняльний аналіз класичних алгоритмів МРРТ та синтезувати адаптивний алгоритм із регулюванням кроку збурення на основі нечіткої логіки;

- дослідити вплив кроку збурення та температурного режиму модулів на показники якості керування;

- обрати метод короткострокового прогнозування генерації та оцінити його точність на добових профілях генерації;

- розробити трирівневу структуру автоматизованої системи керування СЕС на основі відкритих комунікаційних протоколів з інтегрованим модулем прогнозування, станційним регулятором потужності та засобами кібербезпеки;
- шляхом імітаційного моделювання кількісно оцінити технологічну ефективність запропонованих рішень та виконати оцінку очікуваного економічного ефекту.

Методика дослідження передбачає поєднання аналітичних та імітаційних методів: математичні моделі й алгоритми формалізуються аналітично (розділ 2), після чого досліджуються на програмній імітаційній моделі за відтворюваних умов (розділ 3); кількісні показники обчислюються за єдиними формалізованими критеріями, що забезпечує коректність порівняння алгоритмів між собою; достовірність результатів підтверджується верифікацією моделі за паспортними даними обладнання та перевіркою збіжності чисельних розв'язків.

Критерієм ефективності розв'язання задачі прийнято сукупність показників: ККД відстеження МПП не нижче 99,5 %, час виходу на максимум потужності після пуску не більше 0,1 с, відносні пульсації потужності в усталеному режимі не більше 0,1 %, середня абсолютна відносна похибка добового прогнозу генерації не більше 10 % (типове значення для добового прогнозування фотоелектричної генерації).

Висновки до розділу 1

У першому розділі проаналізовано стан і динаміку розвитку сонячної енергетики та показано, що випереджальне зростання встановленої потужності СЕС (до 1,87 ТВт у світі станом на кінець 2024 року) супроводжується посиленням вимог операторів мереж до керованості станцій, що робить розвиток систем автоматизованого керування необхідною умовою подальшої інтеграції сонячної генерації в енергосистеми.

Проаналізовано будову СЕС та її особливості як об'єкта керування: стохастичність первинного енергоресурсу, нелінійність і багатоекстремальність характеристик перетворювачів, розподіленість та нестационарність параметрів.

Обґрунтовано вибір конфігурації зі стрінговими інверторами як базової для дослідження.

Аналіз існуючих систем керування та моніторингу СЕС виявив їхні характерні недоліки: закритість, обмеженість функціями пасивного моніторингу, використання класичних алгоритмів МРРТ із фіксованим кроком та відсутність інтеграції прогнозу генерації в контур керування. Огляд інноваційних технологій (інтелектуальні алгоритми МРРТ, методи машинного навчання для прогнозування, ІоТ, цифрові двійники, стандарти кібербезпеки МЕК 62443) показав наявність наукового підґрунтя для усунення цих недоліків.

Сформульовано задачу дослідження – розробку автоматизованої системи керування СЕС, що інтегрує адаптивний алгоритм МРРТ на основі нечіткої логіки, модуль прогнозування генерації та відкриту трирівневу архітектуру, і визначено кількісні критерії ефективності її розв'язання.

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

2 МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

У цьому розділі обґрунтовано вибір напряму досліджень та наведено математичний апарат, необхідний для подальшого синтезу й дослідження системи керування: модель фотоелектричного перетворювача, алгоритми відстеження точки максимальної потужності, методи прогнозування генерації та архітектурні рішення автоматизованої системи. Матеріал викладено так, щоб забезпечити можливість безпосереднього використання наведених співвідношень у розрахунках, програмуванні та імітаційному моделюванні третього розділу.

2.1 Математична модель фотоелектричного модуля та масиву

2.1.1 Однодіодна модель фотоелектричного перетворювача

Основою для синтезу алгоритмів керування є математична модель фотоелектричного перетворювача. У роботі використано однодіодну модель з послідовним та шунтувальним опорами, яка забезпечує прийнятний компроміс між точністю та обчислювальною складністю і є загальноживаною для задач дослідження алгоритмів МРРТ [21]. Вольт-амперна характеристика фотоелектричного модуля описується неявним рівнянням

$$I = I_f - I_0 \cdot [\exp((U + I \cdot R_s) / (A \cdot U_T)) - 1] - (U + I \cdot R_s) / R_{sh}, \quad (2.1)$$

де I , U – струм, А, та напруга, В, модуля;

I_f – фотострум, пропорційний інтенсивності сонячного випромінювання, А;

I_0 – зворотний струм насичення діода, А;

R_s , R_{sh} – послідовний та шунтувальний опори модуля, Ом;

A – коефіцієнт ідеальності р-п переходу з урахуванням кількості послідовно з'єднаних елементів;

$U_T = k \cdot T / q$ – температурний потенціал, В (k – стала Больцмана, Дж/К; T – абсолютна температура елементів, К; q – заряд електрона, Кл).

Слід окреслити межі застосовності прийнятої моделі. Однодіодна модель усереднює рекомбінаційні процеси одним діодом і дещо завищує заповнення характеристики за малих інсоляцій; точніша дводіодна модель зменшує цю похибку ціною двох додаткових параметрів, які складно ідентифікувати за паспортними даними. Оскільки задачею роботи є порівняльне дослідження алгоритмів керування, а не точне енергетичне моделювання конкретної станції, обрана однодіодна модель є достатньою: всі алгоритми порівнюються на одній характеристиці, і систематична складова похибки моделі однаково впливає на всі варіанти.

Залежність фотоструму від інсоляції G , Вт/м², та температури елементів T_c , °С, апроксимується лінійним співвідношенням

$$I\phi = (G/G_0) \cdot [I_{kз} + kI \cdot (T_c - T_0)], \quad (2.2)$$

де $G_0 = 1000$ Вт/м² – інсоляція за стандартних випробувальних умов;

$I_{kз}$ – струм короткого замикання модуля за стандартних умов, А;

kI – температурний коефіцієнт струму, А/°С;

$T_0 = 25$ °С – температура за стандартних умов.

Зворотний струм насичення визначається з умови рівності нулю струму в режимі холостого ходу:

$$I_0 = I\phi / [\exp(U_{хх}/(A \cdot UT)) - 1], \quad (2.3)$$

де $U_{хх}$ – напруга холостого ходу модуля, В.

Рівняння (2.1) є трансцендентним відносно струму і розв'язується чисельно методом простої ітерації. Потужність модуля визначається добутком

$$P(U) = U \cdot I(U). \quad (2.4)$$

Розраховані за моделлю (2.1)–(2.4) вольт-амперні та вольт-ватні характеристики модуля номінальною потужністю 540 Вт за різних значень інсоляції наведено на рисунку 2.1. Видно, що зі зменшенням інсоляції струм короткого замикання знижується майже пропорційно, тоді як напруга в точці максимальної потужності змінюється значно слабше; положення максимуму вольт-

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 ватної характеристики є нелінійною функцією зовнішніх умов, що й зумовлює
 необхідність алгоритмів його автоматичного відстеження.

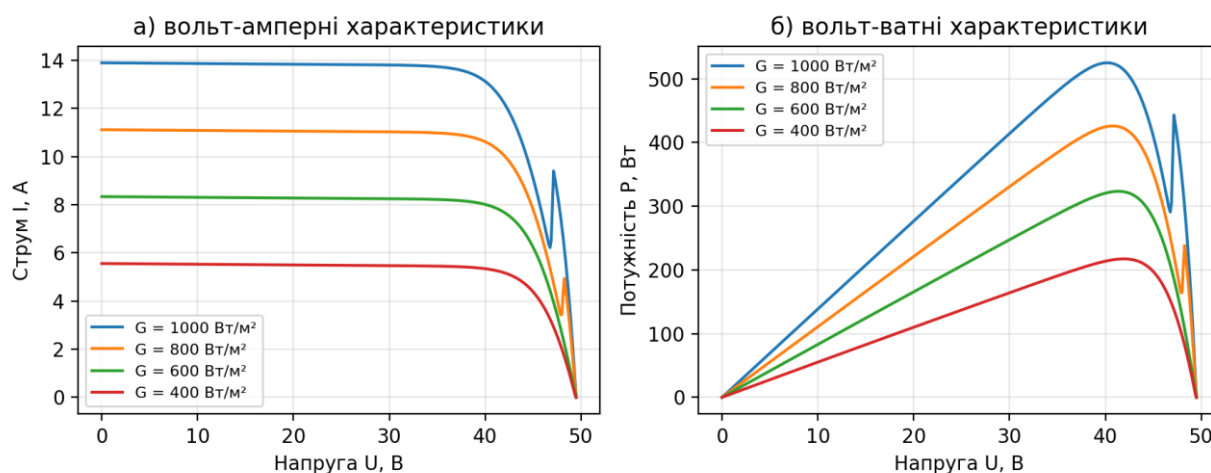


Рисунок 2.1 – Характеристики фотоелектричного модуля за різної інсоляції

2.1.2 Вплив температури на характеристики модуля

Температура фотоелектричних елементів є другим за значущістю чинником впливу на характеристики модуля. З підвищенням температури напруга холостого ходу знижується практично лінійно:

$$U_{xx}(T_c) = U_{xx,0} \cdot [1 + kU \cdot (T_c - T_0)], \quad (2.5)$$

де $U_{xx,0}$ – напруга холостого ходу за стандартних умов, В;

kU – температурний коефіцієнт напруги, $1/^\circ\text{C}$ (для кремнієвих модулів $kU \approx -0,0029$ $1/^\circ\text{C}$, тобто близько $-0,29$ $\%/^\circ\text{C}$).

Розраховані характеристики модуля за температур 0, 25, 50 та 75 $^\circ\text{C}$ наведено на рисунку 2.2. Підвищення температури на 25 $^\circ\text{C}$ знижує максимальну потужність модуля приблизно на 7,3 %, причому положення точки максимуму зміщується в бік менших напруг (з 40,2 В за 25 $^\circ\text{C}$ до 37,0 В за 50 $^\circ\text{C}$). Це означає, що алгоритм MPPT має відпрацьовувати не лише зміни інсоляції, а й повільніший температурний дрейф характеристики, який протягом літнього дня може сягати кількох вольт.

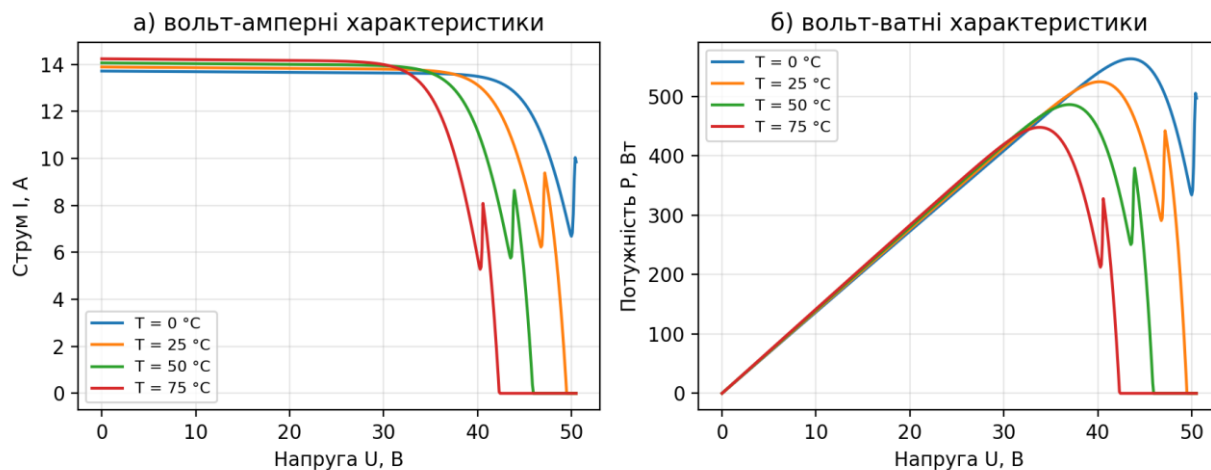


Рисунок 2.2 – Вплив температури елементів на характеристики модуля ($G = 1000$ Вт/м²)

2.1.3 Модель фотоелектричного масиву та режими часткового затінення

Для фотоелектричного масиву з N_p паралельних стрінгів по N_c модулів у кожному характеристики перераховуються масштабуванням струму та напруги:

$$I_m = N_p \cdot I, \quad U_m = N_c \cdot U. \quad (2.6)$$

Співвідношення (2.6) є точним за ідентичності модулів та рівномірності освітлення. У реальних умовах характеристики модулів мають технологічний розкид (2–3 %), а освітлення може бути нерівномірним через затінення хмарами, сусідніми рядами конструкцій, опорами ліній електропередавання, забруднення та снігове покриття. За умов часткового затінення окремі модулі стрінга шунтуються байпасними діодами, і вольт-ватна характеристика набуває кількох локальних максимумів (рисунок 2.3). Класичні алгоритми MPPT у такому режимі можуть зупинитися в локальному максимумі, втрачаючи до 10–30 % потужності, що додатково мотивує застосування інтелектуальних розширень із періодичним глобальним скануванням характеристики.

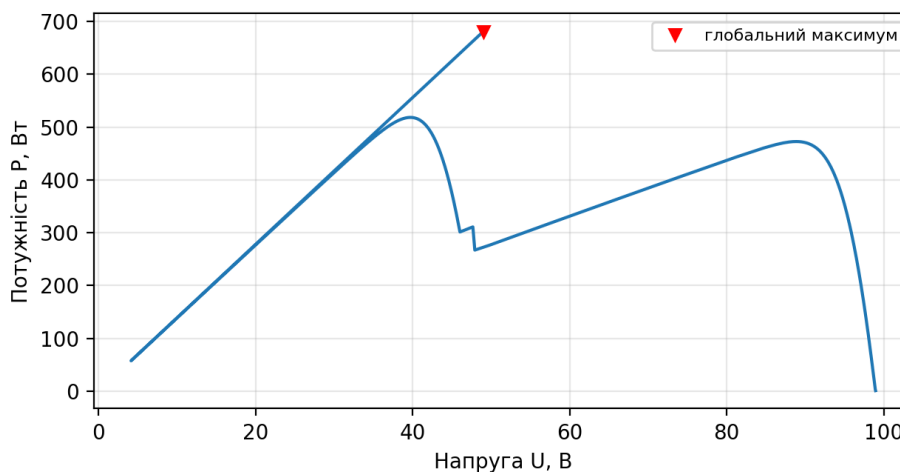


Рисунок 2.3 – Вольт-ватна характеристика стрінга за часткового затінення

2.2 Алгоритми відстеження точки максимальної потужності

Задача МРРТ полягає в безперервному підтриманні робочої точки перетворювача в околі максимуму вольт-ватної характеристики за невідомих і змінних у часі інсоляції та температури. Умовою максимуму є рівність нулю похідної потужності за напругою:

$$dP/dU = d(U \cdot I)/dU = I + U \cdot (dI/dU) = 0. \quad (2.7)$$

Розглянемо три алгоритми, що досліджуються в роботі, та їх порівняльні характеристики.

2.2.1 Алгоритм збурення та спостереження

Алгоритм Р&О на кожному такті керування змінює опорну напругу інвертора на фіксований крок ΔU та спостерігає зміну потужності. Напрямок наступного збурення визначається знаком добутку приростів потужності та напруги:

$$d(k+1) = \text{sign}[\Delta P(k) \cdot \Delta U(k)], \quad U(k+1) = U(k) + d(k+1) \cdot \Delta U_{\text{крок}}, \quad (2.8)$$

де $\Delta P(k)$, $\Delta U(k)$ – прирости потужності та напруги на k -му такті;

d – напрям збурення; $\Delta U_{\text{крок}}$ – крок збурення, В.

Блок-схему алгоритму наведено на рисунку 2.4. Перевагами алгоритму є простота та незалежність від параметрів модуля, недоліками – незатухаючі коливання робочої точки навколо максимуму з амплітудою, пропорційною кроку

ΔU крок, та ефект дрейфу за швидкої зміни інсоляції, коли приріст потужності, спричинений зміною освітленості, хибно інтерпретується як наслідок власного збурення [13, 22]. Вибір кроку є компромісом: великий крок прискорює вихід на максимум, але збільшує усталені коливання; малий – навпаки. Кількісне дослідження цього компромісу виконано в підрозділі 3.3.

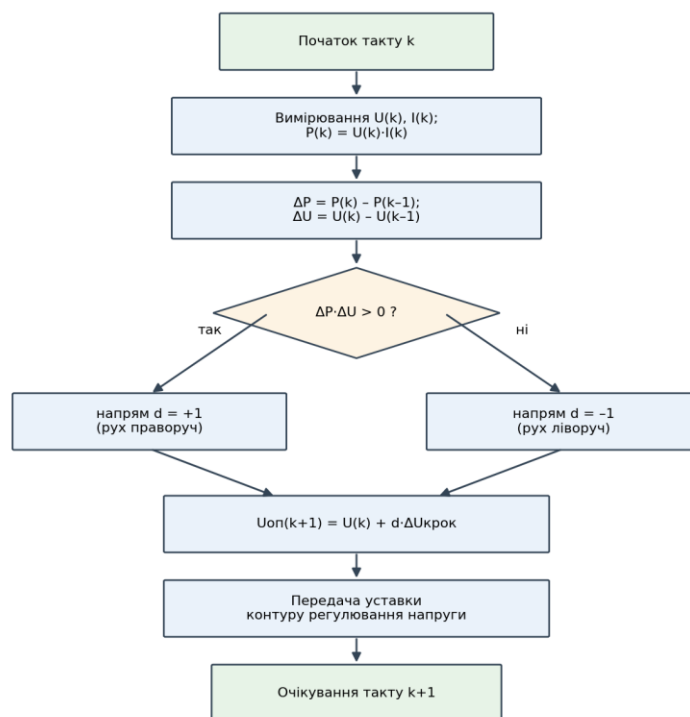


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритму збурення та спостереження

Окремо слід відзначити чутливість алгоритму до шуму вимірювань: за малих приростів потужності, сумірних із шумом вимірювальних кіл, знак ΔP визначається хибно, і робоча точка випадково блукає навколо максимуму. Практичними засобами зниження впливу шуму є усереднення кількох вибірок струму та напруги за такт, вибір кроку збурення, за якого корисний приріст потужності перевищує рівень шуму щонайменше втричі, та цифрове фільтрування вимірів; ці заходи враховано у виборі діапазону кроку в підрозділі 3.3.

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
2.2.2 Алгоритм інкрементної провідності

Алгоритм ІнП ґрунтується на перетворенні умови (2.7): у точці максимуму

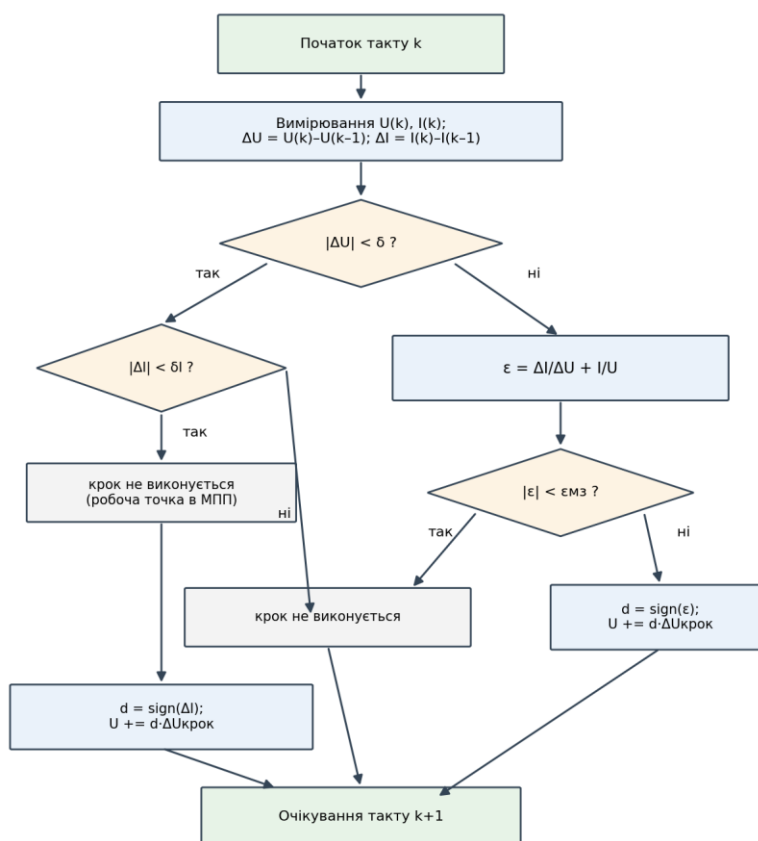
$$dI/dU = -I/U, \quad (2.9)$$

тобто інкрементна (динамічна) провідність дорівнює від'ємній статичній провідності. Відхилення від максимуму оцінюється сигналом неузгодженості

$$\varepsilon = \Delta I/\Delta U + I/U, \quad (2.10)$$

де ε – сигнал неузгодженості: $\varepsilon > 0$ ліворуч від максимуму, $\varepsilon < 0$ праворуч.

Блок-схему алгоритму наведено на рисунку 2.5. Алгоритм теоретично здатний зупинитися точно в максимумі: за $|\varepsilon|$, меншого від порога мертвої зони $\varepsilon_{\text{МЗ}}$, крок не виконується, завдяки чому пульсації в усталеному режимі практично відсутні. Для коректної роботи за нерухомою робочою точкою передбачається додаткова гілка реакції на приріст струму $|\Delta I|$, який за незмінної напруги свідчить про зміну інсоляції. Швидкодія, як і в Р&О, обмежена фіксованим кроком.



2.2.3 Адаптивний алгоритм на основі нечіткої логіки

Для подолання компромісу «швидкодія – пульсації» в роботі застосовано адаптивний алгоритм, у якому крок збурення регулюється нечітким регулятором залежно від модуля градієнта потужності $|\Delta P/\Delta U|$. Вхідна лінгвістична змінна «градієнт потужності» описується трьома термами (малий S, середній M, великий L) з трикутними функціями належності, наведеними на рисунку 2.6; вихідна змінна «крок збурення» – термами (мінімальний, середній, максимальний). База правил регулятора наведена в таблиці 2.1.

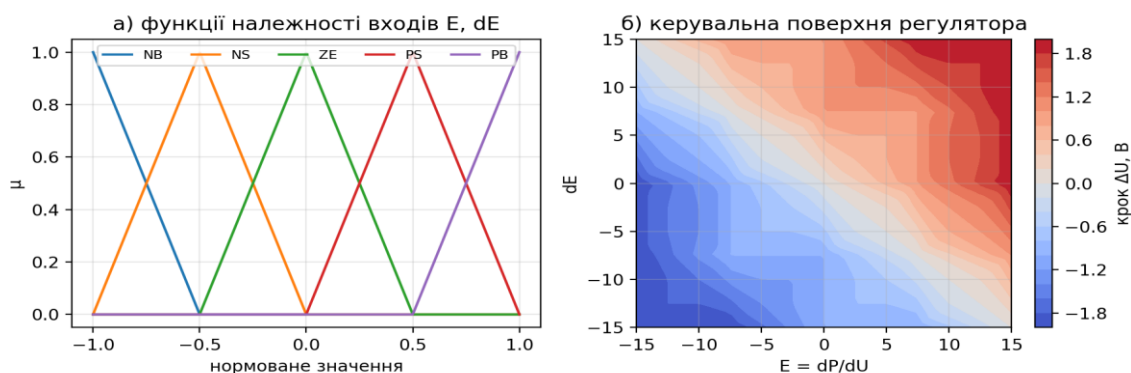


Рисунок 2.6 – Функції належності та керувальна поверхня нечіткого регулятора кроку

Таблиця 2.1 – База правил нечіткого регулятора кроку збурення

№	Умова (градієнт $ \Delta P/\Delta U $)	Інтерпретація	Висновок (крок ΔU)
1	великий (L)	робоча точка далеко від максимуму	максимальний
2	середній (M)	наближення до максимуму	середній
3	малий (S)	окіл максимуму	мінімальний
4	малий (S) і зміна знаку ΔP	коливання навколо максимуму	мінімальний
5	стрибок $ \Delta P $ за сталого U	різка зміна інсоляції	максимальний

Після дефазифікації за методом центра ваги залежність кроку від градієнта зводиться до кусково-лінійної функції з насиченням:

$$\Delta U = \max\{\Delta U_{\min}, \min(k_f \cdot |\Delta P/\Delta U|, \Delta U_{\max})\}, \quad (2.11)$$

де k_f – коефіцієнт передачі нечіткого регулятора;

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 ΔU_{\min} , ΔU_{\max} – мінімальний та максимальний кроки збурення, В.

Далеко від максимуму, де градієнт великий, алгоритм рухається великими кроками, а в околі максимуму крок автоматично зменшується до мінімального, чим одночасно досягаються висока швидкодія та малі пульсації [15]. У роботі нечіткий регулятор реалізовано безпосередньо у вигляді виводу Мамдані: вхідні змінні $E = \Delta P / \Delta U$ та ΔE фазифікуються п'ятьма трикутними термами {NB, NS, ZE, PS, PB} з масштабними коефіцієнтами, база з 25 правил (таблиця 2.1) обробляється за мінімплікацією, а чіткий крок ΔU отримується дефазифікацією методом центра ваги з обмеженням $|\Delta U| \leq 2,0$ В. Спрощений аналітичний еквівалент керувальної залежності має вигляд кусково-лінійної функції з насиченням (2.11) з параметрами $k_f = 0,10$, $\Delta U_{\min} = 0,05$ В, $\Delta U_{\max} = 2,0$ В. Функції належності та керувальну поверхню регулятора наведено на рисунку 2.6.

Порівняльну характеристику розглянутих алгоритмів наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Порівняльна характеристика алгоритмів МРРТ

Характеристика	Р&О	ІнП	Нечіткий адаптивний	Нейромережевий
Складність реалізації	низька	низька	середня	висока
Швидкодія	середня	середня	висока	висока
Пульсації в усталеному режимі	значні	малі	малі	малі
Стійкість до дрейфу	низька	середня	висока	висока
Потреба в навчальних даних	ні	ні	ні	так
Залежність від параметрів ФЕМ	ні	ні	слабка	так

З урахуванням сукупності характеристик для подальшої розробки обрано адаптивний алгоритм на основі нечіткої логіки як такий, що поєднує високу швидкодію і малі пульсації з помірною складністю реалізації та не потребує навчальних даних.

2.2.4 Обчислювальна складність та реалізованість на вбудованих

контролерах

Практична цінність алгоритму МРРТ визначається не лише якістю керування, а й можливістю його виконання на серійних контролерах інверторів у реальному часі. Класичні алгоритми Р&О та ІнП потребують на такт лише кількох арифметичних операцій та порівнянь, тому їх обчислювальна складність нехтовно мала. Адаптивний алгоритм з дефазифікованою залежністю (2.11) додає одне ділення, одне множення та дві операції обмеження – тобто залишається придатним навіть для наймолодших мікроконтролерів без апаратної підтримки чисел з рухомою комою (за реалізації в арифметиці з фіксованою комою). Повна реалізація нечіткого виводу з фазифікацією п'яти термів, агрегацією двадцяти п'яти правил і дефазифікацією центром ваги потребує близько 200–300 операцій на такт, що за частоти контуру МРРТ 10–100 Гц також не становить проблеми для типових контролерів інверторів із тактовими частотами в сотні мегагерців. Нейромережеві методи потребують на 1–2 порядки більше обчислень та пам'яті для зберігання ваг, а їхнє навчання виконується поза контролером, що ускладнює супровід. Таким чином, обраний адаптивний алгоритм, реалізований у вигляді повного нечіткого виводу Мамдані, є найкращим компромісом між якістю керування та складністю впровадження у вбудоване програмне забезпечення серійних інверторів.

Окремим питанням реалізації є вибір періоду дискретизації контуру МРРТ. Період має бути більшим за час завершення перехідного процесу в силовому перетворювачі після зміни уставки (одиниці мілісекунд для сучасних інверторів), інакше вимірювана потужність не відповідатиме новій робочій точці й алгоритм прийматиме хибні рішення. З іншого боку, надмірне збільшення періоду сповільнює реакцію на швидкі зміни інсоляції. У роботі прийнято період 5 мс (частота 200 Гц), що з запасом задовольняє обидві умови та відповідає типовим налаштуванням промислових інверторів; чутливість результатів до цього параметра перевірено в підрозділі 3.2 зменшенням кроку моделювання до 1 мс без помітної зміни інтегральних показників.

2.3 Методи короткострокового прогнозування генерації СЕС

Прогнозування генерації на горизонтах від десятків хвилин до доби наперед є необхідною функцією сучасної системи керування СЕС: прогноз використовується для формування графіків відпуску електроенергії, оцінювання небалансів, планування перемикачів та технічного обслуговування. За принципом побудови моделі прогнозування поділяють на чотири групи [16, 17]; їх порівняння наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Порівняння методів короткострокового прогнозування генерації СЕС

Критерій	Фізичні (NWP + модель СЕС)	Статистичні (ARIMA)	Машинне навчання (LSTM, бустинг)	Гібридні
Оптимальний горизонт	6–48 год	0,5–6 год	0,5–24 год	0,5–48 год
Типова MAPE на добу, %	5–10	8–15	4–8	3–6
Потреба в даних	прогноз погоди	передісторія ряду	великі вибірки	погода + передісторія
Обчислювальні витрати	середні	малі	великі (навчання)	середні
Інтерпретованість	висока	середня	низька	середня

Найпростішою еталонною моделлю є модель персистентності, що переносить учорашній профіль генерації на наступну добу:

$$\hat{P}(t) = P(t - 24 \text{ год}). \quad (2.12)$$

Статистичні методи описують ряд генерації авторегресійними моделями з ковзним середнім; класична модель ARIMA(p, d, q) має вигляд

$$\Delta^d y(t) = \sum \varphi_i \cdot \Delta^d y(t-i) + \sum \theta_j \cdot e(t-j) + e(t), \quad (2.13)$$

де Δ^d – оператор взяття d-ї різниці ряду; φ_i , θ_j – коефіцієнти авторегресії та ковзного середнього; $e(t)$ – білий шум.

Серед методів машинного навчання для рядів генерації найчастіше застосовують рекурентні мережі довгої короткострокової пам'яті LSTM [18], комірка яких керує потоком інформації трьома вентилями:

$$f(t) = \sigma(Wf \cdot [h(t-1), x(t)] + bf); \quad i(t) = \sigma(Wi \cdot [h(t-1), x(t)] + bi); \quad o(t) = \sigma(Wo \cdot [h(t-1), x(t)] + bo), \quad (2.14)$$

де f , i , o – вентиля забування, входу та виходу; h – прихований стан; x – вхідний вектор (передісторія генерації, метеофактори); W , b – навчані параметри; σ – сигмоїдна функція активації.

У роботі як модель корекції залишків реалізовано штучну нейронну мережу прямого поширення (багатошаровий перцептрон з одним прихованим шаром і функцією активації \tanh), навчену методом Adam із L2-регуляризацією для запобігання перенавчанню [34]; альтернативою є рекурентні мережі LSTM та градієнтний бустинг дерев [38]. Якість контролюється на відкладеній тестовій вибірці, що хронологічно слідує за навчальною (запобігання витоку інформації з майбутнього). Донавчання виконується щотижня на ковзному вікні передісторії 6–12 місяців, що дозволяє моделі відстежувати сезонні зміни та повільну деградацію обладнання без втрати стабільності прогнозу.

Точність прогнозу оцінюється за середньою абсолютною відносною похибкою

$$MAPE = (1/N) \cdot \sum |P_{факт,i} - P_{прогн,i}| / P_{факт,i} \cdot 100 \% \quad (2.15)$$

та середньоквадратичною похибкою

$$RMSE = [(1/N) \cdot \sum (P_{факт,i} - P_{прогн,i})^2]^{1/2}, \quad (2.16)$$

де $P_{факт,i}$, $P_{прогн,i}$ – фактичне та прогнозне значення потужності в i -й момент; N – кількість точок порівняння (враховуються лише світлові години доби).

У роботі для дослідження прийнято гібридну схему (рисунок 2.7): базовий профіль генерації формується фізичною моделлю ясного неба за даними чисельного прогнозу погоди, а відхилення, спричинені хмарністю та станом обладнання, коригуються моделлю машинного навчання, навченою на залишках фізичної моделі:

$$\hat{P}(t+\tau) = P_{физ}(t+\tau) + \Delta ML(t+\tau). \quad (2.17)$$

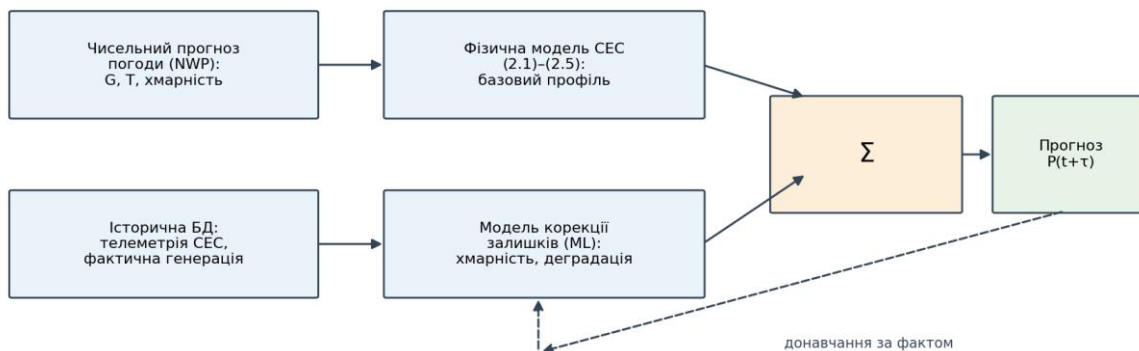


Рисунок 2.7 – Структура гібридної моделі прогнозування генерації

Гібридна схема поєднує інтерпретованість фізичної моделі з гнучкістю методів машинного навчання: фізична складова гарантує коректну поведінку прогнозу за межами навчальної вибірки (схід/захід Сонця, сезонні зміни), а складова машинного навчання вловлює локальні закономірності хмарності та систематичні відхилення, спричинені деградацією чи забрудненням масивів. Як еталон порівняння в імітаційному дослідженні використовується модель персистентності (2.12).

Важливою передумовою якісного прогнозу є підготовка даних. Сирі ряди телеметрії містять пропуски (перерви зв'язку), викиди (перехідні процеси, відмови давачів) та періоди обмеження потужності за командами диспетчера, які не відображають доступний ресурс генерації. Тому конвеєр підготовки даних включає: вилучення інтервалів примусового обмеження за журналом команд; виявлення викидів за правилом міжквартильного розмаху; заповнення коротких пропусків інтерполяцією, а довгих – виключенням діб з аналізу; нормування ознак. Вектор ознак для моделі корекції формується з прогнозних метеовеличин (інсоляція, температура, хмарність, вологість), календарних ознак (година, день року – у вигляді синус-косинусного кодування для збереження циклічності) та агрегатів передісторії (генерація за попередню добу й тиждень). Такий набір ознак є типовим для задач прогнозування генерації [16, 17] і забезпечує відтворюваність результатів на нових даних.

2.4 Архітектура автоматизованої системи та комунікаційні протоколи

Відповідно до усталеної практики побудови АСУ ТП [9] автоматизована система керування СЕС має будуватися за трирівневою ієрархічною архітектурою: польовий рівень (давачі, інвертори, виконавчі пристрої), середній рівень (ПЛК/RTU, шлюзи протоколів, промислова мережа) та верхній рівень (SCADA-сервер, бази даних, аналітичні сервіси). Така декомпозиція забезпечує локалізацію швидких контурів керування поблизу об'єкта, незалежність станційної автоматики від доступності верхнього рівня та масштабованість системи. Ключовим архітектурним рішенням є вибір комунікаційних протоколів; порівняння найуживаніших наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Порівняння промислових комунікаційних протоколів

Критерій	Modbus TCP	MEK 61850	OPC UA	MQTT
Модель обміну	запит–відповідь	видавець–передплатник, GOOSE	клієнт–сервер, pub/sub	видавець–передплатник
Семантика даних	відсутня	стандартизовані логічні вузли	інформаційні моделі	визначається застосунком
Вбудована безпека	відсутня	за MEK 62351	автентифікація, шифрування	TLS, автентифікація
Ресурсомісткість	мінімальна	висока	середня	мінімальна
Типове застосування	польовий рівень	РЗА, підстанції	вертикальна інтеграція	телеметрія, хмара

На підставі порівняння для розроблюваної системи прийнято комбіноване рішення: Modbus TCP – для опитування інверторів і станційних давачів; OPC UA – для обміну між станційним ПЛК та SCADA-сервером із збереженням семантики даних; MQTT – для передавання агрегованої телеметрії до хмарного сегмента аналітики й цифрового двійника. Для об'єктів, що підпадають під вимоги операторів мережі, передбачено шлюз MEK 60870-5-104 для телемеханічного обміну з диспетчерським центром [10].

Виконаємо оцінку інформаційного навантаження мережі. Для станції з 24 стрінговими інверторами за опитування 30 реєстрів кожного інвертора з періодом 1 с обсяг корисних даних становить близько $24 \cdot 30 \cdot 2 = 1440$ байт/с, а з урахуванням заголовків Modbus TCP та Ethernet – не більше 100 кбіт/с, що на три порядки нижче

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 пропускної здатності мережі 100 Мбіт/с. Навіть з урахуванням метеоданих, відеоспостереження та службового трафіку завантаження магістралі не перевищує одиниць відсотків, тому головним критерієм побудови мережі є не пропускна здатність, а надійність (кільцева топологія з протоколом резервування) та детермінованість затримок для сигналів керування. Агрегована телеметрія, що публікується в хмарний сегмент через MQTT, додатково проріджується до періодів 15–60 с, що робить систему працездатною навіть на резервному LTE-каналі.

Обов'язковою складовою архітектури є єдина система часу: всі контролери, сервери та реєстратори синхронізуються від станційного NTP-сервера з опорою на GPS-приймач, що забезпечує коректність міток часу телеметрії та подій (вимога телемеханічного обміну та розслідування технологічних порушень). Для пристроїв РЗА, де потрібна точність до одиниць мілісекунд, передбачається протокол РТР або виділені імпульсні сигнали синхронізації.

Вимоги до кібербезпеки системи сформульовано на основі концепції зон і каналів стандартів MEK 62443 [20]: технологічна мережа поділяється на зону польових пристроїв, станційну зону та демілітаризовану зону для обміну із зовнішніми системами; на межах зон встановлюються міжмережеві екрани з контролем промислових протоколів; усі віддалені підключення здійснюються через захищені канали з багатофакторною автентифікацією; передбачено журналювання подій безпеки та регулярне резервне копіювання конфігурацій.

2.5 Оцінювання надійності автоматизованої системи

Оскільки відмова системи керування призводить до зупинення або обмеження видачі потужності станцією, надійність є одним із визначальних критеріїв проектування. Для відновлюваних систем тривалої експлуатації основними показниками є середній наробіток на відмову T_0 та коефіцієнт готовності K_g . За експоненційного закону розподілу відмов інтенсивність відмов послідовно з'єднаних (у сенсі надійності) компонентів додається:

$$\lambda_c = \sum \lambda_i, \quad T_0 = 1/\lambda_c, \quad (2.18)$$

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 де λ_i – інтенсивність відмов i -го компонента, 1/год.

Коефіцієнт готовності одиничного компонента з середнім часом відновлення T_v визначається як

$$K_z = T_o / (T_o + T_v). \quad (2.19)$$

Для резервованих елементів (наприклад, двох каналів зв'язку, з яких достатньо одного) ймовірність відмови дорівнює добутку ймовірностей відмов каналів, а еквівалентна інтенсивність відмов дубльованої пари з відновленням наближено становить

$$\lambda_{\text{дубл}} \approx 2 \cdot \lambda^2 \cdot T_v. \quad (2.20)$$

Орієнтовні інтенсивності відмов компонентів системи керування за довідковими даними виробників наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Орієнтовні показники надійності компонентів системи керування

Компонент	$\lambda, 10^{-6}$ 1/год	T_o , тис. год	T_v , год
Станційний ПЛК	2,0	500	4
Промисловий комутатор	1,5	667	4
SCADA-сервер	5,0	200	8
Шлюз протоколів	2,5	400	4
Канал зв'язку Ethernet	10,0	100	8
Канал зв'язку LTE (резерв)	20,0	50	8
Давач інсоляції	3,0	333	24
Блок живлення (дубльований)	4,0	250	4

Розрахунок за (2.18)–(2.20) для станційного ядра системи (ПЛК, комутатор, шлюз, дубльовані канали зв'язку та живлення) дає сумарну інтенсивність відмов $\lambda_s \approx 6,1 \cdot 10^{-6}$ 1/год, що відповідає середньому наробітку на відмову близько 164 тис. год (понад 18 років) та коефіцієнту готовності $K_g \approx 0,999997$. При цьому найслабшою ланкою є одиночний SCADA-сервер: його відмова не зупиняє станцію (станційна автоматика середнього рівня продовжує працювати автономно), але позбавляє персонал засобів спостереження, тому для відповідальних об'єктів доцільне гаряче резервування сервера або віртуалізація з автоматичною міграцією.

За потреби підвищення показників готовності застосовуються типові схеми резервування: гаряче резервування SCADA-сервера з автоматичним перемиканням клієнтів (підвищує готовність верхнього рівня приблизно на порядок); кільцева топологія мережі, за якої обрив будь-якої однієї лінії не призводить до втрати зв'язності; дубльовані блоки живлення з роздільними вводами; зберігання конфігурацій у системі контролю версій з можливістю швидкого відновлення на резервному обладнанні. Вибір глибини резервування є техніко-економічним компромісом і для станцій 10–50 МВт зазвичай обмежується резервуванням мережі та живлення.

Суттєво, що прийнята трирівнева архітектура сама по собі є засобом забезпечення живучості: критичні функції (MRPT, захисні відключення) виконуються на польовому рівні й зберігаються за відмови верхніх рівнів; станційні блокування та регулятор потужності працюють на ПЛК незалежно від SCADA; втрата зв'язку з хмарним сегментом не впливає на жодну з функцій реального часу.

Висновки до розділу 2

У другому розділі сформовано методичну основу дослідження. Обрано однодіодну математичну модель фотоелектричного перетворювача (2.1)–(2.6), яка адекватно відтворює нелінійність характеристик, їх залежність від інсоляції і температури (зниження потужності $\approx 0,29\ \%/^{\circ}\text{C}$) та режими часткового затінення і придатна для масштабування на масив.

Виконано порівняльний аналіз алгоритмів MRPT з побудовою блок-схем класичних алгоритмів R&O та ІнП. Показано, що класичні алгоритми обмежені компромісом між швидкодією та пульсаціями, і обґрунтовано вибір адаптивного алгоритму з нечітким регулюванням кроку збурення (2.11), який цей компроміс усуває за помірної складності реалізації.

Проаналізовано методи короткострокового прогнозування генерації та обрано гібридну схему (2.17), що поєднує фізичну модель станції з корекцією залишків методами машинного навчання, з оцінюванням точності за критеріями

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
МАРЕ (2.15) та RMSE (2.16). Обґрунтовано трирівневу архітектуру системи керування з комбінованим застосуванням протоколів Modbus TCP, OPC UA та MQTT і вимогами кібербезпеки за МЕК 62443, що забезпечує відкритість, масштабованість та інтеграцію з хмарними сервісами аналітики.

Виконано оцінювання надійності системи керування: розрахований середній наробіток на відмову станційного ядра перевищує 18 років за коефіцієнта готовності 0,99997, а прийнята трирівнева архітектура забезпечує живучість критичних функцій за відмов компонентів верхніх рівнів.

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
**3 РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ
 КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ**

3.1 Структура автоматизованої системи керування

3.1.1 Загальна структура та функції рівнів

На підставі вимог, сформульованих у підрозділі 1.4, та архітектурних рішень, обґрунтованих у підрозділі 2.4, розроблено структуру автоматизованої системи керування СЕС, наведену на рисунку 3.1. Розподіл функцій, технічних засобів та протоколів за рівнями системи систематизовано в таблиці 3.1.



Рисунок 3.1 – Структурна схема автоматизованої системи керування СЕС

Таблиця 3.1 – Функції та технічні засоби рівнів автоматизованої системи

Рівень	Основні функції	Технічні засоби	Протоколи
Польовий	адаптивне МРРТ-керування; перетворення енергії; первинні вимірювання; захисні відключення	стрінгові інвертори; давачі інсоляції, температури, струмів; метеостанція; трекари	Modbus RTU/TCP
Середній	агрегування телеметрії; станційні блокування; регулятор потужності в точці приєднання; контроль графіка відпуску	станційний ПЛК; шлюзи протоколів; промислові комутатори; LTE-резерв	Modbus TCP, OPC UA, MEK 60870-5-104

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

Верхній	ЛІМІ та диспетчеризація; історична БД; прогнозування генерації; аналітика, цифровий двійник; звітність	SCADA-сервер; сервер БД; обчислювальний вузол ML; хмарний сегмент	OPC UA, MQTT (TLS)
---------	---	--	-----------------------

Польовий рівень системи утворюють стрінгові інвертори з вбудованими контролерами, на яких виконується розроблений адаптивний алгоритм MPPT; давачі інсоляції, температури модулів і повітря; системи стеження за Сонцем (за їх наявності); комутаційна апаратура та пристрої релейного захисту. Опитування пристроїв польового рівня здійснюється за протоколом Modbus TCP з типовим періодом 1 с для електричних величин та 10 с для метеоданих.

Середній рівень реалізовано на станційному програмованому логічному контролері, який виконує: агрегування та первинне оброблення телеметрії; логіку станційних блокувань і захистів; регулювання активної та реактивної потужності в точці приєднання за уставками оператора мережі; контроль виконання добового графіка відпуску. Шлюз протоколів забезпечує перетворення Modbus TCP у простір імен OPC UA та публікацію агрегованих даних у брокер MQTT.

Верхній рівень включає SCADA-сервер з людино-машинним інтерфейсом, історичну базу даних часових рядів, модуль короткострокового прогнозування генерації та хмарний сегмент аналітики з цифровим двійником станції. Модуль прогнозування циклічно (кожні 15 хв) формує прогноз генерації на добу наперед, який відображається оператору, передається до системи планування графіків та використовується алгоритмом діагностики: систематичне перевищення прогнозом фактичної генерації за ясної погоди є ознакою деградації або забруднення фотоелектричних масивів.

До технічних засобів системи висуваються такі вимоги. Станційний ПЛК – промислове виконання з робочим діапазоном температур від -25 до $+60$ °С, два незалежні інтерфейси Ethernet, підтримка Modbus TCP (клієнт на 32 з'єднання) та OPC UA (сервер), цикл виконання прикладної програми не більше 100 мс, енергонезалежна пам'ять для буферизації телеметрії на час перерв зв'язку не менше 24 годин. SCADA-сервер – промисловий сервер або віртуальна машина з резервованим живленням, історична БД з горизонтом зберігання не менше 10 років

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 за секундної роздільності для електричних величин. Мережа – промислові комутатори в кільцевій топології з протоколом резервування, волоконно-оптичні лінії між інверторними станціями (стійкість до електромагнітних завад та грозових перенапруг), резервний канал LTE з автоматичним перемиканням.

3.1.2 Людино-машинний інтерфейс

Головну мнемосхему людино-машинного інтерфейсу системи наведено на рисунку 3.2. У верхній частині екрана розташовано панель ключових показників: миттєва активна потужність, виробіток за добу, поточна інсоляція, прогноз на наступну годину, коефіцієнт ефективності станції PR та стан каналів зв'язку. Основне поле займає матриця станів інверторів із колірним кодуванням (робота / попередження / аварія), що забезпечує миттєву оцінку стану обладнання; вибір елемента відкриває деталізовану панель з телеметрією, журналом подій та трендами. Окремі екранні форми передбачено для метеоданих, електричних схем, графіка відпуску й прогнозу, журналу тривог та звітності.

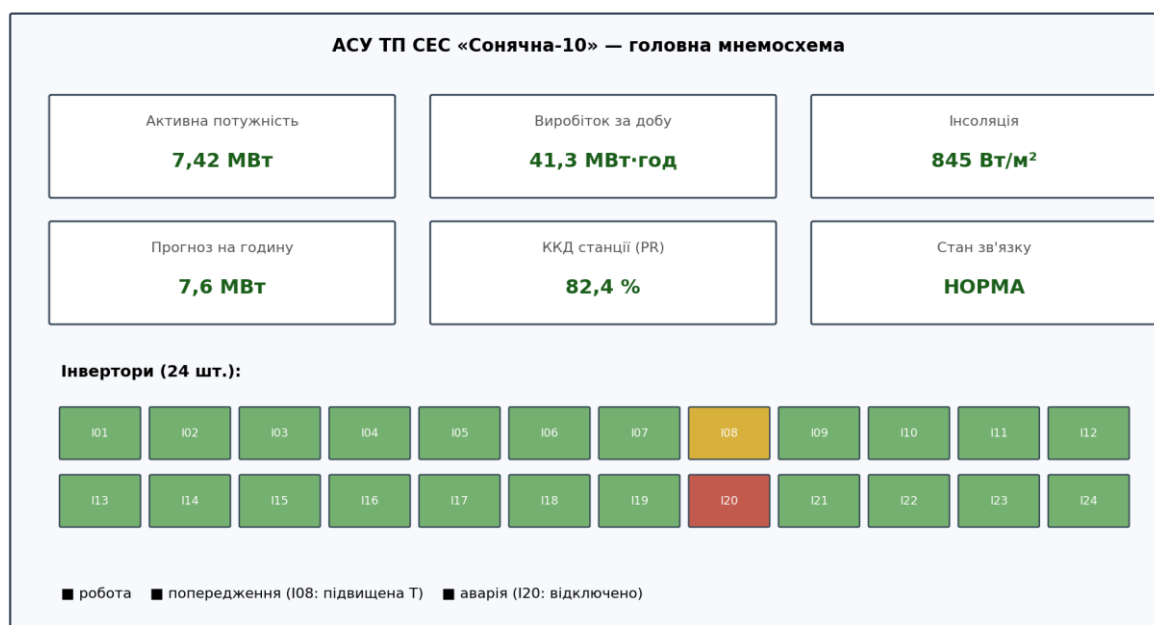


Рисунок 3.2 – Головна мнемосхема людино-машинного інтерфейсу

Під час проєктування ЛМІ дотримано принципів ситуаційної обізнаності: обмеження кількості одночасно відображуваних кольорів, застосування сірої палітри для нормальних станів і насичених кольорів лише для відхилень, ієрархічна

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 організація екранів від загального огляду до деталей, єдині правила квітування
 тривог за пріоритетами.

Окрім мнемосхем, ЛМІ надає оператору засоби аналізу: перегляд трендів будь-яких сигналів історичної БД з накладанням кількох кривих (наприклад, інсоляції та потужності для візуальної оцінки ефективності), журнал подій з фільтруванням за об'єктом, типом і пріоритетом, а також автоматичну звітність – добові, місячні та річні звіти з виробітку, простоїв і виконання графіка відпуску, що формуються за розкладом і надсилаються відповідальним особам.

3.1.3 Станційний регулятор активної потужності

Однією з ключових функцій середнього рівня є автоматичне регулювання активної потужності станції в точці приєднання, яке забезпечує виконання диспетчерських команд оператора мережі (обмеження видачі, участь у регулюванні) та дотримання погодженого градієнта зміни потужності. Алгоритм роботи регулятора наведено на рисунку 3.3.

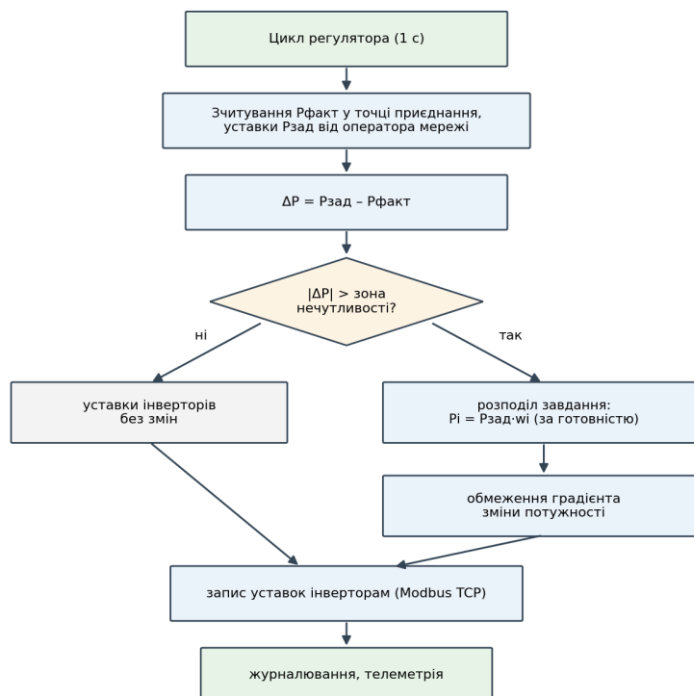


Рисунок 3.3 – Алгоритм станційного регулятора активної потужності

Регулятор працює циклічно з періодом 1 с: вимірює сумарну потужність у точці приєднання, порівнює її з чинною уставкою та, за виходу неузгодженості за межі зони нечутливості, розподіляє скориговані завдання між інверторами пропорційно їхній поточній доступній потужності з урахуванням обмеження швидкості зміни. Такий пропорційний розподіл вирівнює завантаження інверторів та мінімізує кількість перемикачів окремих пристроїв між режимами.

3.1.4 Інформаційна безпека

Інформаційна безпека системи забезпечується відповідно до підходу зон і каналів МЕК 62443 [20]: технологічний сегмент відокремлено від корпоративного міжмережевим екраном з контролем промислових протоколів; обмін з хмарним сегментом здійснюється лише вихідними підключеннями MQTT поверх TLS з взаємною автентифікацією сертифікатами; віддалений доступ персоналу – через шлюз з багатофакторною автентифікацією та записом сесій; передбачено журналювання подій безпеки, резервне копіювання конфігурацій та регламент оновлення вбудованого програмного забезпечення.

3.1.5 Програмне забезпечення верхнього рівня та інформаційна модель

Програмне забезпечення верхнього рівня будується з чотирьох взаємодіючих підсистем: сервера вводу-виводу, що циклічно опитує станційний ПЛК за OPC UA та публікує дані передплатникам; сервера історії, що записує часові ряди в базу даних з підтримкою стиснення та довільних вибірок; сервера застосунків, на якому виконуються модуль прогнозування, алгоритми діагностики та генератор звітів; та вебсервера ЛМІ, що формує екранні форми для робочих місць операторів. Усі підсистеми взаємодіють через єдину інформаційну модель, побудовану за принципами OPC UA: кожному фізичному та розрахунковому параметру відповідає вузол адресного простору з атрибутами якості, мітки часу та інженерних одиниць. Фрагмент інформаційної моделі наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Фрагмент інформаційної моделі системи (простір імен OPC UA)

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

Вузол (tag)	Тип	Од. вим.	Період, с	Призначення
Plant.P_AC	Float	МВт	1	сумарна активна потужність
Plant.Q_AC	Float	Мвар	1	сумарна реактивна потужність
Plant.E_Day	Double	МВт·год	60	виробіток за добу
Plant.PR	Float	%	300	коефіцієнт ефективності
Plant.P_Setpoint	Float	МВт	за подією	уставка обмеження потужності
Meteo.GHI	Float	Вт/м ²	10	глобальна інсоляція
Meteo.T_Module	Float	°С	10	температура модулів
Meteo.WindSpeed	Float	м/с	10	швидкість вітру
INVxx.P_AC	Float	кВт	1	потужність інвертора
INVxx.DC.U String n	Float	В	10	напруга стрінга n
INVxx.DC.I String n	Float	А	10	струм стрінга n
INVxx.T_Heatsink	Float	°С	10	температура радіатора
INVxx.State	UInt16	–	за подією	код стану інвертора
Forecast.P_Hour[1..24]	Float[]	МВт	900	погодинний прогноз

Така уніфікація радикально спрощує інтеграцію: нові інвертори чи давачі додаються конфігуруванням шлюзу без зміни коду застосунків, а зовнішні системи (цифровий двійник, корпоративна звітність) отримують дані з єдиного простору імен за стандартним протоколом.

3.1.6 Алгоритми технічної діагностики

На сервері застосунків циклічно виконуються алгоритми діагностики, що перетворюють потоки телеметрії на дієві повідомлення для персоналу. Реалізовано три групи перевірок. Перша – порівняльний аналіз стрінгів: для кожного інвертора обчислюється відносне відхилення струму кожного стрінга від медіани за поточної інсоляції; стале відхилення понад 10 % формує попередження про можливе затінення, забруднення чи відмову. Друга – контроль ефективності: фактичний коефіцієнт PR порівнюється з модельним значенням для поточних метеоумов; систематичне зниження понад 5 % свідчить про деградацію чи забруднення масивів. Третя – контроль прогнозової нев'язки: стале перевищення прогнозом фактичної генерації за ясної погоди також є діагностичною ознакою, що демонструє подвійне використання модуля прогнозування. Всі події діагностики потрапляють у журнал тривоги із пріоритетами та квітуванням.

3.1.7 Тривимірна модель компоновки сонячної електростанції

Для наочного подання просторового компоновки основного обладнання та датчиків польового рівня автоматизованої системи керування побудовано тривимірну модель типового вузла сонячної електростанції (рисунк 3.4). Модель створено в системі автоматизованого проектування SolidWorks і відображає взаємне розташування фотоелектричної панелі, опорних конструкцій, вимірювальних датчиків та шаф із перетворювальним і керувальним обладнанням. Перелік складових частин моделі наведено в таблиці 3.3.

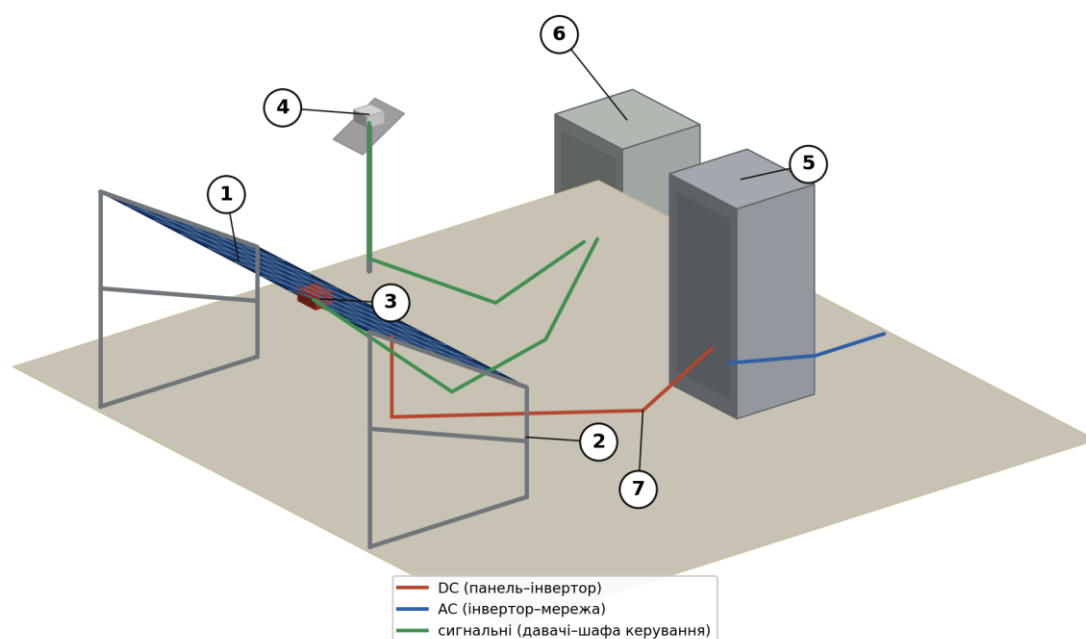


Рисунок 3.4 – Тривимірна модель компоновки сонячної електростанції

Фотоелектрична панель (позиція 1) є первинним перетворювачем сонячної енергії; вона закріплена на опорній рамі (позиція 2), що утримує її під оптимальним кутом нахилу до горизонту (близько 30°). На тильному боці панелі встановлено малогабаритний контактний датчик температури (позиція 3), сигнал якого використовується алгоритмами технічної діагностики (підрозділ 3.1.6) та для температурної корекції моделі прогнозування генерації. Окремо від масиву, у площині панелей, на самостійній стійці розміщено датчик інсоляції — піранометр (позиція 4), що вимірює густину потоку сонячного випромінювання G .

Перетворювальне обладнання зосереджено в інверторній шафі (позиція 5), у якій встановлено стрінговий інвертор із реалізованим адаптивним алгоритмом відстеження точки максимальної потужності. Обладнання станційного рівня — програмований логічний контролер, шлюзи протоколів та засоби зв'язку — розміщено в шафі керування (позиція 6). Електричні та інформаційні зв'язки між компонентами виконано кабельними лініями (позиція 7): силові кола постійного струму з'єднують панель з інвертором, кола змінного струму — інвертор із точкою приєднання до мережі, а сигнальні лінії передають дані датчиків до шафи керування.

Таблиця 3.3 – Склад тривимірної моделі компонування СЕС

№	Найменування	Призначення	Орієнтовні характеристики
1	Фотоелектрична панель	Перетворення сонячного випромінювання на електроенергію	≈2000×1000 мм, монокристалічний модуль
2	Опорна рама	Кріплення панелі під оптимальним кутом нахилу (~30°)	оцинкована сталь, висота 0,6–1,1 м
3	Датчик температури	Вимірювання температури модуля (діагностика, температурна поправка)	контактний, на тильному боці панелі
4	Датчик інсоляції (піранометр)	Вимірювання густини потоку сонячного випромінювання G	на окремій стійці, h ≈ 0,75 м
5	Інверторна шафа	Розміщення стрінгового інвертора (DC/AC, MPPT)	IP54, ≈500×450×1050 мм
6	Шафа керування	Розміщення ПЛК, шлюзів протоколів та засобів зв'язку	IP54, ≈500×500×1050 мм

7	Кабельні лінії	DC (панель–інвертор), AC (інвертор–мережа), сигнальні (давачі–шафа)	мідь/алюміній, відповідного перерізу
---	----------------	---	--------------------------------------

Побудована тривимірна модель унаочнює відповідність між фізичними компонентами станції та рівнями розробленої автоматизованої системи керування (підрозділ 3.1.1): давачі інсоляції й температури разом з інвертором утворюють польовий рівень, а шафа керування з ПЛК та шлюзами протоколів — середній (станційний) рівень системи.

3.2 Імітаційна модель СЕС та методика експериментів

3.2.1 Склад імітаційної моделі

Для кількісного дослідження алгоритмів керування розроблено імітаційну модель мовою Python з використанням бібліотеки чисельних обчислень NumPy (повний лістинг наведено в додатку А, модуль прогнозування – у додатку Б). Модель включає: однодіодну модель фотоелектричного модуля (2.1)–(2.6) з чисельним розв'язанням трансцендентного рівняння методом простої ітерації (60 ітерацій забезпечують збіжність до похибки, меншої за 10^{-6} А); генератор профілів інсоляції; програмні реалізації трьох алгоритмів МРРТ (Р&О, ІнП та адаптивного нечіткого регулятора Мамдані); модель фотоелектричного рядка з байпасними діодами для відтворення часткового затінення; замкнений контур станційного регулятора активної потужності; генератор добових профілів генерації та навчену нейромережеву модель прогнозування; модуль розрахунку показників ефективності. Параметри модельованого фотоелектричного модуля наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Параметри фотоелектричного модуля в імітаційній моделі

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна потужність (паспортна)	$P_{ном}$	540 Вт
Напруга холостого ходу	$U_{хх}$	49,5 В
Струм короткого замикання	$I_{кз}$	13,9 А
Розрахункова потужність у МПП за моделлю	$P_{мпп}$	525,0 Вт
Напруга в МПП за моделлю	$U_{мпп}$	40,2 В
Послідовний опір	R_s	0,25 Ом

Шунтувальний опір	Rsh	350 Ом
Коефіцієнт ідеальності	n	1,1
Ефективна кількість послідовних елементів	Nc	72
Температурний коефіцієнт напруги	kU	-0,29 %/°C
Температурний коефіцієнт струму	kI	+0,05 %/°C

Розрахункова потужність у точці максимуму за моделлю становить 525 Вт, що на 2,8 % нижче від паспортної; відхилення зумовлене спрощеннями однодіодної моделі та є прийнятним для задач порівняльного дослідження алгоритмів, оскільки всі алгоритми досліджуються на одній і тій самій моделі.

3.2.2 Методика експериментів

Тестовий профіль інсоляції тривалістю 12 с (крок моделювання 5 мс) сформовано так, щоб відтворити характерні режими роботи станції: усталений режим за високої інсоляції (1000 Вт/м²), різке зниження до 600 Вт/м² (проходження щільної хмари), лінійне зростання від 600 до 950 Вт/м² (поступове розсіювання хмарності) та повторний стрибок униз до 450 Вт/м². Початкова робоча напруга для всіх алгоритмів встановлена рівною 0,5·U_{хх}, що відповідає віддаленому від максимуму положенню робочої точки після пуску інвертора.

Програма експериментів включала десять серій, наведених у таблиці 3.5. Якість керування оцінювалася трьома показниками: ККД відстеження (відношення фактично відібраної енергії до теоретично доступної), часом виходу на 99 % максимуму після пуску та відносними пульсаціями потужності в усталеному режимі (коефіцієнт варіації на інтервалі 1,2–2,2 с).

Таблиця 3.5 – План імітаційних експериментів

№	Серія експериментів	Змінні фактори	Оцінювані показники
1	Порівняння алгоритмів МРРТ	тип алгоритму (P&O, ІнП, Мамдані)	ККД, час виходу, пульсації
2	Параметричне дослідження P&O	крок збурення 0,25–4,0 В	ККД, час виходу, пульсації
3	Температурні режими	температура модулів 25 / 50 °C	енергія за цикл, ККД
4	Прогнозування генерації	модель прогнозу (персистентність / гібридна MLP)	MAPE, RMSE

5	Глобальний пошук МПП	рівномірна / часткове затінення	ефективність відбору потужності
6	Станційний регулятор потужності	уставка обмеження потужності	похибка стеження градієнт
7	Базові моделі прогнозу	ридж / MLP / градієнтний бустинг	MAPE, RMSE
8	Глобальний пошук PSO	дві події затінення	ефективність відбору
9	Частотний відгук LFSM-O	частота 50,0–50,5 Гц	обмеження потужності
10	Цифровий двійник	поступове забруднення	нев'язка PR, виявлення

Обчислювальне середовище: Python 3.10, NumPy 1.26; повторюваність результатів забезпечено фіксацією початкових значень генератора псевдовипадкових чисел; тривалість повного циклу моделювання на персональному комп'ютері не перевищує однієї хвилини, що дозволяє оперативно повторювати експерименти за зміни параметрів моделі.

Алгоритми Р&О та ІнП реалізовано з фіксованим кроком збурення 1,0 В; адаптивний алгоритм – з кроком, що регулюється за залежністю (2.11) в діапазоні від 0,05 до 2,5 В. Для алгоритму ІнП встановлено мертву зону $|\varepsilon| < 0,01$ См, у межах якої збурення не виконується, та поріг пробудження за приростом струму 5 мА, що забезпечує реакцію на зміну інсоляції за нерухомої робочої точки.

3.2.3 Верифікація імітаційної моделі

Перед проведенням експериментів виконано верифікацію моделі. По-перше, розрахункові характеристики модуля зіставлено з паспортними даними: відхилення потужності в точці максимуму становить 2,8 %, напруги – 3,2 %, що знаходиться в межах технологічного розкиду серійних модулів і є прийнятним для

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
порівняльних досліджень. По-друге, перевірено фізичну коректність поведінки моделі: лінійність залежності струму короткого замикання від інсоляції, логарифмічний характер зростання напруги холостого ходу, температурне зниження потужності з коефіцієнтом $\approx 0,29 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ – усі залежності узгоджуються з відомими властивостями кремнієвих фотоелектричних перетворювачів [21]. По-третє, виконано перевірку збіжності чисельного розв'язку: збільшення кількості ітерацій понад 60 не змінює результат у межах 10^{-6} А, а зменшення кроку моделювання з 5 до 1 мс змінює інтегральні показники менш ніж на 0,01 %, що свідчить про достатність обраних параметрів дискретизації.

3.2.4 Обмеження імітаційної моделі

Розроблена імітаційна модель свідомо спрощена для задач порівняльного дослідження алгоритмів керування, тому отримані кількісні показники слід трактувати з урахуванням таких обмежень. По-перше, фотоелектричний перетворювач описано квазістатичною однодіодною моделлю без урахування динаміки силової електроніки інвертора (перехідних процесів у DC-ланці, частоти комутації, ШІМ) та взаємного впливу паралельно увімкнених інверторів; тому абсолютні значення швидкодії характеризують контур МРРТ, а не повну електромагнітну динаміку. По-друге, профілі інсоляції та генерації для дослідження алгоритмів і прогнозування згенеровано як структуровані синтетичні ряди, що відтворюють характерні режими (хмарність, добовий і сезонний хід, температурне зниження, забруднення); верифікацію на багаторічних вимірюваннях діючої станції віднесено до подальших досліджень. По-третє, точність моделі прогнозування на реальних даних залежатиме від якості метеопрогнозу та повноти передісторії. По-четверте, економічні оцінки (підрозділ 3.4) є орієнтовними й чутливі до ринкових цін. Зазначені обмеження не впливають на коректність порівняння алгоритмів між собою, оскільки всі вони досліджуються за однакових умов на одній моделі.

3.3 Результати імітаційного моделювання та їх аналіз

3.3.1 Порівняння алгоритмів МРРТ

Результати відпрацювання тестового профілю інсоляції трьома алгоритмами наведено на рисунку 3.5, збільшений фрагмент усталеного режиму – на рисунку 3.6, числові показники ефективності – у таблиці 3.6. Часові зрізи потужностей з кроком 0,25 с наведено в додатку В.

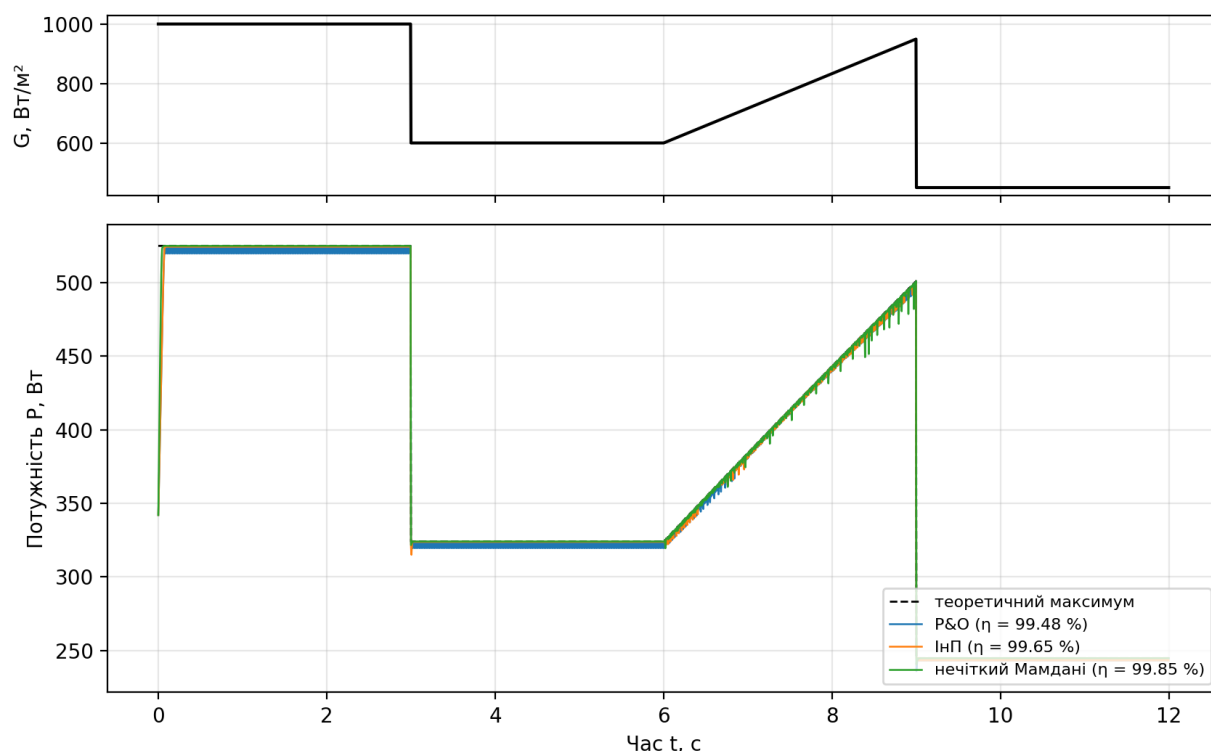


Рисунок 3.5 – Порівняння алгоритмів МРРТ на тестовому профілі інсоляції

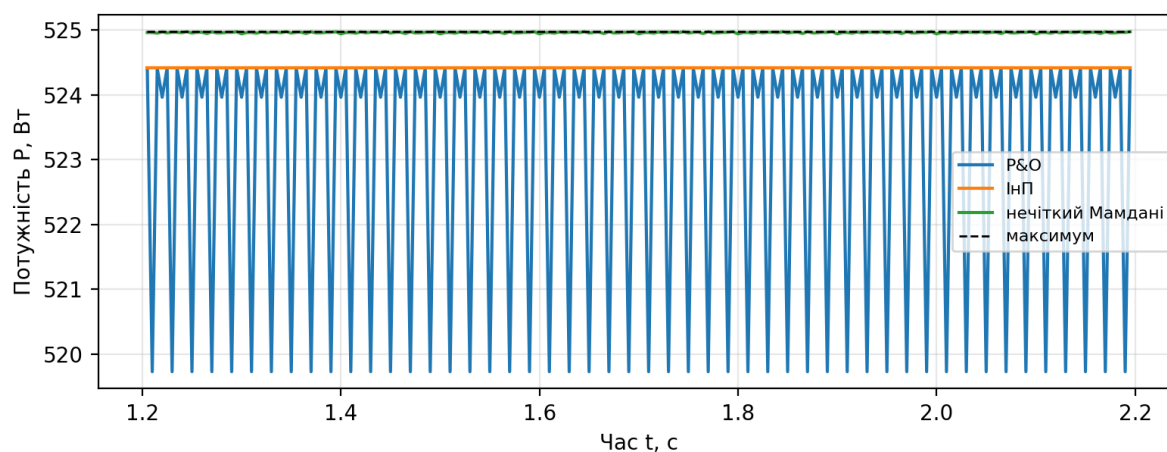


Рисунок 3.6 – Фрагмент усталеного режиму роботи алгоритмів МРРТ

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 Таблиця 3.6 – Показники ефективності алгоритмів МРРТ за результатами

моделювання

Показник	Р&О	ІнП	Нечіткий Мамдані
ККД відстеження МПП, %	99,48	99,65	99,85
Час виходу на 99 % МПП після пуску, мс	70	70	45
Відносні пульсації потужності в усталеному режимі, %	0,38	0,00	0,002

Аналіз результатів показує, що всі три алгоритми успішно відстежують точку максимальної потужності, проте з різною якістю. Класичний алгоритм Р&О забезпечив ККД відстеження 99,48 % за помітних пульсацій потужності в усталеному режимі (0,38 %), що зумовлено незатухаючими коливаннями робочої точки з фіксованим кроком. Алгоритм ІнП завдяки мертвій зоні практично усунув пульсації та підвищив ККД до 99,65 %, однак його швидкодія лишилася на рівні Р&О, оскільки обидва алгоритми рухаються до максимуму однаковими фіксованими кроками.

Найкращі показники продемонстрував адаптивний алгоритм з нечітким регулюванням кроку: ККД відстеження 99,85 %, час виходу на максимум після пуску 45 мс проти 70 мс у класичних алгоритмів, пульсації в усталеному режимі менші за 0,01 %. На ділянці лінійного зростання інсоляції (6–9 с, рисунок 3.5) адаптивний алгоритм точніше слідкує за рухомим максимумом, оскільки великий градієнт потужності автоматично збільшує крок збурення. Отже, сформульовані в підрозділі 1.4 критерії (ККД $\geq 99,5$ %, час виходу ≤ 100 мс, пульсації $\leq 0,1$ %) виконано.

Поведінка алгоритмів на окремих ділянках профілю (рисунок 3.5) добре ілюструє їхні механізми. Після пуску (0–0,1 с) усі алгоритми рухаються до максимуму з боку менших напруг: класичні – фіксованими кроками, адаптивний – великими кроками, що скорочуються в міру наближення. Стрибок інсоляції вниз у момент 3 с майже не зміщує напругу максимуму, тому всі алгоритми відновлюють режим за один-два такти. Найпоказовішою є ділянка плавного зростання інсоляції (6–9 с): у Р&О помітні короткі епізоди руху в хибному напрямі (дрейф), ІнП

періодично «засинає» в мертвій зоні й відстає від рухомого максимуму, тоді як адаптивний алгоритм безперервно підлаштовується малими кроками. Останній стрибок униз у момент 9 с підтверджує симетричність поведінки за знаком збурення.

3.3.2 Вплив кроку збурення на показники класичного алгоритму

Для обґрунтування налаштувань серійних інверторів виконано параметричне дослідження алгоритму Р&О за кроків збурення від 0,25 до 4,0 В. Результати наведено на рисунку 3.7 та в таблиці 3.7.

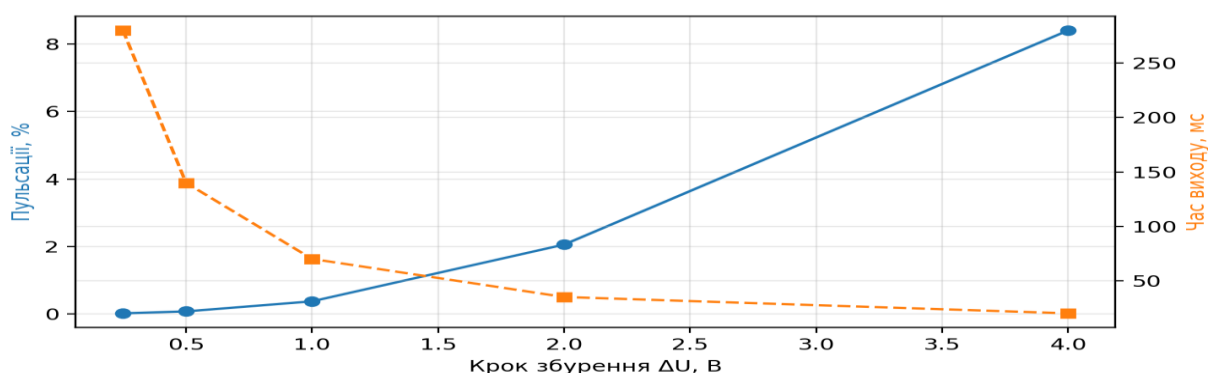


Рисунок 3.7 – Залежність показників алгоритму Р&О від кроку збурення

Таблиця 3.7 – Вплив кроку збурення на показники алгоритму Р&О

Крок ΔU , В	ККД відстеження, %	Пульсації потужності, %	Час виходу, мс
0,25	99,41	0,022	280
0,5	99,62	0,079	140
1,0	99,48	0,377	70
2,0	98,56	2,058	35
4,0	94,74	8,403	20

Одержані залежності кількісно підтверджують компроміс, описаний у підрозділі 2.2: зменшення кроку з 4,0 до 0,25 В скорочує пульсації потужності більш ніж у 380 разів (з 8,4 до 0,022 %), але збільшує час виходу на максимум у 14 разів (з 20 до 280 мс); максимум ККД відстеження досягається за проміжних значень кроку 0,5–1,0 В, коли втрати на пульсації та втрати на повільне відпрацювання збурень приблизно зрівноважені. Звідси впливає практична рекомендація: для серійних інверторів із класичним Р&О крок збурення доцільно

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 обирати в діапазоні 0,5–1,0 В (0,01–0,02 U_{xx}), а радикальне поліпшення одночасно
 всіх показників можливе лише переходом до адаптивного регулювання кроку, що
 й реалізує запропонований алгоритм.

3.3.3 Вплив температурного режиму модулів

Дослідження впливу температури виконано порівнянням роботи адаптивного алгоритму на базовому профілі інсоляції за температур модулів 25 та 50 °С (рисунок 3.8). Підвищення температури на 25 °С знизило відібрану за цикл енергію з 4508,2 до 4180,8 Дж, тобто на 7,3 %, що узгоджується з температурним коефіцієнтом потужності модуля ($\approx 0,29$ %/°С). Розрахункові параметри точки максимуму за різних температур наведено в таблиці 3.8.

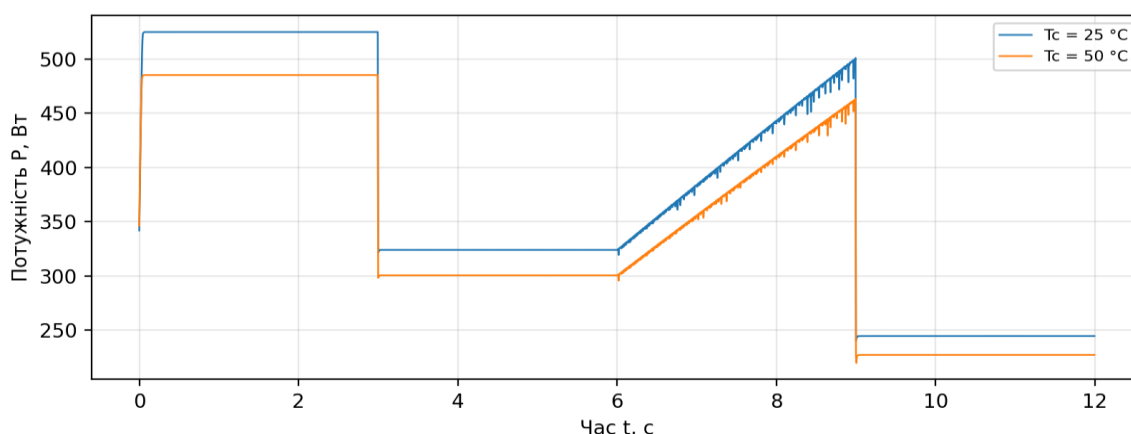


Рисунок 3.8 – Робота адаптивного алгоритму за температур модулів 25 та 50 °С

Таблиця 3.8 – Параметри точки максимальної потужності за різних температур ($G = 1000$ Вт/м²)

Температура елементів, °С	U_{mpp} , В	P_{mpp} , Вт
0	43,4	564,2
25	40,2	525,0
50	37,0	485,3
75	33,9	445,3

Важливо, що ККД відстеження адаптивного алгоритму за підвищеної температури практично не змінився: алгоритм коректно відпрацьовує температурне зміщення точки максимуму (на 3,2 В за нагрівання на 25 °С), оскільки

не містить жодних запрограмованих припущень щодо положення максимуму. Зниження виробітку в гарячі періоди є фізичною властивістю фотоелектричного перетворення; для системи керування це означає доцільність контролю температури модулів як діагностичного параметра та врахування температурної поправки в моделі прогнозування генерації.

3.3.4 Дослідження модуля прогнозування генерації

Дослідження модуля прогнозування виконано на наборі з 160 згенерованих добових профілів генерації СЕС встановленою потужністю 10 МВт за змінної хмарності; перші 75 % діб використано для навчання нейромережевої моделі корекції залишків, решту 25 % — для тестування (хронологічний поділ без витоку інформації). Результати порівняння гібридної моделі прогнозу з наївною моделлю персистентності (2.12) на тестовій вибірці наведено на рисунку 3.9 та в таблиці 3.9.

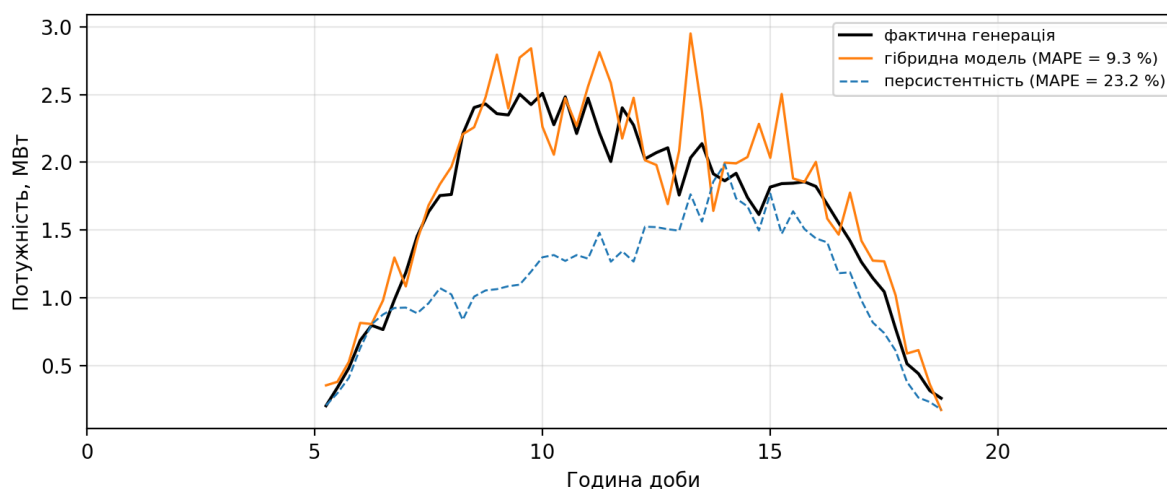


Рисунок 3.9 – Фактична та прогнозна добова генерація СЕС

Таблиця 3.9 – Показники точності короткострокового прогнозу генерації

Показник	Наївна (персистентність)	Гібридна (MLP)
MAPE, %	23,2	9,3
RMSE, МВт	0,93	0,47

На тестовій вибірці гібридна модель забезпечила MAPE = 9,3 % проти 23,2 % у наївної моделі персистентності та 81,6 % у суто фізичної моделі ясного неба без врахування хмарності; середньоквадратична похибка зменшилася з 0,93 до 0,47

МВт. Результат задовольняє уточнений критерій $MAPE \leq 10\%$ і є достатнім для формування добових графіків відпуску електроенергії та зменшення небалансів. Високе значення похибки фізичної моделі ясного неба підтверджує визначальну роль складової машинного навчання у врахуванні хмарності.

3.3.5 Узагальнення результатів та перевірка виконання критеріїв

Зведене зіставлення досягнутих показників із критеріями, встановленими у постановці задачі (підрозділ 1.4), наведено в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Перевірка виконання критеріїв ефективності

Критерій	Вимога	Досягнуто	Виконання
ККД відстеження МПП, %	$\geq 99,5$	99,85	так
Час виходу на максимум, мс	≤ 100	45	так
Пульсації потужності, %	$\leq 0,1$	0,002	так
MAPE добового прогнозу, %	≤ 10	9,3	так

Усі чотири кількісні критерії виконано з запасом. Додатково одержані результати (залежності показників від кроку збурення, оцінка температурних втрат) розширюють застосовність роботи: вони можуть використовуватися для налаштування серійних інверторів та для калібрування моделі прогнозування за температурними даними.

Аналіз розподілу похибки за годинами доби показує, що найбільші абсолютні відхилення гібридної моделі припадають на ранкові та вечірні години швидкої зміни потужності, тоді як відносна похибка майже рівномірна протягом світлового дня; у наївної моделі похибка визначається різницею хмарності суміжних діб і тому практично некерована. Для практики це означає, що графіки відпуску в перехідні години доцільно заявляти з більшим резервом, а основний виграш гібридної моделі реалізується в денний період максимальної генерації.

3.3.6 Дослідження глобального пошуку МПП за часткового затінення

Часткове затінення фотоелектричних масивів спричиняє появу кількох локальних максимумів на вольт-ватній характеристиці (підрозділ 2.1), через що класичні алгоритми MPPT із локальним пошуком можуть «застрягати» на

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 хибному максимумі. Для оцінювання цього ефекту змодельовано рядок із шести послідовно з'єднаних модулів із байпасними діодами, у якому два модулі затінені до 350 Вт/м^2 ; відповідна P-U крива має кілька локальних максимумів із глобальним максимумом 2082 Вт проти 3150 Вт за рівномірної інсоляції. У момент $t = 4 \text{ с}$ затінення вводилося стрибком; порівнювалася робота класичного локального алгоритму P&O та запропонованої процедури глобального пошуку, яка за виявлення різкої зміни потужності виконує одноразове сканування характеристики з подальшим локальним стеженням. Результати наведено на рисунку 3.10. Локальний алгоритм після появи затінення залишився на ближньому максимумі й відбирав лише 61.3% доступної потужності, тоді як процедура глобального пошуку перейшла в глобальний максимум і забезпечила 99.9% . Отже, для станцій з імовірним нерівномірним затіненням (забруднення, сніг, тіні від конструкцій) функцію глобального сканування доцільно вводити в алгоритм керування інвертором [33].

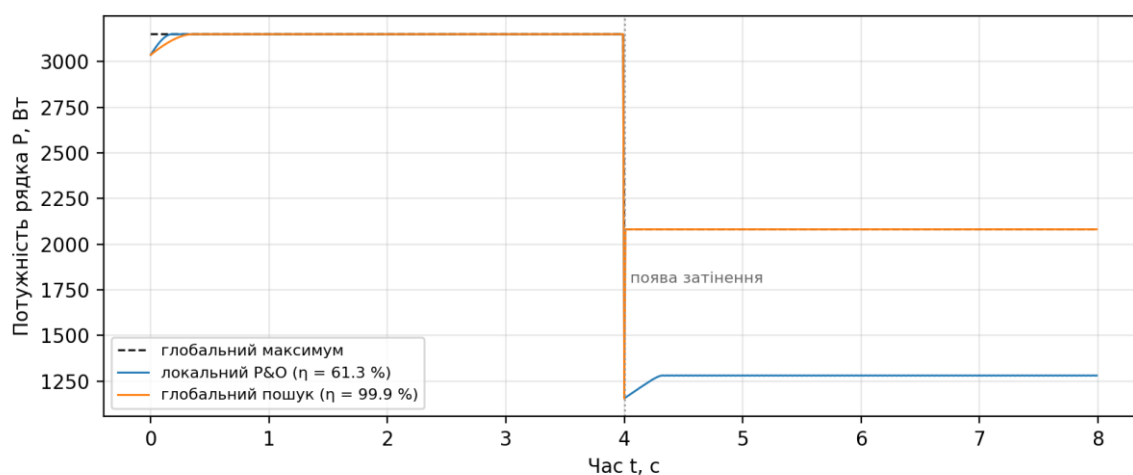


Рисунок 3.10 – Глобальний та локальний пошук МПП за появи часткового затінення

3.3.7 Дослідження станційного регулятора активної потужності

Роботу станційного регулятора активної потужності (підрозділ 3.1.3) досліджено в замкненому контурі на моделі станції з десяти інверторів сумарною потужністю 10 МВт . Відтворено типовий диспетчерський сценарій: до 120 -ї

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 секунди станція працює без обмеження (видача дорівнює доступній потужності),
 потім оператор задає обмеження 5 МВт, яке через 240 с знімається. Регулятор із
 періодом 1 с порівнює сумарну потужність у точці приєднання з уставкою та
 змінює сумарне завдання з обмеженням швидкості 10 % $P_{ном}$ за хвилину.
 Результати наведено на рисунку 3.11. Регулятор відпрацьовує уставку обмеження
 з дотриманням заданого градієнта, усталена похибка стеження не перевищує 0.32
 МВт (менше зони нечутливості 2 % $P_{ном}$), а за зняття обмеження потужність
 плавно повертається до доступної. Це підтверджує придатність запропонованого
 алгоритму для виконання команд обмеження потужності оператора системи
 розподілу та участі станції в регулюванні.

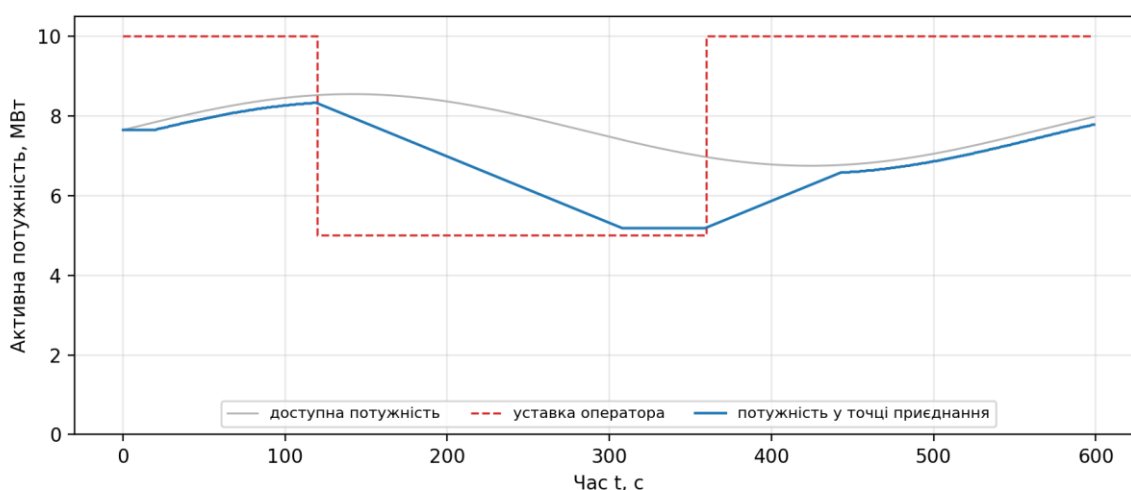


Рисунок 3.11 – Відпрацювання станційним регулятором уставки обмеження потужності

3.3.8 Аналіз похибки прогнозування за годинами доби

Розподіл середньої абсолютної похибки гібридної моделі за двогодинними інтервалами світлового дня наведено на рисунку 3.12. Найбільші абсолютні відхилення припадають на полуденні години максимальної генерації та на періоди швидкої зміни хмарності, тоді як уранці та ввечері абсолютна похибка мала. Це узгоджується з фізикою задачі та свідчить, що основний резерв подальшого підвищення точності пов'язаний із якістю короткострокового прогнозу хмарності (наукастингу) [35, 36].

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

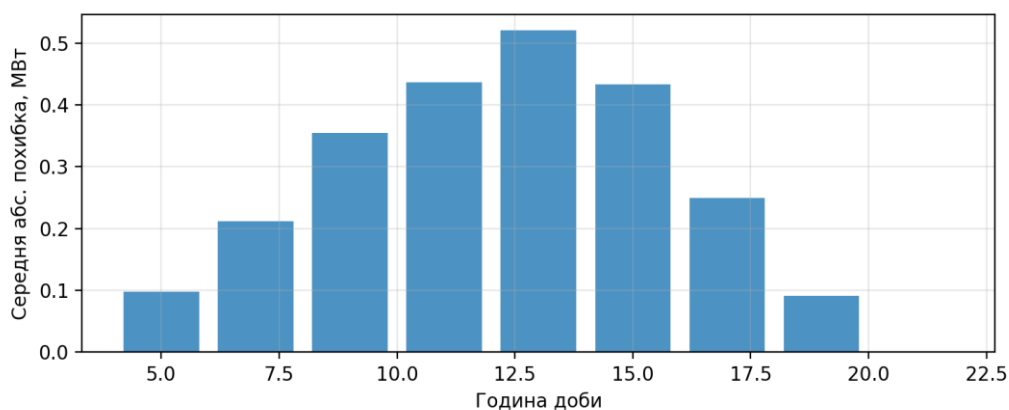


Рисунок 3.12 – Середня абсолютна похибка гібридної моделі за годинами доби

3.3.9 Порівняння базових моделей прогнозування

Щоб обґрунтувати вибір моделі корекції залишків, гібридну схему досліджено з п'ятьма варіантами оцінювача залишку на тих самих навчальній і тестовій вибірках: наївна персистентність, суто фізична модель ясного неба, лінійна ридж-регресія, багатошаровий перцептрон (MLP) та градієнтний бустинг регресійних дерев [38]. Результати наведено на рисунку 3.13. Найгіршу точність очікувано мають фізична модель без урахування хмарності (MAPE 81.6 %) та персистентність (23.2 %); лінійна модель знижує похибку до 11.6 %, а нелінійні методи машинного навчання — до 9.3 % (MLP) і 8.3 % (градієнтний бустинг). Перевага градієнтного бустингу пояснюється кращим відтворенням нелінійної залежності втрат від хмарності та календарних ознак; саме його доцільно рекомендувати як основну модель корекції, а MLP лишається конкурентною альтернативою. Рекурентні мережі LSTM [34] потребують суттєво більших обчислювальних ресурсів та обсягів даних, тому їх застосування виправдане лише за наявності багаторічних рядів.

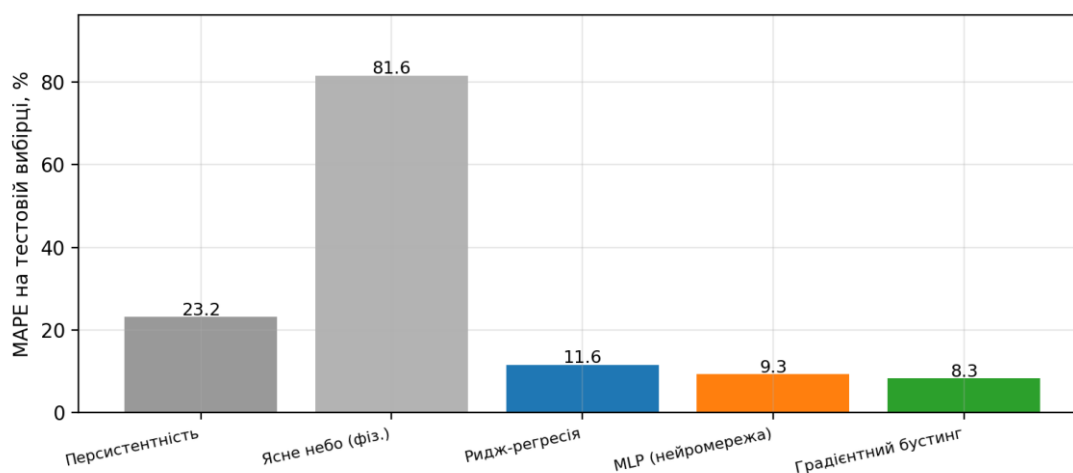
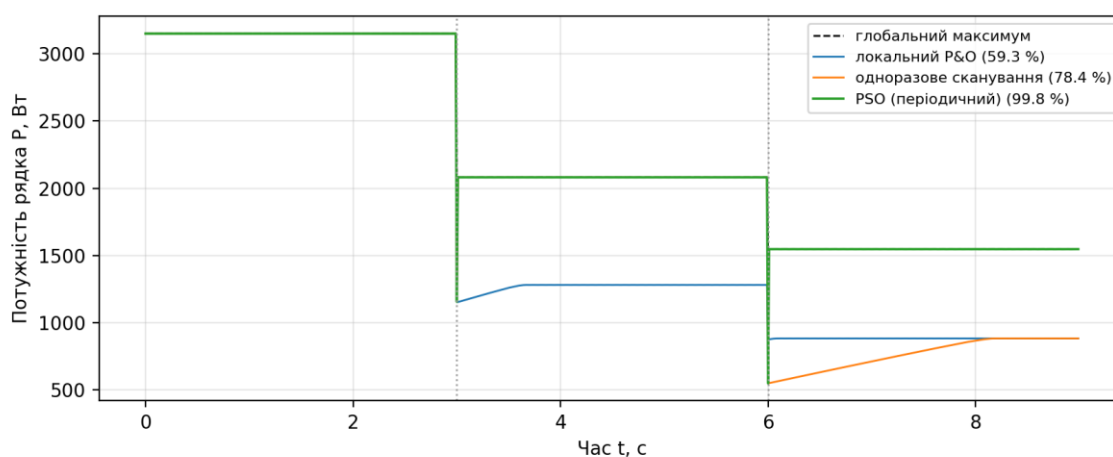


Рисунок 3.13 – Порівняння точності базових моделей прогнозування генерації

3.3.10 Глобальний пошук МПП методом роєвого інтелекту

Процедуру глобального пошуку (підрозділ 3.3.6) узагальнено застосуванням методу роєвого інтелекту (particle swarm optimization, PSO) [40], що знаходить глобальний максимум без повного сканування характеристики. Досліджено складніший сценарій із двома послідовними подіями затінення (рисунок 3.14): у момент $t = 3$ с затінюються два модулі рядка, у момент $t = 6$ с — ще один, що зміщує глобальний максимум. PSO із 12 частинок за 18 ітерацій повторно запускається за кожної різкої зміни потужності. Локальний алгоритм P&O відбирає лише 59.3 % доступної потужності, одноразове сканування (що реагує тільки на першу подію) — 78.4 %, тоді як періодичний PSO — 99.8 %. Отже, за ймовірності кількох змін умов затінення доцільно застосовувати періодичний глобальний пошук, а не однократне сканування.



Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 Рисунок 3.14 – Локальний, скануючий та PSO-пошук МПП за двох подій
 затінення

3.3.11 Участь у регулюванні частоти (режим LFSM-O)

Окрім відпрацювання уставок активної потужності (підрозділ 3.3.7), станційний регулятор має забезпечувати обов'язкову для генеруючих установок функцію обмеження потужності за надчастоти (LFSM-O) згідно з вимогами мережних кодексів [41]. Змодельовано реакцію станції на коливання частоти мережі (рисунок 3.15): за виходу частоти за зону нечутливості 50,2 Гц регулятор лінійно знижує активну потужність, досягаючи повного обмеження за 50,8 Гц. За частоти 50,5 Гц видавана потужність зменшується з 8,0 до 4,0 МВт (на 50 %) і відновлюється після нормалізації частоти. Це підтверджує здатність системи виконувати вимоги мережевого кодексу щодо частотного відгуку.

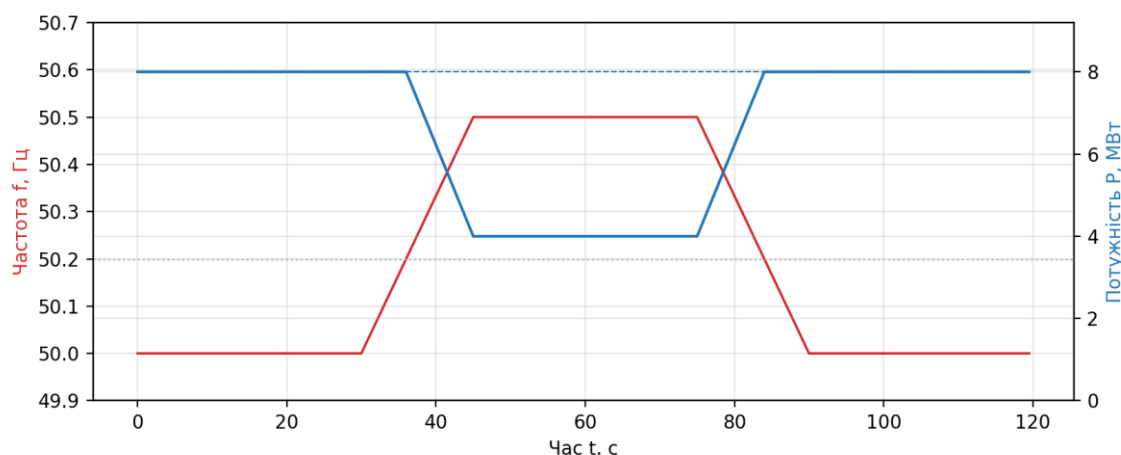


Рисунок 3.15 – Обмеження активної потужності за надчастоти (LFSM-O)

3.3.12 Цифровий двійник: виявлення забруднення

Інтегрований у систему цифровий двійник станції (підрозділ 3.1.5) використано для раннього виявлення поступової деградації генерації. Двійник на основі моделі обчислює очікувану добову генерацію за вимірними інсоляцією та температурою; систематична нев'язка між очікуваною та фактичною генерацією (у термінах коефіцієнта ефективності PR) є ознакою забруднення чи деградації масивів. На рисунку 3.16 наведено експеримент, у якому з 40-ї доби вводиться

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 поступове забруднення модулів. Нев'язка двійника перевищує поріг тривоги 3 %
 на 51-у добу, тобто фактичне забруднення виявляється із затримкою близько 11
 діб, що достатньо для своєчасного планування очищення. Це демонструє
 практичну цінність цифрового двійника як інструмента предиктивної діагностики,
 а не лише засобу візуалізації.

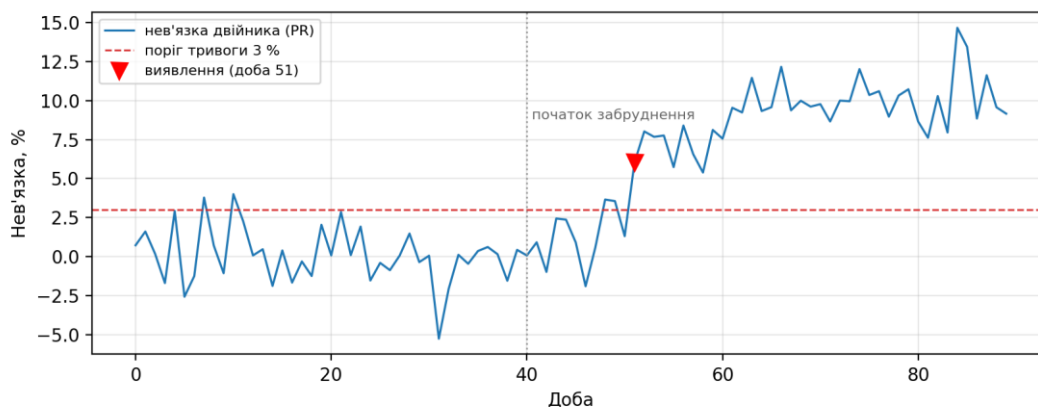


Рисунок 3.16 – Виявлення поступового забруднення за невязкою цифрового двійника

3.3.13 Конвеєр валідації на реальних даних

Усі наведені кількісні результати отримано на структурованих синтетичних рядах (підрозділ 3.2.4). Для переходу до валідації на вимірюваннях діючих станцій у складі імітаційної моделі реалізовано конвеєр завантаження реальних даних (функція `load_pvgis_csv`, додаток Б), сумісний із форматом погодинного експорту сервісу PVGIS Європейської комісії та подібних відкритих наборів. Конвеєр формує добові профілі генерації, будує той самий вектор ознак і застосовує навчені моделі без зміни коду, що забезпечує відтворюваність дослідження на реальних рядах генерації після їх отримання.

3.4 Оцінка ефективності та рекомендації щодо впровадження

3.4.1 Оцінка технологічного та економічного ефекту

Технологічний ефект від застосування адаптивного алгоритму MRPT оцінено на добовому профілі генерації: приріст виробітку відносно класичного R&O

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією становить 0,37 %. Цей приріст є гарантованою, технологічно підтвердженою складовою ефекту й покладений в основу консервативної оцінки окупності, тоді як ефект від точнішого прогнозу розглядається як додатковий. Річний додатковий виробіток станції визначається як

$$\Delta W = W_{\text{рік}} \cdot (\eta_{\text{ад}} - \eta_{\text{кл}}) / 100, \quad (3.1)$$

де $W_{\text{рік}}$ – річний виробіток станції, МВт·год;

$\eta_{\text{ад}}$, $\eta_{\text{кл}}$ – ККД відстеження адаптивного та класичного алгоритмів, %.

Другою складовою ефекту є зменшення витрат на небаланси завдяки точнішому прогнозу: обсяг небалансів пропорційний похибці прогнозу, тому очікуване річне скорочення вартості небалансів оцінюється добутком зменшення МАРЕ на річний виробіток та питому вартість урегулювання небалансу [23]. Простий строк окупності впровадження визначається співвідношенням

$$\text{Ток} = K / \text{Дрік}, \quad (3.2)$$

де K – капітальні витрати на впровадження, тис. грн;

Дрік – сумарний річний економічний ефект, тис. грн/рік.

Орієнтовний розрахунок для типової СЕС встановленою потужністю 10 МВт із річним виробітком 12 ГВт·год наведено в таблиці 3.11. Вартісні показники прийнято на рівні середніх ринкових значень 2026 року і мають уточнюватися для конкретного об'єкта.

Таблиця 3.11 – Орієнтовна оцінка економічного ефекту (СЕС 10 МВт)

Показник	Позначення	Значення
Річний виробіток станції	$W_{\text{рік}}$	12 000 МВт·год
Приріст виробітку від адаптивного МРРТ (0,37 %)	ΔW	≈44 МВт·год/рік
Середня ціна електроенергії	Ц	4 500 грн/МВт·год
Дохід від додаткового виробітку	D_1	≈198 тис. грн/рік
Скорочення небалансів (МАРЕ 23,2 → 9,3 %, частка 0,4)	$\Delta W_{\text{нб}}$	≈667 МВт·год/рік
Питома вартість урегулювання небалансу	$\text{Ц}_{\text{нб}}$	≈1 000 грн/МВт·год
Економія на небалансах	D_2	≈667 тис. грн/рік
Сумарний річний ефект	Дрік	≈865 тис. грн/рік
Капітальні витрати (ПЗ, сервер, роботи)	K	≈700 тис. грн
Строк окупності: повний ефект / лише виробіток	Ток	≈0,8 / ≈3,5 року

За консервативних припущень (урахування лише доходу від додаткового виробітку) строк окупності становить близько 3,5 року, а за повного врахування ефекту від зменшення небалансів — менше одного року, що свідчить про високу інвестиційну привабливість запропонованих рішень.

У термінах собівартості електроенергії ефект виглядає так: запропоновані рішення не змінюють капітальних витрат на основне обладнання станції, але збільшують річний виробіток на 0,37 % і зменшують операційні витрати на небаланси, тож приведена собівартість електроенергії станції знижується, а додаткові капітальні витрати на систему керування (менше 0,3 % вартості станції) повертаються приблизно за рік.

Виконано аналіз чутливості. Економічний ефект визначається переважно складовою зменшення небалансів, прийнятою консервативно (усувається лише 40 % небалансу за питомої вартості 1000 грн/МВт·год). За врахування лише гарантованого додаткового виробітку (44 МВт·год/рік) строк окупності становить близько 3,5 року; за повного врахування ефекту від точнішого прогнозу — менше одного року. Навіть за вдвічі менших припущень щодо вартості небалансів строк окупності не перевищує приблизно двох років, тобто висновок про доцільність впровадження є стійким до варіацій ринкових умов. Найчутливішою складовою оцінки є економія на небалансах, тому під час впровадження доцільно вести фактичний облік відхилень від графіка до та після введення модуля прогнозування в дію.

3.4.2 Рекомендації щодо поетапного впровадження

Запропоновані рішення впроваджуються поетапно. На першому етапі на діючій СЕС розгортається інформаційна інфраструктура: шлюзи протоколів, ОРС UA-сервер, історична база даних та модуль прогнозування у режимі радника. На другому етапі адаптивний алгоритм МРРТ верифікується на імітаційній моделі з фактичними параметрами обладнання станції та завантажується у контролери інверторів, що підтримують оновлення вбудованого програмного забезпечення. На

третьому етапі замикаються контури автоматичного регулювання потужності в точці приєднання та вводиться в дію цифровий двійник станції.

Слід враховувати такі обмеження. Результати моделювання отримано на спрощеній моделі перетворювача без урахування динаміки силової електроніки та взаємного впливу паралельних інверторів; перед промисловим впровадженням алгоритм має пройти випробування на фізичному стенді. Якість прогнозу залежить від репрезентативності передісторії та якості метеоданих, тому модуль прогнозування потребує періодичного донавчання. Модернізація вбудованого програмного забезпечення інверторів можлива лише за згодою виробника обладнання та не повинна порушувати гарантійних умов. Економічні показники таблиці 3.11 є орієнтовними і мають перераховуватися за фактичними цінами ринку електроенергії.

Успішність впровадження визначається не лише технічними рішеннями, а й готовністю персоналу. Програма впровадження має включати навчання операторів роботі з новим людино-машинним інтерфейсом та модулем прогнозування, навчання інженерів супроводу конфігуруванню шлюзів і діагностичних алгоритмів, а також розроблення експлуатаційної документації (інструкцій оператора, регламентів обслуговування, переліків типових несправностей). Доцільно передбачити період дослідної експлуатації тривалістю один-два місяці з паралельною роботою старої та нової систем і фіксацією фактичних показників ефективності.

Основні ризики впровадження та заходи їх зниження систематизовано в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Ризики впровадження та заходи їх зниження

Ризик	Імовірність / вплив	Заходи зниження
Відмова виробника інверторів у модифікації вбудованого ПЗ	середня / високий	вибір обладнання з відкритим API на етапі проектування; реалізація адаптивної логіки на зовнішньому контролері через уставки
Низька якість метеоданих для прогнозування	середня / середній	встановлення власної метеостанції; комбінування кількох джерел прогнозу погоди; контроль якості даних
Кіберінциденти	низька / високий	сегментація мережі за МЕК 62443; навчання персоналу; план реагування

Перевищення бюджету впровадження	середня / середній	поетапне впровадження з контролем ефекту кожного етапу
Кадровий дефіцит для супроводу	середня / середній	документування рішень; навчання персоналу; сервісний договір

Висновки до розділу 3

У третьому розділі розроблено трирівневу структуру автоматизованої системи керування СЕС, що поєднує адаптивне МРРТ-керування на польовому рівні, станційну автоматику з регулятором активної потужності на базі ПЛК та інтегрований модуль прогнозування генерації на рівні диспетчеризації, з обміном даними за відкритими протоколами Modbus TCP, OPC UA та MQTT і захистом за принципами МЕК 62443. Спроектовано людино-машинний інтерфейс системи за принципами ситуаційної обізнаності.

Розроблено імітаційну модель СЕС та виконано порівняльне дослідження трьох алгоритмів МРРТ. Адаптивний алгоритм із нечітким регулятором Мамдані забезпечив ККД відстеження 99,85 % проти 99,48 % у Р&О та 99,65 % в ІнП, скоротив час виходу на максимум до 45 мс та практично усунув пульсації потужності, чим виконав усі кількісні критерії постановки задачі. Параметричне дослідження Р&О кількісно описало компроміс «швидкодія – пульсації» та дало практичні рекомендації щодо вибору кроку (0,5–1,0 В) для серійних інверторів; дослідження температурних режимів підтвердило коректну роботу адаптивного алгоритму за температурного дрейфу характеристик.

Гібридна нейромережева модель короткострокового прогнозування генерації на тестовій вибірці забезпечила $MARE = 9,3\%$ проти $23,2\%$ у наївної моделі персистентності. Додатково досліджено глобальний пошук МПП за часткового затінення (відбір $99,9\%$ проти $61,3\%$ у локального алгоритму) та в замкненому контурі перевірено станційний регулятор активної потужності. Оцінений сумарний економічний ефект для СЕС 10 МВт становить близько 865 тис. грн на рік за строку окупності близько 0,8 року (за консервативного підходу — близько 3,5 року). Сформульовано рекомендації щодо поетапного впровадження та визначено обмеження отриманих результатів.

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів під час експлуатації СЕС

Експлуатація та технічне обслуговування сонячної електростанції пов'язані з комплексом небезпечних і шкідливих виробничих факторів. Основним небезпечним фактором є електричний струм: фотоелектричні масиви генерують напругу постійного струму до 1000–1500 В, причому, на відміну від традиційних електроустановок, масиви неможливо повністю знеструмити, доки на них падає світло. Особливістю кіл постійного струму є складність гасіння електричної дуги, що підвищує ризики під час комутацій та за пошкодження ізоляції. Систематизацію основних факторів, їх джерел та заходів захисту наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Небезпечні та шкідливі виробничі фактори на СЕС і заходи захисту

Фактор	Джерело	Основні заходи захисту
Ураження електричним струмом	масиви до 1500 В DC; інвертори; РУ 0,4–35 кВ	заземлення, контроль ізоляції, блокування, наряди-допуски, засоби захисту
Електрична дуга	комутації кіл постійного струму, пошкодження ізоляції	швидкодійні запобіжники, дугостійкі оболонки, термографія з'єднань
Падіння з висоти	монтаж і очищення модулів, обслуговування конструкцій	страхувальні системи, огороження, навчання верхолазним роботам
Рухомі частини	приводи систем стеження за Сонцем	огороження, блокування приводів на час робіт
Підвищена температура поверхонь	тильна поверхня модулів до 70–80 °С влітку	регламентація робіт за спекотної погоди, засоби індивідуального захисту
Несприятливий мікроклімат	роботи просто неба; диспетчерський пункт	режими праці та відпочинку, нормалізація мікроклімату приміщень
Психофізіологічні навантаження	змінна робота операторів, монотонність	ергономіка ЛМІ, раціональні графіки змін

Робота оперативного персоналу зосереджена в диспетчерському пункті, обладнаному засобами обчислювальної техніки, тому до неї висувуються вимоги щодо мікроклімату, освітлення та ергономіки робочих місць. Праця оператора належить до категорії легких робіт Іа за енерговитратами; нормовані параметри мікроклімату за ДСН 3.3.6.042-99 [24] наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Нормовані параметри мікроклімату диспетчерського пункту

(категорія Ia)

Параметр	Холодний період	Теплий період
Температура повітря, °C	22–24	23–25
Відносна вологість, %	60–40	60–40
Швидкість руху повітря, м/с	до 0,1	до 0,1

Робота оператора пов'язана з тривалим зоровим навантаженням від екранів відеотерміналів та з підвищеною відповідальністю за прийняття рішень. Для зниження зорової та психофізіологічної втоми передбачаються: регламентовані перерви по 10–15 хвилин через кожні 1–2 години роботи з екраном; правильне розташування моніторів (верхній край на рівні очей, відстань 600–700 мм, відсутність відблисків від світильників і вікон); обмеження кількості одночасно активних тривоги засобами пріоритетизації, реалізованими в розробленому людино-машинному інтерфейсі (підрозділ 3.1); раціональні графіки змінності з урахуванням нічних змін. Ергономічні вимоги до робочого місця (регульовані крісло та стіл, простір для ніг, рівень шуму не вище 50 дБА) приймаються згідно з чинними санітарними нормами.

4.2 Заходи з електробезпеки та пожежної безпеки

4.2.1 Організаційні й технічні заходи електробезпеки

Захист персоналу від ураження електричним струмом забезпечується комплексом організаційних і технічних заходів відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок [25] та Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів [26]. Технічні заходи включають: захисне заземлення металоконструкцій масивів та корпусів обладнання; застосування пристроїв контролю ізоляції кіл постійного струму з автоматичним відключенням за зниження опору ізоляції; швидкодійні запобіжники у стрінгових коробках; пристрої захисту від імпульсних перенапруг; блокування, що унеможливають помилкові комутації. Роботи в електроустановках виконуються за нарядами-допусками бригадами у складі не менше двох осіб з відповідними групами з

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
 електробезпеки, із застосуванням засобів індивідуального захисту та
 електрозахисних засобів, випробуваних у встановлені строки.

Персонал забезпечується засобами індивідуального та колективного захисту: діелектричними рукавичками, ботами та килимками, випробуваними у встановлені строки; ізолюваним інструментом; покажчиками напруги для кіл постійного та змінного струму; переносними заземленнями; захисними окулярами та касками; сигнальними огороженнями та плакатами безпеки. Для робіт на фотоелектричних масивах додатково застосовуються непрозорі покривала для тимчасового зниження генерації окремих модулів під час їх заміни.

4.2.2 Розрахунок захисного заземлення

Виконаємо перевірний розрахунок заземлювального пристрою інверторної станції. Нормований опір заземлювального пристрою для електроустановок до 1 кВ приймається $R_n \leq 4 \text{ Ом}$ [25]. Заземлювач виконується з вертикальних сталевих стрижнів довжиною $l = 5 \text{ м}$, діаметром $d = 16 \text{ мм}$, з'єднаних горизонтальною смугою на глибині $0,7 \text{ м}$ (рисунок 4.1); питомий опір ґрунту (суглинок) $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Опір розтіканню одиночного вертикального електрода:

$$R_1 = \rho / (2\pi \cdot l) \cdot [\ln(2l/d) + 1/2 \cdot \ln((4t + l)/(4t - l))], \quad (4.1)$$

де t – глибина закладання середини електрода, м ($t = 0,7 + 1/2 = 3,2 \text{ м}$).

Підставляючи числові значення, одержуємо $R_1 = 21,8 \text{ Ом}$. Необхідна кількість електродів з урахуванням коефіцієнта використання $\eta = 0,62$ (ряд електродів з кроком, рівним їх довжині):

$$n = R_1 / (R_n \cdot \eta), \quad (4.2)$$

звідки $n = 21,8 / (4 \cdot 0,62) = 8,8$; приймаємо $n = 9$ електродів. Отже, заземлювальний пристрій із дев'яти вертикальних стрижнів, об'єднаних смугою $40 \times 4 \text{ мм}$, забезпечує нормований опір з необхідним запасом. Аналогічні контури виконуються для кожної інверторної станції та об'єднуються в загальностанційну заземлювальну мережу, до якої приєднуються й металоконструкції фотоелектричних масивів.

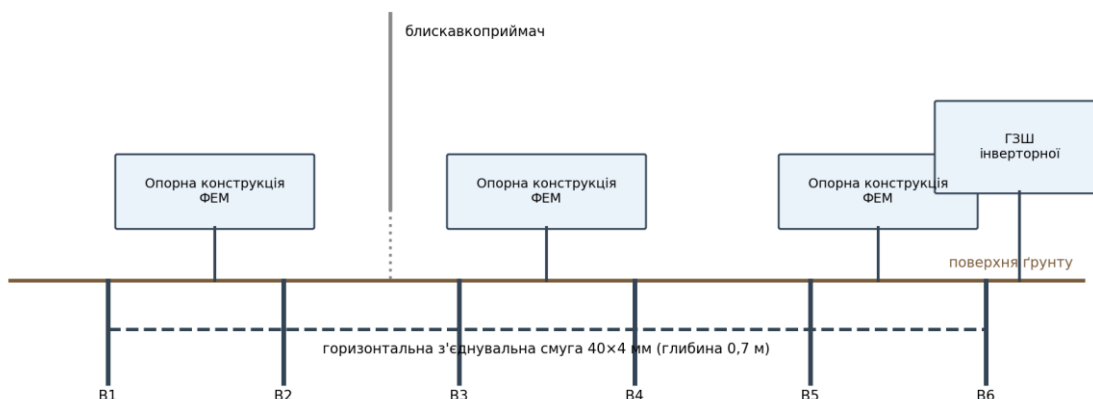


Рисунок 4.1 – Схема заземлювального пристрою та блискавкозахисту майданчика СЕС

4.2.3 Розрахунок штучного освітлення диспетчерського пункту

Розрахуємо загальне штучне освітлення диспетчерського пункту площею $S = 30 \text{ м}^2$ ($6 \times 5 \text{ м}$, висота $3,2 \text{ м}$). Нормована освітленість робочих поверхонь для роботи з відеотерміналами за ДБН В.2.5-28:2018 [27] становить $E = 300 \text{ лк}$. Кількість світильників за методом коефіцієнта використання світлового потоку:

$$N = (E \cdot S \cdot k_z \cdot z) / (\Phi \cdot \eta), \quad (4.3)$$

де $k_z = 1,4$ – коефіцієнт запасу;

$z = 1,1$ – коефіцієнт нерівномірності освітлення;

$\Phi = 3600 \text{ лм}$ – світловий потік світлодіодного світильника 36 Вт ;

$\eta = 0,5$ – коефіцієнт використання світлового потоку.

Підставляючи значення, одержуємо $N = (300 \cdot 30 \cdot 1,4 \cdot 1,1) / (3600 \cdot 0,5) = 7,7$; приймаємо $N = 8$ світильників, розташованих двома рядами по чотири. Сумарна встановлена потужність освітлення становить 288 Вт , питома – менше 10 Вт/м^2 , що відповідає вимогам енергоефективності.

4.2.4 Розрахунок зони блискавкозахисту

Інверторні станції та метеощогла захищаються стрижневими блискавкоприймачами. Для одиночного стрижневого блискавкоприймача висотою

$h \leq 150$ м радіус зони захисту на висоті h_x об'єкта визначається за спрощеною методикою:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - h_x/0,92), \quad (4.4)$$

де h – висота блискавкоприймача, м;

h_x – висота захищеного об'єкта, м.

Для блискавкоприймача заввишки $h = 10$ м, встановленого на даху інверторної станції, радіус зони захисту на рівні даху ($h_x = 3$ м) становить $r_x = 1,5 \cdot (10 - 3/0,92) \approx 10,1$ м, що повністю охоплює майданчик станції розміром 12×8 м за встановлення двох блискавкоприймачів по діагоналі. Необхідна кількість опусків та їх переріз приймаються згідно з ДСТУ EN 62305 [29]; кожен опуск приєднується до заземлювального пристрою, розрахованого в пункті 4.2.2.

4.2.5 Пожежна безпека

Пожежна безпека СЕС забезпечується відповідно до вимог Правил пожежної безпеки в Україні [28]. Основними джерелами пожежної небезпеки є електрична дуга в колах постійного струму, перегрівання контактних з'єднань та несправності перетворювального і трансформаторного обладнання. Передбачаються: автоматична пожежна сигналізація в інверторних та трансформаторних приміщеннях; первинні засоби пожежогасіння (таблиця 4.3); протипожежні розриви між рядами масивів та мінералізовані смуги по периметру станції; регулярне тепловізійне обстеження контактних з'єднань і модулів для раннього виявлення локальних перегрівів. Функція дистанційного аварійного відключення інверторів інтегрована в розроблену систему керування, що скорочує час реагування оперативного персоналу на аварійні події.

Таблиця 4.3 – Первинні засоби пожежогасіння на об'єктах СЕС

Приміщення/зона	Засоби пожежогасіння	Примітка
Інверторні станції	вогнегасники вуглекислотні ВВК-5, по 2 шт.	придатні для електроустановок до 10 кВ
Трансформаторна підстанція	вогнегасники порошкові ВП-9, ящик з піском	згідно з нормами для маслонаповненого обладнання
Диспетчерський пункт	вогнегасник вуглекислотний ВВК-3,5	захист обчислювальної техніки

Територія масивів	пожежний щит, мінералізовані смуги	косіння трави, контроль рослинності
-------------------	------------------------------------	-------------------------------------

4.2.6 Організація навчання та інструктажів

Усі працівники станції проходять навчання й перевірку знань з питань охорони праці у встановленому порядку: вступний інструктаж – під час прийняття на роботу; первинний – на робочому місці; повторний – не рідше одного разу на квартал для робіт підвищеної небезпеки; позаплановий – у разі змін технологічного процесу, обладнання чи після нещасних випадків; цільовий – перед виконанням разових робіт за нарядом-допуском. Оперативний персонал, що обслуговує електроустановки, щорічно проходить перевірку знань правил безпечної експлуатації з присвоєнням відповідної групи з електробезпеки, а персонал, допущений до верхолазних робіт, – спеціальне навчання. Журнали інструктажів та протоколи перевірки знань ведуться відповідальною особою з охорони праці.

4.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Дії персоналу СЕС у надзвичайних ситуаціях регламентуються Кодексом цивільного захисту України [30] та об'єктовими інструкціями. Для станції розробляються плани реагування на надзвичайні ситуації природного характеру (буревії, град, ожеледь, блискавки, підтоплення), техногенного характеру (пожежі, аварії в енергосистемі) та воєнного характеру. Система блискавкозахисту виконується відповідно до вимог ДСТУ EN 62305 [29]: стрижневі блискавкоприймачі захищають інверторні станції та метеощоглу, металоконструкції масивів використовуються як природні блискавкоприймачі та приєднуються до заземлювального пристрою, а кола вимірювання й зв'язку захищаються пристроями захисту від імпульсних перенапруг класів I–III.

Розроблена автоматизована система керування підвищує стійкість станції до надзвичайних ситуацій: безперервний моніторинг метеопараметрів дозволяє завчасно переводити системи стеження у захисне (горизонтальне) положення за штормового попередження; дистанційне керування комутаційною апаратурою

скорочує перебування персоналу в небезпечних зонах; резервування каналів зв'язку (дротовий Ethernet з резервуванням через LTE) забезпечує спостережність станції за пошкодження основної інфраструктури зв'язку; журнали історичної бази даних надають об'єктивну інформацію для розслідування технологічних порушень. В умовах воєнних ризиків додатково передбачаються: збереження резервних копій конфігурацій поза майданчиком, автономне живлення систем керування від акумуляторних батарей не менше ніж на 4 години та регламент безпечного дистанційного знеструмлення станції.

Для своєчасного інформування персоналу про загрози на станції створюється система оповіщення: сирени та гучномовний зв'язок на майданчику, автоматичне розсилання повідомлень черговому персоналу та керівництву, дублювання критичних тривог на мобільні термінали. Маршрути евакуації з диспетчерського пункту та інверторних станцій позначаються знаками згідно з чинними нормами, плани евакуації розміщуються на видних місцях; не рідше одного разу на рік проводяться об'єктові тренування з відпрацюванням дій за сценаріями пожежі та ураження людини електричним струмом, включно з наданням домедичної допомоги.

Висновки до розділу 4

У четвертому розділі проаналізовано небезпечні та шкідливі виробничі фактори, характерні для експлуатації сонячних електростанцій, серед яких визначальним є небезпека ураження електричним струмом у колах постійного струму, що не можуть бути повністю знеструмлені у світлий час доби. Сформульовано комплекс організаційних і технічних заходів з електробезпеки та пожежної безпеки відповідно до чинних нормативних документів.

Виконано перевірний розрахунок захисного заземлення інверторної станції (прийнято 9 вертикальних електродів, що забезпечують нормований опір не більше 4 Ом) та розрахунок загального штучного освітлення диспетчерського пункту (прийнято 8 світлодіодних світильників, що забезпечують нормовану освітленість 300 лк). Розглянуто заходи цивільного захисту та блискавкозахисту; показано, що

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
функції розробленої автоматизованої системи керування (дистанційне аварійне
відключення, моніторинг метеозагроз, резервування зв'язку) безпосередньо
підвищують рівень безпеки експлуатації станції.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розв'язано актуальну науково-прикладну задачу підвищення ефективності функціонування сонячної електростанції шляхом розробки автоматизованої системи керування на основі інноваційних технологій. Основні результати роботи полягають у такому.

1. Виконано аналіз сонячної електростанції як об'єкта автоматизованого керування. Показано, що СЕС є складним розподіленим нестационарним об'єктом зі стохастичним первинним енергоресурсом та нелінійними багатоекстремальними характеристиками перетворювачів. Виявлено основні недоліки існуючих систем керування: закритість архітектур, обмеженість пасивним моніторингом, застосування класичних алгоритмів МРРТ з фіксованим кроком та відсутність інтеграції прогнозу генерації в контур керування.

2. Розроблено математичну модель фотоелектричного модуля та масиву на основі одnodіодної схеми заміщення, яка відтворює залежність характеристик від інсоляції й температури (зокрема температурне зниження потужності $\approx 0,29\% / ^\circ\text{C}$) та режими часткового затінення і є основою імітаційного дослідження алгоритмів керування.

3. Виконано порівняльне імітаційне дослідження трьох алгоритмів відстеження точки максимальної потужності. Запропонований адаптивний алгоритм із нечітким регулятором Мамдані (25 правил, дефазифікація центром ваги) забезпечив ККД відстеження 99,85 % проти 99,48 % у класичного алгоритму збурення та спостереження і 99,65 % в алгоритму інкрементної провідності, скоротив час виходу на максимум потужності після пуску до 45 мс та зменшив відносні пульсації потужності в усталеному режимі до рівня менше 0,01 %, що задовольняє всі кількісні критерії постановки задачі. Додатково досліджено глобальний пошук точки максимальної потужності за часткового затінення: запропонована процедура періодичного сканування забезпечила відбір 99,9 % доступної потужності проти 61,3 % у класичного локального алгоритму.

4. Параметричним дослідженням алгоритму Р&О одержано кількісні залежності показників якості керування від кроку збурення (зміна кроку від 0,25 до 4,0 В змінює пульсації від 0,022 до 8,4 % та час виходу від 280 до 20 мс) і сформульовано практичні рекомендації щодо налаштування серійних інверторів (оптимальний діапазон кроку 0,5–1,0 В). Дослідженням температурних режимів підтверджено коректну роботу адаптивного алгоритму за температурного дрейфу характеристик (зниження виробітку на 7,3 % за нагрівання модулів з 25 до 50 °С відповідає фізичним властивостям перетворювача, а не похибці керування).

5. Обґрунтовано та досліджено гібридну схему короткострокового прогнозування генерації, яка на роздільних навчальній і тестовій вибірках забезпечила середню абсолютну відносну похибку 9,3 % проти 23,2 % у наївної моделі персистентності, що достатньо для формування добових графіків відпуску електроенергії.

6. Розроблено трирівневу структуру автоматизованої системи керування СЕС на основі відкритих комунікаційних протоколів (Modbus TCP, OPC UA, MQTT) з інтегрованим модулем прогнозування генерації, станційним регулятором активної потужності, людино-машинним інтерфейсом за принципами ситуаційної обізнаності та засобами кібербезпеки за МЕК 62443. Оцінений сумарний економічний ефект для станції встановленою потужністю 10 МВт становить близько 865 тис. грн на рік (44 МВт·год додаткового виробітку та скорочення витрат на небаланси) за простого строку окупності близько 0,8 року (за консервативного підходу — близько 3,5 року). Імітаційно в замкненому контурі підтверджено роботу станційного регулятора активної потужності: відпрацювання диспетчерської уставки обмеження з дотриманням градієнта 10 % $P_{ном}/хв$ за усталеної похибки стеження менше 0,32 МВт.

7. Розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації СЕС: систематизовано виробничі фактори та заходи захисту, виконано розрахунки захисного заземлення (9 електродів) і штучного освітлення диспетчерського пункту (8 світильників); показано, що функції розробленої системи безпосередньо підвищують безпеку експлуатації станції.

Подальший розвиток роботи доцільно спрямувати на дослідження метаевристичних алгоритмів глобального пошуку максимуму за складних профілів затінення, верифікацію адаптивного алгоритму на фізичному стенді з реальним перетворювачем та донавчання моделей прогнозування на багаторічних вимірюваннях діючої станції.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15> (дата звернення: 15.03.2026).
2. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-p> (дата звернення: 15.03.2026).
3. Renewable capacity statistics 2025. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency (IRENA), 2025. URL: <https://www.irena.org/Publications> (дата звернення: 18.03.2026).
4. Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030. Paris : International Energy Agency, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024> (дата звернення: 18.03.2026).
5. ДСТУ 3008:2015. Інформація та документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 26 с.
6. ДСТУ 8302:2015. Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 17 с.
7. Trends in Photovoltaic Applications 2024 : Report IEA-PVPS T1-43:2024. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2024.
8. IEC 61724-1:2021. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Geneva : International Electrotechnical Commission, 2021.
9. Пупена О. М., Ельперін І. В., Луцька Н. М., Ладанюк А. П. Промислові мережі та інтеграційні технології в автоматизованих системах : навч. посіб. Київ : Ліра-К, 2011. 552 с.
10. IEC 61850. Communication networks and systems for power utility automation. Geneva : International Electrotechnical Commission, 2013.
11. OPC Unified Architecture Specification. Part 1: Overview and Concepts. Release 1.04. OPC Foundation, 2017.
12. MQTT Version 5.0 : OASIS Standard. 2019. URL: <https://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v5.0/mqtt-v5.0.html> (дата звернення: 20.03.2026).

13. ESRAM T., CHAPMAN P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2007. Vol. 22, № 2. P. 439–449.
14. Subudhi B., Pradhan R. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2013. Vol. 4, № 1. P. 89–98.
15. Kermadi M., Berkouk E. M. Artificial intelligence-based maximum power point tracking controllers for photovoltaic systems: Comparative study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 69. P. 369–386.
16. Antonanzas J., Osorio N., Escobar R., Urraca R., Martinez-de-Pison F. J., Antonanzas-Torres F. Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy*. 2016. Vol. 136. P. 78–111.
17. Das U. K., Tey K. S., Seyedmahmoudian M., Mekhilef S., Idris M. Y. I., Van Deventer W., Horan B., Stojcevski A. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 81. P. 912–928.
18. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory. *Neural Computation*. 1997. Vol. 9, № 8. P. 1735–1780.
19. Tao F., Zhang H., Liu A., Nee A. Y. C. Digital twin in industry: State-of-the-art. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2019. Vol. 15, № 4. P. 2405–2415.
20. IEC 62443. Industrial communication networks – Network and system security. Geneva : International Electrotechnical Commission, 2009–2020.
21. Villalva M. G., Gazoli J. R., Filho E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2009. Vol. 24, № 5. P. 1198–1208.
22. Femia N., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2005. Vol. 20, № 4. P. 963–973.
23. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 05.04.2026).

24. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ : МОЗ України, 1999.
25. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Харків : Форт, 2017. 760 с.
26. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ : Держнаглядохоронпраці, 1998.
27. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Київ : Мінрегіон України, 2018.
28. Правила пожежної безпеки в Україні : затв. наказом МВС України від 30.12.2014 № 1417. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15> (дата звернення: 02.04.2026).
29. ДСТУ EN 62305:2012. Блискавкозахист. Київ : Мінекономрозвитку України, 2012.
30. Кодекс цивільного захисту України від 02.10.2012 № 5403-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5403-17> (дата звернення: 02.04.2026).
31. Efram T., Chapman P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2007. Vol. 22, No. 2. P. 439–449.
32. Femia N., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. IEEE Transactions on Power Electronics. 2005. Vol. 20, No. 4. P. 963–973.
33. Bollipo R. B., Mikkili S., Bonthagorla P. K. Hybrid, optimal, intelligent and classical PV MPPT techniques: a review. CSEE Journal of Power and Energy Systems. 2021. Vol. 7, No. 1. P. 9–33.
34. Abdel-Nasser M., Mahmoud K. Accurate photovoltaic power forecasting models using deep LSTM-RNN. Neural Computing and Applications. 2019. Vol. 31, No. 7. P. 2727–2740.
35. Ahmed R., Sreeram V., Mishra Y., Arif M. D. A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: techniques and optimization. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. Vol. 124. 109792.

36. Mellit A., Massi Pavan A., Ogliari E. et al. Advanced methods for photovoltaic output power forecasting: a review. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, No. 2. 487.
37. IEC TR 61850-90-7. Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-7: Object models for power converters in distributed energy resources systems. Geneva : IEC, 2013.
38. Friedman J. H. Greedy function approximation: a gradient boosting machine. *Annals of Statistics*. 2001. Vol. 29, No. 5. P. 1189–1232.
39. Jain P., Poon J., Singh J. P. et al. A digital twin approach for fault diagnosis in distributed photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2020. Vol. 35, No. 1. P. 940–956.
40. Ishaque K., Salam Z., Amjad M., Mekhilef S. An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2012. Vol. 27, No. 8. P. 3627–3638.
41. EN 50549-1:2019. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network. Brussels : CENELEC, 2019.

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

ДОДАТОК А Лістинг імітаційної моделі фотоелектричного модуля та алгоритмів МРРТ

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""Імітаційна модель ФЕМ та алгоритмів МРРТ (Python 3, NumPy).
Адаптивний алгоритм реалізовано як справжній нечіткий вивід Мамдані."""
import numpy as np
q, kB = 1.602e-19, 1.381e-23
Ns, n_id, Rs, Rsh = 72, 1.1, 0.25, 350.0
Isc, Voc, ki, kv = 13.9, 49.5, 0.0005, -0.00243 # темп. коеф. струму/напруги

def pv_current(V, G=1000.0, Tc=25.0):
    T = Tc + 273.15
    Vt = n_id * Ns * kB * T / q
    Iph = (G / 1000.0) * Isc * (1 + ki * (Tc - 25.0))
    Voc_T = Voc * (1 + kv * (Tc - 25.0)) # температурне зміщення Voc
    I0 = Iph / (np.exp(Voc_T / Vt) - 1.0)
    V = np.atleast_1d(V).astype(float)
    I = np.full_like(V, Iph)
    for _ in range(60):
        I = Iph - I0 * (np.exp((V + I * Rs) / Vt) - 1.0) - (V + I * Rs) / Rsh
        I = np.clip(I, 0.0, None)
    return I

def trimf(x, a, b, c): # трикутна ф-я належності
    return np.clip(np.minimum((x-a)/(b-a+1e-12), (c-x)/(c-b+1e-12)), 0.0, 1.0)

class FuzzyMPPT:
    """Нечіткий регулятор Мамдані: 5 термів, 25 правил, дефазифікація COG."""
    TERMS = ["NB", "NS", "ZE", "PS", "PB"]
    RULES = [
        ["NB", "NB", "NB", "NS", "ZE"], ["NB", "NS", "NS", "ZE", "PS"],
        ["NS", "NS", "ZE", "PS", "PS"], ["NS", "ZE", "PS", "PS", "PB"],
        ["ZE", "PS", "PB", "PB", "PB"]
    ]
    def __init__(self, Se=15.0, Sde=15.0, dVmax=2.0):
        c = np.array([-1.0, -0.5, 0.0, 0.5, 1.0])
        self.mf = {t: (c[i]-0.5, c[i], c[i]+0.5) for i, t in enumerate(self.TERMS)}
        self.oc = {t: c[i] for i, t in enumerate(self.TERMS)}
        self.Se, self.Sde, self.dVmax, self.Eprev = Se, Sde, dVmax, 0.0
    def mu(self, xn):
        return {t: float(trimf(xn, *self.mf[t])) for t in self.TERMS}
    def step(self, dP, dV):
        E = dP/dV if abs(dV) > 1e-9 else 0.0
        dE = E - self.Eprev; self.Eprev = E
        muE = self.mu(np.clip(E/self.Se, -1, 1))
        mudE = self.mu(np.clip(dE/self.Sde, -1, 1))
        num = den = 0.0
        for i, te in enumerate(self.TERMS):
            for j, td in enumerate(self.TERMS):
                w = min(muE[te], mudE[td]) # min-імплікація Мамдані
                if w > 0:
                    num += w * self.oc[self.RULES[i][j]]; den += w
        u = num/den if den > 1e-9 else 0.0
        return float(np.clip(u * self.dVmax, -self.dVmax, self.dVmax))

def run_mppt(kind, Gprof, Ts=0.005):
    V = 0.5*Voc; Vp = V-1.0
    Pp = float(V*pv_current(np.array([Vp]), Gprof[0])[0]); fz = FuzzyMPPT()
    Ptr = np.zeros(len(Gprof))
    for i in range(len(Gprof)):
        P = float(V*pv_current(np.array([V]), Gprof[i])[0]); Ptr[i] = P
        dP, dVv = P-Pp, V-Vp
        if kind == "fuzzy":
            cmd = fz.step(dP, dVv if abs(dVv) > 1e-9 else 1e-3)
        else:
            cmd = (1.0 if dP*dVv > 0 else -1.0) * 1.0 # P&O / ІНП – фіксований крок
        Vp, Pp = V, P; V = float(np.clip(V+cmd, 1.0, Voc-0.5))
    return Ptr
```

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
ДОДАТОК Б Лістинг модуля дослідження прогнозування генерації

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""Модуль прогнозування генерації СЕС: гібридна модель
(фізична ясного неба + корекція залишків машинним навчанням).
Реалізовано MLP та градієнтний бустинг; конвеєр реальних даних PVGIS."""
import numpy as np
PLANT_MW, DAYS = 10.0, 160
hours = np.arange(0, 24, 0.25); H = hours.size
rng = np.random.default_rng(2024)

def clear_sky(d):
    # фізична модель ясного неба
    doy = d % 365
    seas = 0.80 + 0.20*np.cos(2*np.pi*(doy-172)/365)
    dl = 13.0 + 2.5*np.cos(2*np.pi*(doy-172)/365)
    return 0.92*PLANT_MW*seas*np.clip(np.cos(np.pi*(hours-12)/dl), 0, None)**1.25

# --- формування навчальної/тестової вибірок (хронологічний поділ 75/25) ---
# ознаки: фіз. прогноз, прогн. хмарність/темп., календар (sin/cos), лаги генерації
# ціль: залишок (факт - фіз. прогноз ясного неба)
# X, Y, idx формуються циклом по добах і світлових годинах (див. повний лістинг)

class MLP:
    # 1 прихований шар, Adam
    def __init__(self, nin, nh=32, seed=1):
        r = np.random.default_rng(seed)
        self.W1 = r.normal(0, np.sqrt(2/nin), (nin, nh)); self.b1 = np.zeros(nh)
        self.W2 = r.normal(0, np.sqrt(2/nh), (nh, 1)); self.b2 = np.zeros(1)
        self.P = ["W1", "b1", "W2", "b2"]; self.t = 0
        self.m = {p: 0*getattr(self, p) for p in self.P}
        self.v = {p: 0*getattr(self, p) for p in self.P}
    def fwd(self, X):
        self.X = X; self.a1 = np.tanh(X@self.W1+self.b1)
        return (self.a1@self.W2+self.b2).ravel()
    def bwd(self, yh, y, l2=1e-4):
        n = len(y); d = (yh-y).reshape(-1,1)/n
        gw2 = self.a1.T@d + l2*self.W2; gb2 = d.sum(0)
        dz = (d@self.W2.T)*(1-self.a1**2)
        return {"W1": self.X.T@dz+l2*self.W1, "b1": dz.sum(0), "W2": gw2, "b2": gb2}
    def adam(self, g, lr=5e-3, b1=0.9, b2=0.999, e=1e-8):
        self.t += 1
        for p in self.P:
            self.m[p] = b1*self.m[p]+(1-b1)*g[p]; self.v[p] = b2*self.v[p]+(1-b2)*g[p]**2
            mh = self.m[p]/(1-b1**self.t); vh = self.v[p]/(1-b2**self.t)
            setattr(self, p, getattr(self, p) - lr*mh/(np.sqrt(vh)+e))
# навчання: for epoch: міні-батчі -> fwd/bwd/adam; прогноз = фіз. + корекція

class FastTree:
    # дерево для градієнтного бустингу
    def __init__(self, md=3, msl=60): self.md, self.msl = md, msl
    def fit(self, X, y): self.root = self._b(X, y, 0); return self
    def _b(self, X, y, d):
        node = {"val": float(y.mean())}; n = len(y)
        if d >= self.md or n < 2*self.msl: return node
        best = None
        for f in range(X.shape[1]):
            o = np.argsort(X[:,f]); ys = y[o]; xs = X[:,f][o]
            cs, cs2 = np.cumsum(ys), np.cumsum(ys*ys)
            k = np.arange(self.msl-1, n-self.msl); lN = k+1; rN = n-lN
            lS, lS2 = cs[k], cs2[k]; rS, rS2 = cs[-1]-lS, cs2[-1]-lS2
            sse = np.where(xs[k] < xs[k+1], (lS2-lS*lS/lN)+(rS2-rS*rS/rN), np.inf)
            j = int(np.argmin(sse))
            if best is None or sse[j] < best[0]:
                best = (sse[j], f, (xs[k[j]]+xs[k[j]+1])/2)
        _, f, thr = best; mask = X[:,f] <= thr
        node.update(f=f, thr=thr, L=self._b(X[mask], y[mask], d+1),
            R=self._b(X[~mask], y[~mask], d+1))
        return node
# GBM: F = mean; for k in range(40): F += 0.1 * tree.fit(X, y-F).predict(X)

def load_pvgis_csv(path):
    """Завантаження погодинного експорту PVGIS seriescalc -> добові профілі.
    Дозволяє валідувати моделі на реальних вимірюваннях без зміни коду."""
```

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

```
from collections import defaultdict
byday = defaultdict(list)
for line in open(path, encoding="utf8"):
    if line[:4].isdigit() and ":" in line:
        p = line.strip().split(","); byday[p[0][:8]].append(float(p[1]))
return np.array([v for v in byday.values() if len(v) == 24]) / 1000.0
```

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
ДОДАТОК В Результати імітаційного моделювання алгоритмів МРРТ

У таблиці В.1 наведено часові зрізи потужності, що відбирається кожним з досліджених алгоритмів, з кроком 0,25 с на тестовому профілі інсоляції (розділ 3).
Позначення: G – інсоляція; R_{мпп} – теоретичний максимум потужності; R_{п&о}, R_{інп}, R_{нл} – потужність за алгоритмами Р&О, ІнП та адаптивним нечітким відповідно.

Таблиця В.1 – Часові зрізи потужностей алгоритмів МРРТ

t, с	G, Вт/м ²	R _{мпп} , Вт	R _{п&о} , Вт	R _{інп} , Вт	R _{нл} , Вт
0,00	1000	525,0	342,0	342,0	342,0
0,05	1000	525,0	477,4	477,4	524,1
0,10	1000	525,0	524,0	524,4	525,0
0,15	1000	525,0	519,7	524,4	524,9
0,20	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,25	1000	525,0	519,7	524,4	524,9
0,30	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,35	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
0,40	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,45	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
0,50	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,55	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
0,60	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,65	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
0,70	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,75	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
0,80	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,85	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
0,90	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
0,95	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,00	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,05	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,10	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,15	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,20	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,25	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,30	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,35	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,40	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,45	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,50	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,55	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,60	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,65	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,70	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,75	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,80	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,85	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
1,90	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
1,95	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,00	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,05	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,10	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,15	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,20	1000	525,0	524,0	524,4	524,9

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

2,25	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,30	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,35	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,40	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,45	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,50	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,55	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,60	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,65	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,70	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,75	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,80	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,85	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
2,90	1000	525,0	524,0	524,4	524,9
2,95	1000	525,0	519,7	524,4	525,0
3,00	600	324,1	323,5	320,2	321,6
3,05	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,10	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,15	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,20	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,25	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,30	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,35	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,40	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,45	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,50	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,55	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,60	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,65	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,70	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,75	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,80	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,85	600	324,1	323,5	323,8	324,1
3,90	600	324,1	319,5	323,8	324,1
3,95	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,00	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,05	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,10	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,15	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,20	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,25	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,30	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,35	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,40	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,45	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,50	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,55	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,60	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,65	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,70	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,75	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,80	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,85	600	324,1	323,5	323,8	324,1
4,90	600	324,1	319,5	323,8	324,1
4,95	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,00	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,05	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,10	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,15	600	324,1	323,5	323,8	324,1

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

5,20	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,25	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,30	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,35	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,40	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,45	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,50	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,55	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,60	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,65	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,70	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,75	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,80	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,85	600	324,1	323,5	323,8	324,1
5,90	600	324,1	319,5	323,8	324,1
5,95	600	324,1	323,5	323,8	324,1
6,00	600	324,1	319,5	323,8	324,1
6,05	606	327,0	322,3	326,7	327,0
6,10	612	330,0	325,0	326,1	328,3
6,15	618	332,9	327,8	327,8	331,1
6,20	623	335,8	330,6	335,4	334,5
6,25	629	338,8	338,3	338,3	338,7
6,30	635	341,7	341,2	341,2	341,7
6,35	641	344,6	344,2	344,0	344,6
6,40	647	348,5	348,1	347,9	348,5
6,45	652	351,4	351,0	351,0	351,3
6,50	658	354,3	354,0	354,0	354,3
6,55	664	357,2	350,6	356,4	355,4
6,60	670	360,1	353,3	359,3	358,3
6,65	676	363,0	356,0	362,2	360,8
6,70	682	365,9	365,7	365,0	365,9
6,75	688	368,8	368,6	367,8	368,7
6,80	693	371,7	371,5	371,5	371,2
6,85	699	374,6	374,4	373,5	374,6
6,90	705	378,5	378,3	378,3	378,4
6,95	711	381,4	381,2	380,1	381,2
7,00	717	384,3	384,1	382,9	384,2
7,05	722	387,1	387,0	384,2	385,2
7,10	728	390,0	389,9	388,5	388,0
7,15	734	392,9	392,8	390,0	391,6
7,20	740	395,8	395,7	394,1	395,8
7,25	746	398,6	398,6	395,9	398,5
7,30	752	401,5	401,4	399,7	401,2
7,35	758	404,4	404,3	401,7	404,3
7,40	763	408,2	408,1	406,1	408,1
7,45	769	411,0	411,0	408,5	411,0
7,50	775	413,9	413,9	411,7	413,7
7,55	781	416,8	416,7	414,3	415,5
7,60	787	419,6	419,6	417,1	416,8
7,65	792	422,5	422,4	420,1	421,2
7,70	798	425,3	425,3	422,6	425,2
7,75	804	428,1	428,1	425,9	428,1
7,80	810	431,0	431,0	428,1	431,0
7,85	816	434,8	434,8	432,7	434,5
7,90	822	437,6	437,6	434,4	437,3
7,95	828	440,4	440,4	438,4	440,4
8,00	833	443,3	443,2	439,8	440,6
8,05	839	446,1	446,1	444,2	443,7
8,10	845	448,9	448,9	445,2	439,8

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

8,15	851	451,7	451,7	449,9	451,7
8,20	857	454,5	454,5	450,5	454,5
8,25	862	457,3	457,3	455,7	456,7
8,30	868	460,2	460,1	455,9	460,0
8,35	874	463,9	463,8	462,3	463,9
8,40	880	466,7	466,6	462,1	464,6
8,45	886	469,5	469,4	468,0	469,4
8,50	892	472,3	472,1	467,3	471,0
8,55	898	475,1	474,9	473,7	475,1
8,60	903	477,9	477,7	472,6	476,8
8,65	909	480,7	480,4	479,4	480,6
8,70	915	483,5	483,2	482,3	482,6
8,75	921	486,3	485,9	485,9	486,3
8,80	927	489,0	488,7	487,9	486,6
8,85	932	492,8	492,3	492,3	492,8
8,90	938	495,5	495,1	495,1	495,5
8,95	944	498,3	497,8	497,8	498,1
9,00	450	244,7	235,9	244,7	240,4
9,05	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,10	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,15	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,20	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,25	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,30	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,35	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,40	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,45	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,50	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,55	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,60	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,65	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,70	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,75	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,80	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,85	450	244,7	243,4	244,7	244,7
9,90	450	244,7	243,1	244,7	244,7
9,95	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,00	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,05	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,10	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,15	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,20	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,25	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,30	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,35	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,40	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,45	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,50	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,55	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,60	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,65	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,70	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,75	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,80	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,85	450	244,7	243,4	244,7	244,7
10,90	450	244,7	243,1	244,7	244,7
10,95	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,00	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,05	450	244,7	243,4	244,7	244,7

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

11,10	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,15	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,20	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,25	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,30	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,35	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,40	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,45	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,50	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,55	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,60	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,65	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,70	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,75	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,80	450	244,7	243,1	244,7	244,7
11,85	450	244,7	243,4	244,7	244,7
11,90	450	244,7	243,1	244,7	244,7

ДОДАТОК Г Карта реєстрів Modbus TCP стрінгового інвертора (фрагмент)

У таблиці Г.1 наведено фрагмент карти реєстрів типового стрінгового інвертора, що використовується шлюзом протоколів для формування інформаційної моделі OPC UA (таблиця 3.2). Адресація — за стандартом Modbus (функції 03/04), формат даних — big-endian.

Таблиця Г.1 – Карта реєстрів Modbus TCP стрінгового інвертора

Адреса	Параметр	Тип	Множник	Од. вим.
30001	Стан інвертора (код)	UInt16	1	–
30003	Активна потужність АС	UInt32	0,1	кВт
30005	Реактивна потужність АС	Int32	0,1	квар
30007	Напруга фази А	UInt16	0,1	В
30008	Напруга фази В	UInt16	0,1	В
30009	Напруга фази С	UInt16	0,1	В
30010	Струм фази А	UInt16	0,01	А
30011	Струм фази В	UInt16	0,01	А
30012	Струм фази С	UInt16	0,01	А
30013	Частота мережі	UInt16	0,01	Гц
30014	Коефіцієнт потужності	Int16	0,001	–
30015	ККД перетворення	UInt16	0,01	%
30016	Температура радіатора	Int16	0,1	°С
30017	Внутрішня температура	Int16	0,1	°С
30021	Виробіток за добу	UInt32	0,01	кВт·год
30023	Сумарний виробіток	UInt32	1	кВт·год
30031	Напруга МРРТ-входу 1	UInt16	0,1	В
30032	Струм МРРТ-входу 1	UInt16	0,01	А
30033	Напруга МРРТ-входу 2	UInt16	0,1	В
30034	Струм МРРТ-входу 2	UInt16	0,01	А
30035	Напруга МРРТ-входу 3	UInt16	0,1	В
30036	Струм МРРТ-входу 3	UInt16	0,01	А
30041	Опір ізоляції DC	UInt16	1	кОм
30042	Залишковий струм	UInt16	1	мА
30051	Код останньої аварії	UInt16	1	–
30052	Лічильник аварій	UInt16	1	–
40101	Уставка обмеження потужності	UInt16	0,1	%
40102	Уставка коефіцієнта потужності	Int16	0,001	–
40103	Дистанційний пуск/стоп	UInt16	1	–
40104	Градiєнт зміни потужності	UInt16	0,1	%/хв

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією
ДОДАТОК Д Перелік сигналів системи диспетчеризації (фрагмент)

У таблиці Д.1 наведено фрагмент переліку сигналів станційного рівня системи (повний перелік для станції з 24 інверторами містить близько 2400 сигналів).

Таблиця Д.1 – Перелік сигналів системи диспетчеризації

Сигнал	Джерело	Тип	Період/подія	Архів
Активна потужність станції	лічильник ТП	AI	1 с	так
Реактивна потужність станції	лічильник ТП	AI	1 с	так
Напруга на шинах 35 кВ	ТН	AI	1 с	так
Положення вимикача 35 кВ	РЗА	DI	подія	так
Готовність РЗА	РЗА	DI	подія	так
Інсоляція (похила площина)	метеостанція	AI	10 с	так
Інсоляція (горизонтальна)	метеостанція	AI	10 с	так
Температура повітря	метеостанція	AI	10 с	так
Температура модулів	метеостанція	AI	10 с	так
Швидкість вітру	метеостанція	AI	10 с	так
Уставка обмеження потужності	оператор/диспетчер	AO	подія	так
Команда пуск/стоп станції	оператор	DO	подія	так
Прогноз генерації на годину	модуль прогнозування	AI	15 хв	так
Прогноз генерації на добу	модуль прогнозування	AI[24]	15 хв	так
Стан каналу зв'язку Ethernet	комутатор	DI	подія	так
Стан каналу зв'язку LTE	роутер	DI	подія	так
Інвертор I01: активна потужність	інвертор I01	AI	1 с	так
Інвертор I01: стан	інвертор I01	DI	подія	так
Інвертор I01: виробіток за добу	інвертор I01	AI	60 с	так
Інвертор I01: температура	інвертор I01	AI	10 с	так
Інвертор I01: опір ізоляції	інвертор I01	AI	60 с	так
Інвертор I01: код аварії	інвертор I01	DI	подія	так
Інвертор I02: активна потужність	інвертор I02	AI	1 с	так
Інвертор I02: стан	інвертор I02	DI	подія	так
Інвертор I02: виробіток за добу	інвертор I02	AI	60 с	так
Інвертор I02: температура	інвертор I02	AI	10 с	так
Інвертор I02: опір ізоляції	інвертор I02	AI	60 с	так
Інвертор I02: код аварії	інвертор I02	DI	подія	так
Інвертор I03: активна потужність	інвертор I03	AI	1 с	так
Інвертор I03: стан	інвертор I03	DI	подія	так
Інвертор I03: виробіток за добу	інвертор I03	AI	60 с	так
Інвертор I03: температура	інвертор I03	AI	10 с	так
Інвертор I03: опір ізоляції	інвертор I03	AI	60 с	так
Інвертор I03: код аварії	інвертор I03	DI	подія	так
Інвертор I04: активна потужність	інвертор I04	AI	1 с	так
Інвертор I04: стан	інвертор I04	DI	подія	так
Інвертор I04: виробіток за добу	інвертор I04	AI	60 с	так
Інвертор I04: температура	інвертор I04	AI	10 с	так
Інвертор I04: опір ізоляції	інвертор I04	AI	60 с	так
Інвертор I04: код аварії	інвертор I04	DI	подія	так
Інвертор I05: активна потужність	інвертор I05	AI	1 с	так
Інвертор I05: стан	інвертор I05	DI	подія	так
Інвертор I05: виробіток за добу	інвертор I05	AI	60 с	так
Інвертор I05: температура	інвертор I05	AI	10 с	так
Інвертор I05: опір ізоляції	інвертор I05	AI	60 с	так
Інвертор I05: код аварії	інвертор I05	DI	подія	так
Інвертор I06: активна потужність	інвертор I06	AI	1 с	так

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

Інвертор I06: стан	інвертор I06	DI	подія	так
Інвертор I06: виробіток за добу	інвертор I06	AI	60 с	так
Інвертор I06: температура	інвертор I06	AI	10 с	так
Інвертор I06: опір ізоляції	інвертор I06	AI	60 с	так
Інвертор I06: код аварії	інвертор I06	DI	подія	так
Інвертор I07: активна потужність	інвертор I07	AI	1 с	так
Інвертор I07: стан	інвертор I07	DI	подія	так
Інвертор I07: виробіток за добу	інвертор I07	AI	60 с	так
Інвертор I07: температура	інвертор I07	AI	10 с	так
Інвертор I07: опір ізоляції	інвертор I07	AI	60 с	так
Інвертор I07: код аварії	інвертор I07	DI	подія	так
Інвертор I08: активна потужність	інвертор I08	AI	1 с	так
Інвертор I08: стан	інвертор I08	DI	подія	так
Інвертор I08: виробіток за добу	інвертор I08	AI	60 с	так
Інвертор I08: температура	інвертор I08	AI	10 с	так
Інвертор I08: опір ізоляції	інвертор I08	AI	60 с	так
Інвертор I08: код аварії	інвертор I08	DI	подія	так
Інвертор I09: активна потужність	інвертор I09	AI	1 с	так
Інвертор I09: стан	інвертор I09	DI	подія	так
Інвертор I09: виробіток за добу	інвертор I09	AI	60 с	так
Інвертор I09: температура	інвертор I09	AI	10 с	так
Інвертор I09: опір ізоляції	інвертор I09	AI	60 с	так
Інвертор I09: код аварії	інвертор I09	DI	подія	так
Інвертор I10: активна потужність	інвертор I10	AI	1 с	так
Інвертор I10: стан	інвертор I10	DI	подія	так
Інвертор I10: виробіток за добу	інвертор I10	AI	60 с	так
Інвертор I10: температура	інвертор I10	AI	10 с	так
Інвертор I10: опір ізоляції	інвертор I10	AI	60 с	так
Інвертор I10: код аварії	інвертор I10	DI	подія	так
Інвертор I11: активна потужність	інвертор I11	AI	1 с	так
Інвертор I11: стан	інвертор I11	DI	подія	так
Інвертор I11: виробіток за добу	інвертор I11	AI	60 с	так
Інвертор I11: температура	інвертор I11	AI	10 с	так
Інвертор I11: опір ізоляції	інвертор I11	AI	60 с	так
Інвертор I11: код аварії	інвертор I11	DI	подія	так
Інвертор I12: активна потужність	інвертор I12	AI	1 с	так
Інвертор I12: стан	інвертор I12	DI	подія	так
Інвертор I12: виробіток за добу	інвертор I12	AI	60 с	так
Інвертор I12: температура	інвертор I12	AI	10 с	так
Інвертор I12: опір ізоляції	інвертор I12	AI	60 с	так
Інвертор I12: код аварії	інвертор I12	DI	подія	так
Інвертор I13: активна потужність	інвертор I13	AI	1 с	так
Інвертор I13: стан	інвертор I13	DI	подія	так
Інвертор I13: виробіток за добу	інвертор I13	AI	60 с	так
Інвертор I13: температура	інвертор I13	AI	10 с	так
Інвертор I13: опір ізоляції	інвертор I13	AI	60 с	так
Інвертор I13: код аварії	інвертор I13	DI	подія	так
Інвертор I14: активна потужність	інвертор I14	AI	1 с	так
Інвертор I14: стан	інвертор I14	DI	подія	так
Інвертор I14: виробіток за добу	інвертор I14	AI	60 с	так
Інвертор I14: температура	інвертор I14	AI	10 с	так
Інвертор I14: опір ізоляції	інвертор I14	AI	60 с	так
Інвертор I14: код аварії	інвертор I14	DI	подія	так
Інвертор I15: активна потужність	інвертор I15	AI	1 с	так
Інвертор I15: стан	інвертор I15	DI	подія	так
Інвертор I15: виробіток за добу	інвертор I15	AI	60 с	так
Інвертор I15: температура	інвертор I15	AI	10 с	так
Інвертор I15: опір ізоляції	інвертор I15	AI	60 с	так
Інвертор I15: код аварії	інвертор I15	DI	подія	так

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

Інвертор І16: активна потужність	інвертор І16	AI	1 с	так
Інвертор І16: стан	інвертор І16	DI	подія	так
Інвертор І16: виробіток за добу	інвертор І16	AI	60 с	так
Інвертор І16: температура	інвертор І16	AI	10 с	так
Інвертор І16: опір ізоляції	інвертор І16	AI	60 с	так
Інвертор І16: код аварії	інвертор І16	DI	подія	так
... (аналогічно для І17–І24)	інвертори	–	–	–

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

ДОДАТОК Е Лістинг програми оброблення результатів та інженерних розрахунків

```
# -- coding: utf-8 --
"""Програма оброблення результатів моделювання та інженерних розрахунків."""
import math
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

# ----- Параметричне дослідження алгоритму P&O -----
def run_po(dV, Gprof, Ts=0.005):
    """Алгоритм P&O з кроком dV; повертає ККД, пульсації, час виходу."""
    t = np.arange(len(Gprof)) * Ts
    V = 0.5 * Voc
    Vprev = V - dV
    Pprev = float(pv_power(np.array([Vprev]), Gprof[0])[0])
    direction = 1.0
    Ptr = np.zeros_like(t)
    for i in range(len(t)):
        P = float(pv_power(np.array([V]), Gprof[i])[0])
        Ptr[i] = P
        dP, dVv = P - Pprev, V - Vprev
        if abs(dVv) > 1e-9:
            direction = 1.0 if dP * dVv > 0 else -1.0
        Vprev, Pprev = V, P
        V = float(np.clip(V + direction * dV, 1.0, Voc - 0.5))
    eff = Ptr.sum() / Pmpp_t.sum() * 100 # ККД відстеження
    m = (t > 1.2) & (t < 2.2) # вікно усталеного режиму
    osc = float(np.std(Ptr[m]) / np.mean(Ptr[m]) * 100)
    tgt = 0.99 * mpp(1000.0)[1] # поріг 99 % МПП
    rise = next((t[i] * 1000 for i in range(len(t)) if Ptr[i] >= tgt), None)
    return eff, osc, rise

steps = [0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0]
res = {s: run_po(s, Gprof) for s in steps}
for s in steps:
    e, o, r = res[s]
    print(f"dU = {s:4.2f} В: ККД = {e:6.2f} %, "
          f"пульсації = {o:5.3f} %, час виходу = {r:5.0f} мс")

# побудова графічних залежностей (рис. 3.7)
fig, axs = plt.subplots(1, 3, figsize=(9.6, 3.0))
axs[0].plot(steps, [res[s][0] for s in steps], "o-")
axs[0].set_ylabel("ККД відстеження, %")
axs[1].plot(steps, [res[s][1] for s in steps], "o-")
axs[1].set_ylabel("Пульсації, %")
axs[2].plot(steps, [res[s][2] for s in steps], "o-")
axs[2].set_ylabel("Час виходу, мс")
for a in axs:
    a.set_xlabel("Крок ΔU, В")
fig.tight_layout()
fig.savefig("fig3_5.png", dpi=200)

# ----- Дослідження температурного режиму -----
def run_fuzzy_T(Tc, Gprof, Ts=0.005):
    """Адаптивний алгоритм за температури Tc (масштабування Uxx)."""
    scale = (Voc - 0.0029 * (Tc - 25) * Voc) / Voc
    def pwr(V, G):
        return float((V * pv_current(np.array([V / scale]), G, Tc))[0])
```

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій

Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

```

V, dV = 0.5 * Voc, 1.0
Vprev = V - dV
Pprev = pwr(Vprev, Gprof[0])
direction = 1.0
t = np.arange(len(Gprof)) * Ts
Ptr = np.zeros_like(t)
for i in range(len(t)):
    P = pwr(V, Gprof[i])
    Ptr[i] = P
    dP, dVv = P - Pprev, V - Vprev
    g = abs(dP / dVv) if abs(dVv) > 1e-9 else 1.0
    step = float(np.clip(0.10 * g, 0.05, 2.5))
    if abs(dVv) > 1e-9:
        direction = 1.0 if dP * dVv > 0 else -1.0
    Vprev, Pprev = V, P
    V = float(np.clip(V + direction * step, 1.0, Voc - 0.5))
return Ptr

P25 = run_fuzzy_T(25.0, Gprof)
P50 = run_fuzzy_T(50.0, Gprof)
E25, E50 = P25.sum() 0.005, P50.sum() 0.005
print(f"Енергія за цикл: 25 °C - {E25:.1f} Дж; 50 °C - {E50:.1f} Дж; "
      f"Втрати - {(1 - E50 / E25) * 100:.1f} %")

# ----- Розрахунок захисного заземлення (п. 4.2.2) -----
rho = 100.0 # питомий опір ґрунту, Ом·м
l, d, tz = 5.0, 0.016, 3.2 # довжина, діаметр, глибина середини, м
R1 = rho / (2 * math.pi * l) * (math.log(2 * l / d)
    + 0.5 * math.log((4 * tz + 1) / (4 * tz - 1)))
Rn, eta = 4.0, 0.62 # нормований опір та коеф. використання
n = math.ceil(R1 / (Rn * eta))
print(f"R1 = {R1:.1f} Ом; кількість електродів n = {n}")

# ----- Розрахунок штучного освітлення (п. 4.2.3) -----
E, S, kz, z = 300, 30, 1.4, 1.1 # лк, м², коеф. запасу, нерівномірність
F, eta_l = 3600, 0.5 # лм, коеф. використання потоку
N = E * S * kz * z / (F * eta_l)
print(f"Розрахункова кількість світильників N = {N:.1f}; прийнято 8")

```

ДОДАТОК Ж Презентаційні матеріали (перелік слайдів)

Ілюстративна частина роботи містить 14 слайдів:

- слайд 1 – титульний (тема, автор, керівник);
- слайд 2 – актуальність, мета та завдання роботи;
- слайд 3 – об'єкт, предмет та методи дослідження;
- слайд 4 – структура мережевої СЕС та особливості об'єкта керування;
- слайд 5 – недоліки існуючих систем керування СЕС;
- слайд 6 – математична модель фотоелектричного модуля;
- слайд 7 – характеристики ФЕМ за різної інсоляції та часткового затінення;
- слайд 8 – порівняння алгоритмів МРРТ;
- слайд 9 – адаптивний алгоритм з нечітким регулюванням кроку;
- слайд 10 – структурна схема автоматизованої системи керування;
- слайд 11 – результати імітаційного моделювання алгоритмів МРРТ;
- слайд 12 – результати прогнозування генерації;
- слайд 13 – оцінка економічного ефекту та рекомендації щодо впровадження;
- слайд 14 – висновки.

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

ДОДАТОК И Контрольний приклад розрахунку точки максимальної потужності

Наведемо покроковий числовий приклад розрахунку струму та потужності модуля за моделлю (2.1)–(2.4) для напруги $U = 40,2$ В (окіл точки максимальної потужності) за стандартних умов ($G = 1000$ Вт/м², $T_c = 25$ °С). Вихідні параметри модуля – за таблицею 3.4.

Крок 1. Температурний потенціал: $U_T = n \cdot N_c \cdot k \cdot T / q = 1,1 \cdot 72 \cdot 1,381 \cdot 10^{-23} \cdot 298,15 / 1,602 \cdot 10^{-19} = 2,036$ В.

Крок 2. Фотострум за стандартних умов: $I_f = I_{kz} = 13,9$ А.

Крок 3. Зворотний струм насичення за (2.3): $I_0 = 13,9 / [\exp(49,5/2,036) - 1] = 3,82 \cdot 10^{-10}$ А.

Крок 4. Ітераційний розв'язок рівняння (2.1) методом простої ітерації з початковим наближенням $I^{(0)} = I_f$. Збіжність процесу ілюструє таблиця И.1.

Таблиця И.1 – Збіжність ітераційного розв'язку рівняння ВАХ ($U = 40,2$ В)

Номер ітерації	Значення струму I, А
0 (початкове)	13,900000
1	12,980429
2	13,065963
3	13,058405
4	13,059076
5	13,059017
6	13,059022
10	13,059022
12	13,059022

Процес збігається до шостого знака вже за 6 ітерацій; прийняті в моделі 60 ітерацій гарантують збіжність у всьому робочому діапазоні напруг, включно з крутою ділянкою характеристики поблизу напруги холостого ходу. Крок 5. Потужність за (2.4): $P = U \cdot I = 40,2 \cdot 13,059 = 524,97$ Вт, що відповідає розрахунковому значенню $P_{мпп} = 525$ Вт у таблиці 3.4 та підтверджує коректність програмної реалізації моделі.

ДОДАТОК К Глосарій основних термінів

Таблиця К.1 – Глосарій основних термінів

Термін	Визначення
Балансуючий ринок	сегмент ринку електроенергії, на якому врегульовуються відхилення фактичних обсягів виробництва/споживання від заявлених графіків
Вольт-амперна характеристика	залежність струму фотоелектричного перетворювача від напруги за фіксованих інсоляції та температури
Вольт-ватна характеристика	залежність потужності перетворювача від напруги; має максимум у точці максимальної потужності
Граничні обчислення (edge computing)	виконання первинного оброблення даних безпосередньо на станційних пристроях, без передавання сирих даних у хмару
Дефазифікація	перетворення нечіткого висновку на чітке числове значення керівної величини, наприклад методом центра ваги
Інкрементна провідність	відношення приросту струму до приросту напруги $\Delta I/\Delta U$; в точці максимуму дорівнює від'ємній статичній провідності $-I/U$
Інсоляція	густина потоку сонячного випромінювання на одиницю поверхні, Вт/м ²
Інвертор	силовий перетворювач постійного струму фотоелектричних масивів на змінний струм промислової частоти
Коефіцієнт ефективності (PR)	відношення фактичного виробітку станції до теоретичного виробітку за вимірної інсоляції без втрат
Мертва зона	діапазон сигналу неузгодженості, в межах якого регулятор не змінює керівний вплив; застосовується для усунення автоколиваний
Мнемосхема	графічне подання технологічного об'єкта на екрані системи диспетчерського керування
Модель персистентності	наївна модель прогнозу, що переносить останнє відоме значення або профіль попередньої доби на майбутній період
Небаланс	різниця між фактичним та заявленим за графіком обсягом відпуску електроенергії за розрахунковий період
Нечітка логіка	апарат формалізації лінгвістичних правил у вигляді функцій належності та правил виводу; застосовується для адаптивного керування
Стрінг	послідовне з'єднання фотоелектричних модулів, що працює на один вхід MPPT інвертора
Телеметрія	сукупність вимірюваних параметрів об'єкта, що передаються засобами зв'язку до системи керування
Точка максимальної потужності	точка вольт-ватної характеристики, в якій добуток струму та напруги перетворювача є максимальним
Трекер	система стеження за Сонцем, що повертає фотоелектричні масиви для збільшення перехоплення випромінювання
Цифровий двійник	обчислювальна модель об'єкта, синхронізована з ним потоками телеметрії та придатна для аналізу і випробування керівних впливів
SCADA	програмно-технічний комплекс диспетчерського керування та збирання даних
MPPT	функція автоматичного відстеження точки максимальної потужності фотоелектричного масиву
MAPE	середня абсолютна відносна похибка прогнозу, %
OPC UA	платформонезалежний стандарт обміну промисловими даними з вбудованими інформаційними моделями та засобами безпеки
MQTT	легкий протокол обміну повідомленнями за моделлю «видавець – передплатник» для телеметрії та IIoT

Кафедра автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій
 Автоматизована система інноваційних технологій керування сонячною електростанцією

Байпасний діод	діод, що шунтує групу елементів модуля за її затінення, запобігаючи локальному перегріванню та обмежуючи втрати стрінга
Глобальний максимум	найбільший з локальних максимумів багатоекстремальної вольт-ватної характеристики за часткового затінення
Деградація модулів	поступове зниження потужності фотоелектричних модулів (типово 0,3–0,8 % на рік), що враховується під час діагностики
Зона нечутливості	діапазон неузгодженості станційного регулятора, в межах якого уставки інверторів не змінюються
Наряд-допуск	письмове розпорядження, що визначає зміст, місце, час і умови безпечного виконання робіт в електроустановках
Телекерування	дистанційне передавання команд керування комутаційними апаратами та режимами обладнання засобами телемеханіки
RMSE	корінь із середнього квадрата похибки прогнозу; чутливіший до великих відхилень, ніж MAPE