

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

К В А Л І Ф І К А Ц І Й Н А Р О Б О Т А

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ДОСЛІДЖЕННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт
ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ»**

Виконав: студент 6-го курсу

групи Ен-61 із спеціальності

141 „Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”

(шифр і назва спеціальності)

Гузоватий А. Р.

Керівник: _____ к.т.н., доцент Коробка С. В.

Рецензент: _____

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.

(вч. звання, прізвище, ініціали)

" ____ " _____ 2025 р.

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Гузоватому Артему Романовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: "Дослідження сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі"

керівник роботи: к.т.н., доцент Коробка С. В.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом ЛНУП №140 к-с від 28.02.2025 р.

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 05.12.2025 р.

3. Вихідні дані технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

4.1. Аналіз сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі

4.2. Розрахунок сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі

4.3 Розробка сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі

4.4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

4.5. Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі

Висновки і пропозиції

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М. к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання: 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі	28.02.2025 – 22.09.2025	
2	Розрахунок сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі	23.09.2025 – 29.09.2025	
3	Розробка сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі	03.10.2025 – 13.10.2025	
4	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	14.10.2025 – 24.10.2025	
5	Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі	27.10.2025 – 07.11.2025	
6	Завершення оформлення ілюстративної частини роботи	10.11.25 – 17.11.25	
7	Завершення роботи в цілому	21.11.25 – 05.12.25	

Студент _____ Артем ГУЗОВАТИЙ
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Сергій КОРОБКА
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 631.3.45.9

Гузоватий А. Р. «Дослідження сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2026 р. 52 с. текстової частини, 15 таблиць, 16 рисунків, 25 джерел посилання.

Дослідження спрямоване на підвищення ефективності функціонування сонячної електростанції потужністю 30 кВт для підвищення параметрів якості електроенергії в локальній мережі шляхом аналізу її впливу на напругу, частоту, гармоніки та колювання потужності й розробки технічних рішень для їх стабілізації.

Обґрунтування роботи сонячної електростанції потужністю 30 кВт у локальній мережі є актуальним завданням, адже воно дозволяє оцінити ефективність її використання не лише як джерела «зеленої» електроенергії, а й як засобу покращення електричних характеристик мережі. Результати такого аналізу можуть бути використані для підвищення енергоефективності об'єктів, забезпечення стабільної роботи електроустановок споживачів та зниження негативного впливу на електричну систему в цілому.

СОНЯЧНА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ 30 кВт, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ПАНЕЛІ, ЛОКАЛЬНІ МЕРЕЖІ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ.....	9
1.1 Аналіз стану питання та особливостей роботи сонячних електричних станцій у локальних мережах.....	9
1.2 Вплив сонячних електростанцій на параметри якості електроенергії.....	9
1.3 Шляхи підвищення якості електроенергії при інтеграції СЕС у локальні мережі.....	10
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ.....	11
2.1 Оптимальне проектування сонячних електростанцій (СЕС).....	11
2.2 Оптимізація компонентів СЕС.....	14
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ.....	18
3.1 Проектування, моделювання та аналіз вартості сонячної фотоелектричної електростанції потужністю 30 кВт	18
3.2 Методологія визначення параметрів фотоелектричної системи.....	19
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	45
4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля.....	45
4.2 Протипожежна безпека і грозозахист.....	46
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ	

МЕРЕЖІ.....	47
5.1 Обґрунтування ефективності використання сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі.....	47
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	50
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ.....	51
ДОДАТКИ.....	54

ВСТУП

Сучасний розвиток енергетики характеризується активним впровадженням відновлюваних джерел енергії, серед яких провідне місце займає сонячна енергетика. Зростання цін на викопні види палива, їх обмеженість, а також негативний вплив на довкілля стимулюють пошук альтернативних джерел електропостачання. Сонячні електричні станції (СЕС) середньої потужності дедалі частіше впроваджуються у локальні мережі з метою забезпечення надійного та екологічно чистого енергопостачання.

Особливої уваги потребує питання впливу сонячних електроустановок на параметри якості електроенергії. Робота інверторних перетворювачів, коливання рівня сонячної радіації та зміни навантаження можуть викликати відхилення напруги, появу гармонічних складових та інші спотворення, що знижують стабільність локальної електричної мережі. Водночас, за умови правильного проєктування та налаштування, сонячна станція може виконувати функцію підвищення якості електроенергії, забезпечуючи компенсацію реактивної потужності, зменшення втрат та вирівнювання напруги.

Дослідження роботи сонячної електростанції потужністю 30 кВт у локальній мережі є актуальним завданням, адже воно дозволяє оцінити ефективність її використання не лише як джерела «зеленої» електроенергії, а й як засобу покращення електричних характеристик мережі. Результати такого аналізу можуть бути використані для підвищення енергоефективності об'єктів, забезпечення стабільної роботи електроустановок споживачів та зниження негативного впливу на електричну систему в цілому.

Тому, дослідження впливу сонячної електростанції потужністю 30 кВт на параметри якості електричної енергії у локальній мережі та визначення шляхів оптимізації її роботи для забезпечення стабільного електропостачання.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження роботи сонячної електростанції потужністю 30 кВт для підвищення параметрів якості електроенергії в локальній мережі шляхом аналізу її впливу на напругу,

частоту, гармоніки та коливання потужності й розробки технічних рішень для їх стабілізації.

Для досягнення цієї мети було визначено наступні завдання:

1. Здійснити аналіз сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі.
2. Удосконалити розрахунок сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі;
3. Обґрунтувати параметри сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі;
4. Здійснити огляд охорони праці та довкілля;
5. Здійснити техніко-економічне обґрунтування ефективності використання сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є дослідження роботи сонячної електростанції потужністю 30 кВт.

Предметом кваліфікаційної роботи є підвищення параметрів роботи сонячної електростанції потужністю 30 кВт та якості електроенергії в локальній мережі шляхом аналізу її впливу на напругу, частоту, гармоніки та коливання потужності й розробки технічних рішень для їх стабілізації.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

1.1 Аналіз стану питання та особливостей роботи сонячних електричних станцій у локальних мережах

Аналіз стану якості електроенергії в локальних мережах. Показники якості електроенергії у локальних мережах безпосередньо впливають на надійність і ефективність функціонування електроприладів та обладнання. Відповідно до стандартів ДСТУ EN 50160 та МЕК 61000, основними параметрами якості електроенергії є:

- відхилення напруги від номінального значення;
- частота мережі;
- наявність вищих гармонік напруги та струму;
- несиметрія фаз напруги;
- імпульсні та короткочасні відхилення напруги.

Нестабільність цих показників у локальних мережах спричинена як внутрішніми факторами (застаріле обладнання, навантаження з нелінійними характеристиками), так і зовнішніми — наприклад, підключенням розподілених генераторів, зокрема сонячних електростанцій.

1.2 Вплив сонячних електростанцій на параметри якості електроенергії

Інтеграція сонячних електричних станцій (СЕС) у локальну мережу має як позитивний, так і потенційно негативний вплив на якість електроенергії. Серед позитивних аспектів – зниження навантаження на центральну мережу, локальне споживання енергії та можливість компенсації реактивної потужності при використанні сучасних інверторів.

Проте існують і виклики:

- Коливання напруги через зміну сонячної інсоляції, що особливо актуально для малих та середніх СЕС (до 30 кВт).
- Поява гармонічних спотворень, які можуть виникати внаслідок роботи інверторного обладнання.
- Ризик нестабільності частоти у випадку слабких або ізольованих мереж, де генерація сонячної електроенергії значно перевищує споживання.
- Коливання активної та реактивної потужності, що ускладнює балансування енергосистеми.

1.3 Шляхи підвищення якості електроенергії при інтеграції СЕС у локальні мережі

Для мінімізації негативного впливу СЕС на якість електроенергії застосовуються такі технічні рішення:

- Інвертори з функціями управління напругою та реактивною потужністю (Volt/VAR control).
- Фільтрація гармонік за допомогою активних або пасивних фільтрів.
- Системи накопичення енергії (акумулятори) для згладжування пікових навантажень та стабілізації потужності.
- Автоматизовані системи управління СЕС, які дозволяють адаптувати роботу станції до поточного стану мережі.
- Моніторинг параметрів якості електроенергії у режимі реального часу.

Таким чином, підключення сонячної електростанції потужністю 30 кВт до локальної мережі потребує попереднього аналізу її впливу на якість електроенергії та застосування відповідних заходів для покращення параметрів ЯЕЕ. Це дозволить забезпечити не лише ефективну генерацію електроенергії, але й підвищити надійність та стабільність роботи локальних мереж.

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

2.1 Оптимальне проєктування сонячних електростанцій (СЕС)

На рис. 2.1 зображено процес розв'язання задачі проєктування сонячної електростанції, який визначає її оптимальні розміри та конфігурацію. Під час розрахунків проєктних параметрів були враховані метеорологічні дані, характеристики фотоелектричних модулів, параметри інверторів, географічне розташування, координати площі встановлення та вартість обладнання.



Рисунок 2.1 – Загальна блок-схема методології проєктування фотоелектричної електростанції.

У дослідженні [2] було створено комп'ютерну програму для оптимізації СЕС, підключеної до мережі, з урахуванням українських параметрів. Щорічне вироблення енергії розраховувалось із урахуванням аналізу затінення для уникнення тіньових втрат на поверхні модулів, втрат у проводах, втрат масиву, кута нахилу модулів, розміру інвертора та його орієнтації. Також фінансовий аналіз враховував обсяг проданої енергії, річну інфляцію, ставку дисконтування, витрати та податки. Запропоновано поняття "обчислювального забруднення" у рамках екологічного аналізу.

У цій методиці розмір масиву PV не оптимізувався, тоді як вибір інвертора здійснювався інтуїтивно. Програмне забезпечення TRNSYS було

використано у [3] для знаходження оптимального співвідношення розмірів PV-інвертора. Загальна вихідна потужність системи обчислювалась для трьох типів інверторів: з низьким, середнім і високим ККД. Розглянуто також вісім європейських місць для вибору оптимального співвідношення розмірів.

За словами Mondol та ін., застосування інверторів з високим ККД забезпечує більшу гнучкість у виборі співвідношення PV до інвертора порівняно з інверторами з низьким ККД. Оптимізацію CEC, підключеної до мережі, описано в [4], де за допомогою генетичного алгоритму (GA) проводилось ітераційне моделювання для максимізації чистого прибутку системи.

Штучний інтелект (AI) також використовувався для оптимізації, як показано в [5]. Тут оптимізація здійснювалась методом рою частинок (PSO), який перевершив GA за точністю. Метод, представлений у [6], враховував економічні показники при проєктуванні CEC, використовуючи PSO для вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації з урахуванням, як економічних, так і екологічних вигод.

У [7] було представлено оптимізацію підключеної до мережі CEC із урахуванням типу модулів, типу інвертора та кута нахилу. Метод базувався на математичному моделюванні масиву PV, інвертора та сонячного випромінювання на похилій поверхні. Аналіз включав три типи інверторів, чотири типи PV-модулів, сім значень кутів нахилу, погодинну сонячну радіацію та температуру.

У [8] застосовано GA для визначення оптимального дизайну для домашніх CEC, з урахуванням коефіцієнта надлишку (EF) як цільової функції. Економічний аналіз відсутній, і методика розглядала лише стрінгові інвертори без урахування метеоумов.

Kerekes запропонували метод оптимізації CEC великого масштабу з використанням GA, де входними параметрами були сонячна радіація, температура навколишнього середовища та витрати. Враховувались: розміщення PV-модулів, відстань між рядами, кут нахилу та кількість рядів.

Критерієм оптимізації була LCOE. Аналіз підтримував топології інверторів: мультистрінгова, централізована та міні-централізована. Метод підходить лише для стаціонарних модулів, орієнтованих на екватор.

У 2012 році [10] розроблено алгоритм розмірного планування EP. Метод охоплював всі можливі комбінації модулів та інверторів. Враховувались технічні й економічні параметри, включно з NPV та Yield Factor.

Методика [9] (2013) ґрунтувалась на тій же структурі, що й попереднє дослідження Kerekes, але з доданим аналізом LCOE, внутрішньої норми прибутковості, терміну окупності, NPV та загального економічного аналізу. У запропоновано ітеративний метод для визначення розміру інвертора в 9 регіонах США, оптимізований за економічними показниками та погодними умовами.

У таблиці 2.2 наведено методики оптимального проектування СЕС, що використовують комерційне ПЗ та методи оптимізації. Як правило, вони враховують метеодані, економічні параметри, складові модулів та інверторів. Оптимізація охоплює технічні, економічні та екологічні цілі.

Таблиця 2.1 – Узагальнення методів проектування фотоелектричних електростанцій

Рік	Метод	Ціль	Країна	Джерело
2005	Чисельний метод	Максимальна енергія	США	[9]
2006	Еволюційне програмування	Чиста приведена вартість (NPV)	Іспанія	[2]
2009	Генетичний алгоритм (GA)	NPV	Греція	[4]
2010	Метод рою частинок (PSO)	NPV	Греція	[5]
2010	Багатоцільовий PSO	NPV	Греція	[6]
2011	GA	Надлишковий коефіцієнт (EF)	Малайзія	[8]
2011	GA	Вартість виробленої енергії (LCOE)	Греція	[9]
2012	Еволюційне програмування	NPV	Малайзія	[8]
2013	GA	LCOE	Данія	[9]
2014	GA	Максимальна енергія	Франція	[1]
2014	Майстер-слейв та динамічні демі	LCOE	Греція	[2]
2016	Програмне забезпечення PVSOL	NPV	Кіпр	[4]
2016	GA	LCOE, 1) Період окупності	Індія	[5]
2017	Метод табу-пошуку (TS)	2) Максимальна енергія 3) Максимальний прибуток	Канада	[7]
2017	Математична модель	NPV	Хорватія	[9]
2017	GA	LCOE, 1) Вироблена енергія	Туреччина	[6]

2018	Багатоцільовий GA	2) Період окупності інвестицій 3) Період енергетичної окупності	Франція	[8]
2019	Бінарне лінійне програмування	NPV	США	[10]
2019	Оптимізатор + PSO	LCOE	Алжир	[10]
2020	GA	Внутрішня норма прибутковості (IRR)	Угорщина	[11]
2020	Гібрид GWO-SCA	1) LCOE 2) Максимальна енергія	Алжир	[12]
2021	Гібрид CS-GWO-PSO	1) LCOE 2) Максимальна енергія 3) Мінімальні витрати	Малайзія	[6]
2021	PSO + GA	1) NPV 2) LPSP (ймовірність втрати живлення)	Туніс	[11]

2.2 Оптимізація компонентів СЕС

А. Оптимізація розміру інвертора. У великомасштабних ФЕС оптимальний розмір інвертора залежить від багатьох чинників. Попередні дослідження [114] показали, що використання вискоефективного інвертора покращує роботу ФЕС за співвідношенням розмірів між 0,7 і 1,3. Номінальна потужність масиву ФЕ модулів повинна відповідати номінальній потужності інвертора для досягнення максимальної продуктивності. Якщо ж потужність інвертора менша – ефективність системи знижується.

- Надмірне навантаження на інвертор призводить до втрат енергії, а як недобір, так і перебір потужності підвищує вартість енергії. Дослідження [3] із використанням TRNSYS показали, що оптимальне співвідношення потужності PV масиву до інвертора в Європі для вискоефективних систем має становити 1,1 – 1,2 (для високої інсоляції) і 1,3 – 1,4 (для низької). Для низькоефективних систем ці межі — 1,2 – 1,3 та 1,4 – 1,5 відповідно (рис. 2.2). У північній півкулі модуль орієнтується на південь.

У південній півкулі – на північ.

Позначення:

- β – кут нахилу модуля відносно горизонталі.
- Горизонтальна площа – основа, на якій встановлюється модуль.
- Сонце — джерело сонячної енергії.

- Сторони світу (N, S, E, W) – вказують орієнтацію для правильного розташування модуля.

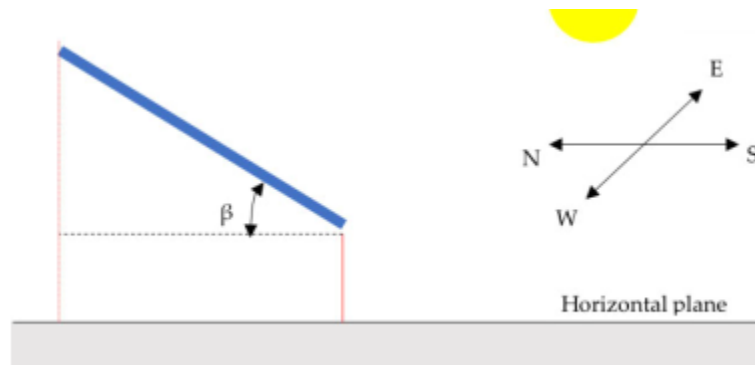


Рисунок 2.2 – Ілюструє кут нахилу (β) фотоелектричного (PV) модуля, встановленого на горизонтальній площині та орієнтованого у бік екватора. Така орієнтація є типовою для максимального уловлювання сонячної радіації:

Цей кут є важливим параметром у проєктуванні фотоелектричних систем, оскільки від нього залежить ефективність перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію.

Методи, наведені в [10, 11, 18], включають аналітичні моделі та ітераційні алгоритми (наприклад, у Matlab), що враховують погодні умови, доступні інвертори, та інші параметри для визначення оптимального співвідношення розмірів. В інших дослідженнях розглядається вплив місцевості, температури, інсоляції та економічних факторів. Так, у [12] було встановлено, що топологія інвертора (центральний, струнний, мікроінвертор) впливає на кількість виробленої енергії та втрати. Центральні інвертори забезпечують найвищу продуктивність з мінімальними втратами.

Деякі дослідження також вказують, що перевищення номінальної потужності масиву ФЕ модулів над інвертором може негативно впливати на термін служби інвертора. Типові значення співвідношення розмірів інвертор–масив: 1,0 – 1,5. У [9] встановлено, що ширший діапазон розмірних коефіцієнтів доступний для високоефективних інверторів.

В. Оптимальний кут нахилу фотомодулів. Кут нахилу є ключовим чинником для максимально ефективного прийому сонячного випромінювання.

У [12] запропоновано метод визначення оптимального кута та орієнтації модулів для збільшення інсоляції, що дозволяє знизити вартість і підвищити продуктивність.

У роботах [2, 6, 7] обговорюються річні та місячні оптимальні кути, а також переваги фіксованих установок порівняно з двоосьовими системами, які малопридатні для великих СЕС через високу вартість, складність і потребу в техобслуговуванні. Альтернативні орієнтації, зокрема схід-захід, дозволяють збільшити встановлену потужність і мінімізувати затінення.

У дослідженні [3] враховано температуру комірки й швидкість вітру. Показано, що оптимальний кут залежить від типу модуля (с-Si, CdTe тощо). Також зазначено, що навіть при однаковому нахилі різні модулі дають різну продуктивність.

С. Оптимальне розмірне підборання трансформатора. У великомасштабних СЕС трансформатор повинен бути правильно підібраний. Недорозмірений трансформатор створює вузьке місце, а надлишковий — призводить до нестабільності. У [52], [135], [136] наведено методики вибору оптимального трансформатора за критеріями потужності, ефективності, вартості та експлуатації.

У роботі [138] було запропоновано метод виявлення однофазного відключення та мінімізації помилкових спрацювань захисту. Дослідження проводилися на СЕС 30 кВт та 200 кВт за допомогою Matlab/Simulink. Також розглянуто використання триобмоткових трансформаторів для підключення кількох інверторів із окремим керуванням.

Д. Оптимізація підбору кабельних ліній. У [9] запропоновано методику розрахунку впливу кабельної мережі на напругу та потужність. Розглядалися параметри: напруга модуля, струм, довжина та товщина кабелю, потужність інвертора. Встановлено, що допустиме падіння напруги в мережевій СЕС не має перевищувати 5% [14].

Отже, у розділі було виконано багато досліджень із оптимізації СЕС. Переривчастість сонячного ресурсу, матеріали комірок, складність

конфігурацій та розрахунків викликають проблеми для інвестування. Проведено узагальнений аналіз таких аспектів:

1. Штучний інтелект. Методи ШІ поступово витісняють традиційні методи завдяки точності та ефективності. Гібридні алгоритми привертають увагу через гнучкість. Рекомендується застосовувати новітні методики.

2. Збір даних. Сонячне випромінювання та швидкість вітру впливають на проєктування. Для підвищення точності результати слід отримувати з часовим кроком у 15 хвилин або 1 хвилину. Це підвищить достовірність, хоча збір таких даних є складним.

3. Математичне моделювання. Має включати цільові функції, змінні та обмеження. Рекомендується використовувати багатокритеріальні функції (multi-objective), що враховують вартість, потужність, ККД.

4. Точні моделі. Для підвищення ефективності необхідно враховувати кліматичні умови, розташування, матеріали, втрати на пил, втрати в кабелях і електроніці.

5. Універсальні моделі. Оптимізація має бути адаптована для будь-якої локації з урахуванням економіки, географії та клімату. Враховувати ефекти запилення для посушливих регіонів.

6. Економічні аспекти. Технічний прогрес, зростання ККД модулів (з 16% до ~22% за десятиліття) має бути врахований при оцінці LCOE. Аналіз має базуватись на актуальних даних.

РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

3.1 Проектування, моделювання та аналіз вартості сонячної фотоелектричної електростанції потужністю 30 кВт

Серед різних джерел відновлюваної енергії сонячна енергія постає як найперспективніше рішення. У глобальному контексті сонячна енергетика стала найдоступнішою технологією з великим потенціалом трансформації енергетичного ландшафту Пакистану. Великомасштабні проекти сонячних фотоелектричних станцій та вітрових турбін стали пріоритетними в плані дій щодо сталого розвитку 2019 року, який було оновлено у 2025 році, з огляду на здешевлення технологій.

Фотоелектричні модулі на основі напівпровідників забезпечують надійне, безобслуговувальне та екологічно чисте джерело енергії, здатне адаптуватися до змін клімату. У наступних розділах буде детально розглянуто історію розвитку та потенціал сонячної енергетики в Україні, що дозволить окреслити шлях до більш сталого й енергетично забезпеченого майбутнього.

На рис. 3.1 подано комбінований лінійний графік, що ілюструє ключові сонячні параметри для різних регіонів Пакистану: пряме нормальне випромінювання (DNI), специфічну продуктивність фотоелектричних систем (PVOUT), глобальне горизонтальне випромінювання (GHI), дифузне горизонтальне випромінювання (DIF) та глобальне випромінювання під оптимальним кутом нахилу (GTI opta). Дані відсортовано у порядку зростання значень DNI, що дає змогу чітко порівняти потенціал сонячних ресурсів у різних регіонах. Найвищий показник GTI opta має район Півдня, який також демонструє найвищі значення DNI, GHI та PVOUT, що свідчить про ідеальні умови для генерації сонячної енергії. Найвищий показник DIF спостерігається у Херсоні, Одесі. Графік наочно демонструє варіацію параметрів між регіонами,

що дозволяє визначити найперспективніші з точки зору сонячної генерації території країни.

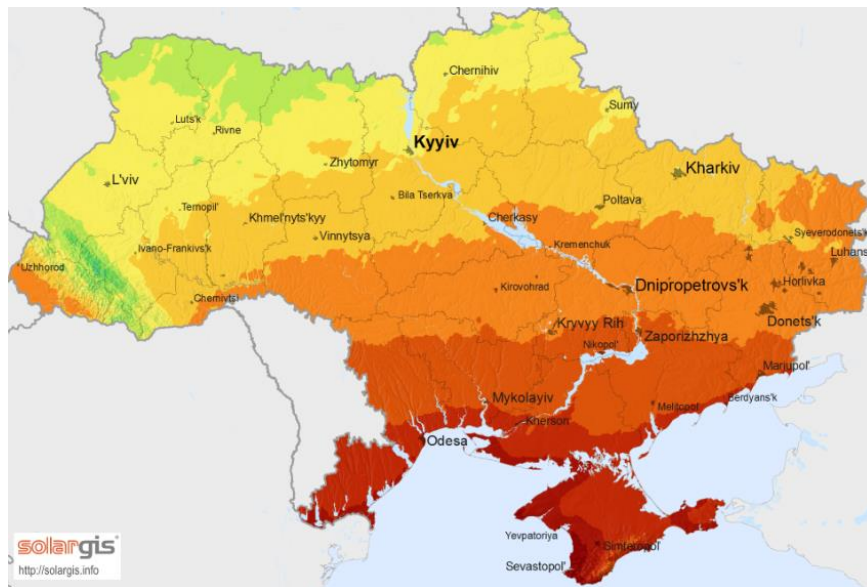


Рисунок 3.1 – Змінність сонячного ресурсу в різних регіонах України.

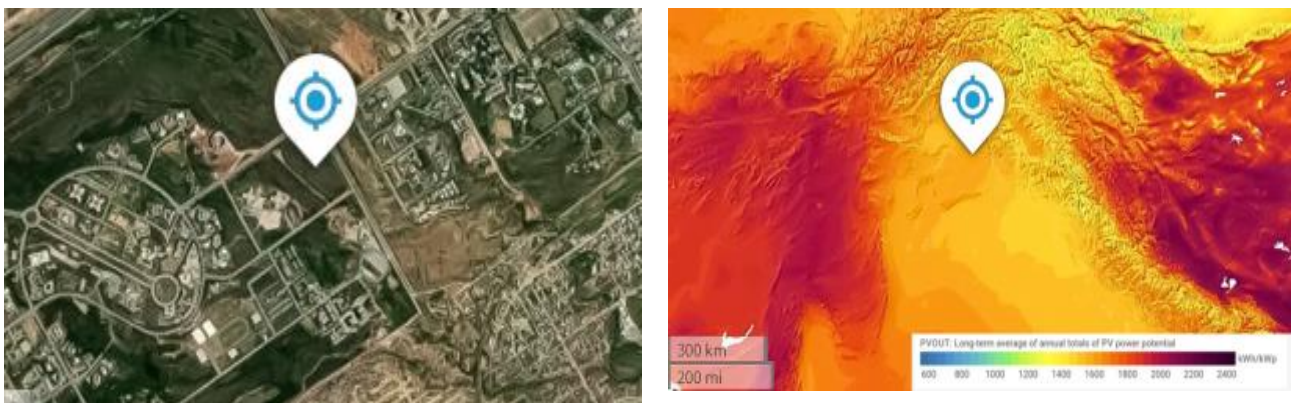


Рисунок 3.2 – (а) Аерофотознімок. (б) Потенціал сонячної фотоелектричної енергії. (Джерело: Google Maps, 2025).

Рисунок 3.2 (а) демонструє аерофотознімок регіону дослідження, а рис. 3.2 (б) – карту потенціалу сонячної енергетики для цієї території. Ці зображення підтверджують високий потенціал сонячної енергії, що робить його привабливим місцем для встановлення фотоелектричних станцій.

3.2 Методологія визначення параметрів фотоелектричної системи

Міжнародне енергетичне агентство (IEA) розробило показники ефективності для оцінки роботи фотоелектричних установок, підключених до мережі [7, 8]. Ці характеристики включають енергетичну продуктивність,

використання сонячного ресурсу та загальні втрати системи, що дозволяє здійснити комплексну оцінку ефективності системи. Серед ключових критеріїв розглядаються коефіцієнт продуктивності (performance ratio), кінцева генерація системи (final PV system yield) та еталонна генерація (reference yield). Ці індикатори забезпечують повну оцінку здатності фотоелектричної системи використовувати сонячну енергію та її загальної ефективності перетворення сонячного світла на електроенергію.

У межах нашого аналізу найбільш релевантними параметрами є: енергетична продуктивність, генерація масиву (array yield), кінцева генерація (final yield), еталонна генерація (reference yield), ефективність модулів, ефективність інвертора, ефективність системи, енергетичні втрати (включаючи втрати захоплення масиву та системні втрати), коефіцієнт продуктивності та фактор потужності (capacity factor). Ці стандартизовані індикатори, які визнаються базовими еталонами, становлять основу для оцінки ефективності великомасштабної фотоелектричної електростанції, дозволяючи здійснювати ефективне та порівняльне оцінювання її продуктивності.

Показник **"генерація масиву"** визначає, за який час фотоелектрична станція виробляє постійну енергію (E_a) відповідно до номінальної потужності сонячного генератора (P_o). Значення подається в кіловат-годинах на добу на кіловат пікової потужності (кВт·год/день/кВт). Цей показник використовується для оцінювання ефективності та продуктивності фотоелектричної станції з урахуванням коливань сонячної радіації та роботи системи [1], [2], [9].

$$Y_A = \frac{E_a}{P_o \cdot h} \quad (3.1)$$

$$E_a = IDC \cdot VDC \cdot t \text{ (кВт} \cdot \text{год)} \quad (3.2)$$

"Еталонна генерація" (Reference Yield) визначається шляхом ділення загальної інсоляції в площині масиву на еталонне значення сонячної радіації. Вона кількісно відображає тривалість "пікових сонячних годин" або рівень інсоляції, виражений в одиницях кВт·год/м², і характеризує сонячний ресурс,

доступний для системи [3, 9]. Це значення відображає кількість енергії, яку можна отримати за ідеальних умов.

Еталонна генерація описує ресурс сонячного випромінювання для фотоелектричної системи та залежить від розташування масиву, його орієнтації, а також від місячних і річних коливань погодних умов. Вона визначається такими чинниками, як географічне розташування та орієнтація фотоелектричних панелей, а також мінливість погодних умов протягом місяців і років [7, 10], [71].

$$Y_R = \frac{\kappa Bm \cdot 200 / \text{м}^2}{\kappa Bm / \text{м}^2} \quad (3.3)$$

$$Y_R = \frac{H_t}{G_o} \quad (3.4)$$

де H_t – загальна горизонтальна інсоляція в площині масиву ($\text{Вт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$), а G_o – глобальна інсоляція за стандартних умов випробування (STC) ($\text{Вт} / \text{м}^2$).

Показник "**Кінцева генерація**" (*Final Yield*, YF) означає загальну кількість енергії змінного струму (AC), вироблену фотоелектричною системою за певний період часу. Він показує, скільки годин фотоелектричний масив мав би працювати на повну номінальну потужність, щоб виробити таку саму кількість електроенергії. Цей параметр є ключовим для визначення ефективності та продуктивності сонячної фотоелектричної системи [5], [7].

$$YF = \frac{EPV, AC}{P_{\max G, STC}} \quad (3.5)$$

Фактор потужності (*capacity factor*) є важливим показником для оцінювання загальної ефективності та продуктивності енергогенерувальної системи, оскільки відображає її здатність стабільно виробляти електроенергію впродовж часу.

Коефіцієнт корисної дії інвертора (*inverter efficiency*), також відомий як ефективність перетворення, визначається як відношення потужності змінного струму (AC), яку генерує інвертор, до потужності постійного струму (DC), яку виробляє фотоелектричний масив.

Ефективність системи розраховується як добуток ефективності фотомодулів та ефективності інвертора [6–9], [72].

$$CF = \text{actual output AC energy/rated array capacity} = EAC / (P_{nom} \cdot 24) \cdot 100 \text{ (год)}$$

$$\text{Photovoltaic Efficiency, } \tau_{PV} = EDC / (PV_{area} \cdot \text{irradiation})$$

$$\text{Inverter Efficiency, } \tau_{in} = (\text{inverter export} / EDC)$$

$$\text{System Efficiency, } \tau_s = EAC / (PV_{area} \cdot \text{irradiation})$$

Під час роботи в реальних умовах для аналізу внутрішніх втрат використовується моніторинг даних про продуктивність системи. Енергетичні втрати на сонячних фотоелектричних (SPV) електростанціях є неминучими через низку різних факторів. Розуміння та усунення цих неефективностей є надзвичайно важливими для підвищення ефективності станції та збільшення генерації електроенергії. Ефективний моніторинг забезпечує важливу аналітичну інформацію для покращення продуктивності [10].

$$CO_2 \text{ reduction per } \kappa Bm = \frac{\text{Total } CO_2 \text{ savings}}{\text{Instaled capacity}} \quad (3.6)$$

$$\text{Annual } CO_2 \text{ reduction per } \kappa Bm = \frac{CO_2 \text{ emission reduction}}{\text{Instaled capacity}} \quad (3.7)$$

Критерії відбору та запропонована система. Сонячні панелі (PV панелі) Ми розглядали 13 варіантів у пошуках найкращих сонячних панелей для нашої сонячної електростанції (Longi Solar, Mitsubishi, Panasonic, Samsung, Solar Frontier, Solimpeks, Kyocera, KDG Energy, JP Solar, JinkoSolar, Hulk Energy Technology (HET), Helios USA, Ferrania Solis). Ці варіанти були ретельно оцінені за такими основними критеріями: ефективність, вартість, гарантія, сумісність, моніторинг, економічність, безпека та вплив на довкілля, як зазначено на рис. 3.1 а під позначеннями C1, C2, C3... C8. Наша методологія, що базується на даних, надала кожному критерію однакову вагу — 8 балів. Після цього оцінювання найкращим варіантом виявилася компанія Longi Solar. Хоча Solimpeks і Kyocera були дешевшими, вони мали певні обмеження. Mitsubishi Electric вирізнялася високою потужністю, проте мала інші компроміси. Solar Frontier показала найкращі результати за екологічними показниками, проте мала проблеми з ефективністю та сумісністю.

Цей ретельний підхід забезпечує обґрунтований вибір, адаптований до ваших довгострокових енергетичних цілей.

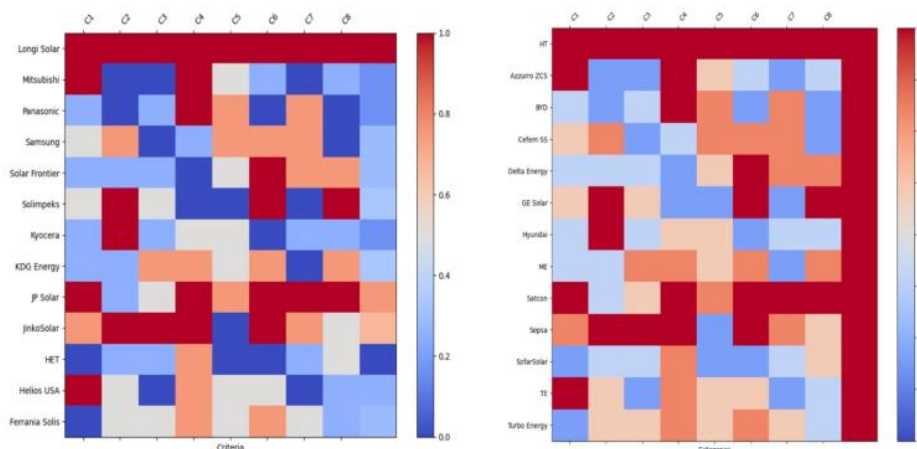


Рисунок 3.3 – Матриця прийняття рішень для вибору: (а) сонячних фотомодулів, (б) інвертора.

Інвертор. Ми почали з 17 варіантів у пошуках найкращого інвертора для нашої сонячної електростанції. До розгляду увійшли авторитетні бренди, зокрема Huawei Technologies, Azzurro ZCS, BYD, Cefem Solar System, Delta Energy, GE Solar, Hyundai, Mitsubishi Electric, Satcon, Sepsa, SofarSolar, Tabuchi Electric та Turbo Energy. Усі варіанти були ретельно проаналізовані за матрицею критичних критеріїв: ефективність інвертора, потужність і розміри, надійність і гарантія, сумісність, моніторинг і комунікація, вартість і бюджет, безпека та відповідність мережевим стандартам, а також вплив на довкілля – відповідно до рис. 3b (C1 – C8).

Застосовуючи однакову вагу в 8 балів на кожен критерій, наш огляд на основі даних виявив переваги та недоліки кожного інверторного варіанту. Huawei Technologies вийшла явним лідером із високими показниками в усіх напрямках. Водночас альтернативи, як-от Sepsa, SofarSolar, Tabuchi Electric і Turbo Energy, також продемонстрували свої унікальні переваги, що можуть відповідати специфічним вимогам окремих проєктів. Такий строгий підхід гарантує, що обраний інвертор відповідатиме вашим потребам у сонячній енергії та екологічним цілям.

Вибір місця. Ми провели детальний аналіз із використанням матриці прийняття рішень, що включала різні ключові фактори, необхідні для встановлення сонячної електростанції, з метою вибору оптимального майданчика. Процедура оцінювання передбачала розгляд трьох окремих ділянок, а саме S1, S2 та S3, на основі важливих характеристик, які значною мірою визначають потенціал кожного місця. До критеріїв віднесено: сонячну радіацію, доступність площі, близькість до електричної інфраструктури, вплив на довкілля, вартість встановлення, безпеку території, вплив на громаду та зручність технічного обслуговування.

Комбінований лінійний графік (рис. 3.4) надає чітке та наочне зображення того, як кожен майданчик проявив себе відносно цих критично важливих критеріїв. Ділянка S2 стабільно показувала найкращі результати, отримуючи найвищі оцінки в більшості досліджених категорій. Зокрема, вона перевершувала за показниками сонячної радіації, доступності площі, близькості до електричної інфраструктури та впливу на довкілля. Завдяки цій сукупній перевазі ділянка S2 є особливо вигідним місцем для розвитку сонячної електростанції, забезпечуючи відмінні умови для ефективного виробництва енергії.

Ділянка S1, хоча й не перевершує S2, показала гідні результати в багатьох аспектах, особливо за сонячною радіацією, близькістю до електричної інфраструктури та впливом на громаду. Ділянка S3, своєю чергою, хоча й демонструє певний потенціал у сфері сонячної радіації та впливу на громаду, стикається з проблемами щодо доступності площі, вартості встановлення та впливу на довкілля.

Отже, цей всебічний аналіз і відповідне графічне зображення дають змогу ухвалювачам рішень робити добре обґрунтований вибір під час визначення найбільш придатного місця для встановлення сонячної електростанції. Як результат, ділянка S2 постає як найкращий вибір, демонструючи гармонійне поєднання сприятливих критеріїв, що узгоджуються з цілями проєкту та екологічними міркуваннями.

Огляд мережевої сонячної фотоелектричної системи в NSTP-NUST

Схематична діаграма на рис. 3.5 відображає план розміщення сучасної сонячної електростанції потужністю 8,79 МВт у Науково-технологічному парку (NSTP), що діє в межах університету.

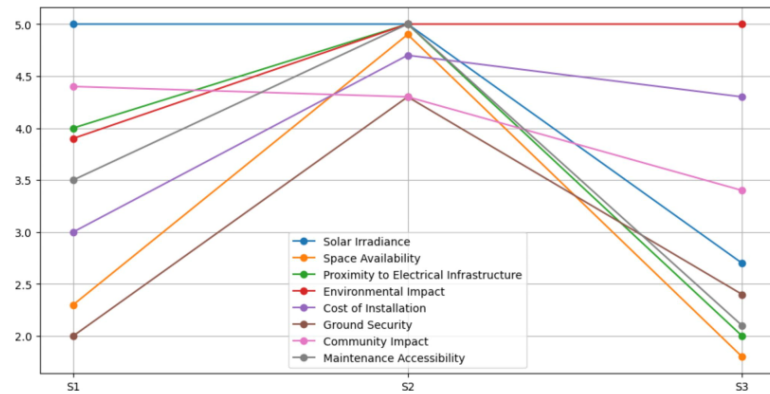


Рисунок 3.4 – Порівняння критеріїв для трьох запропонованих ділянок для СФЕ на території досліджуваної території.

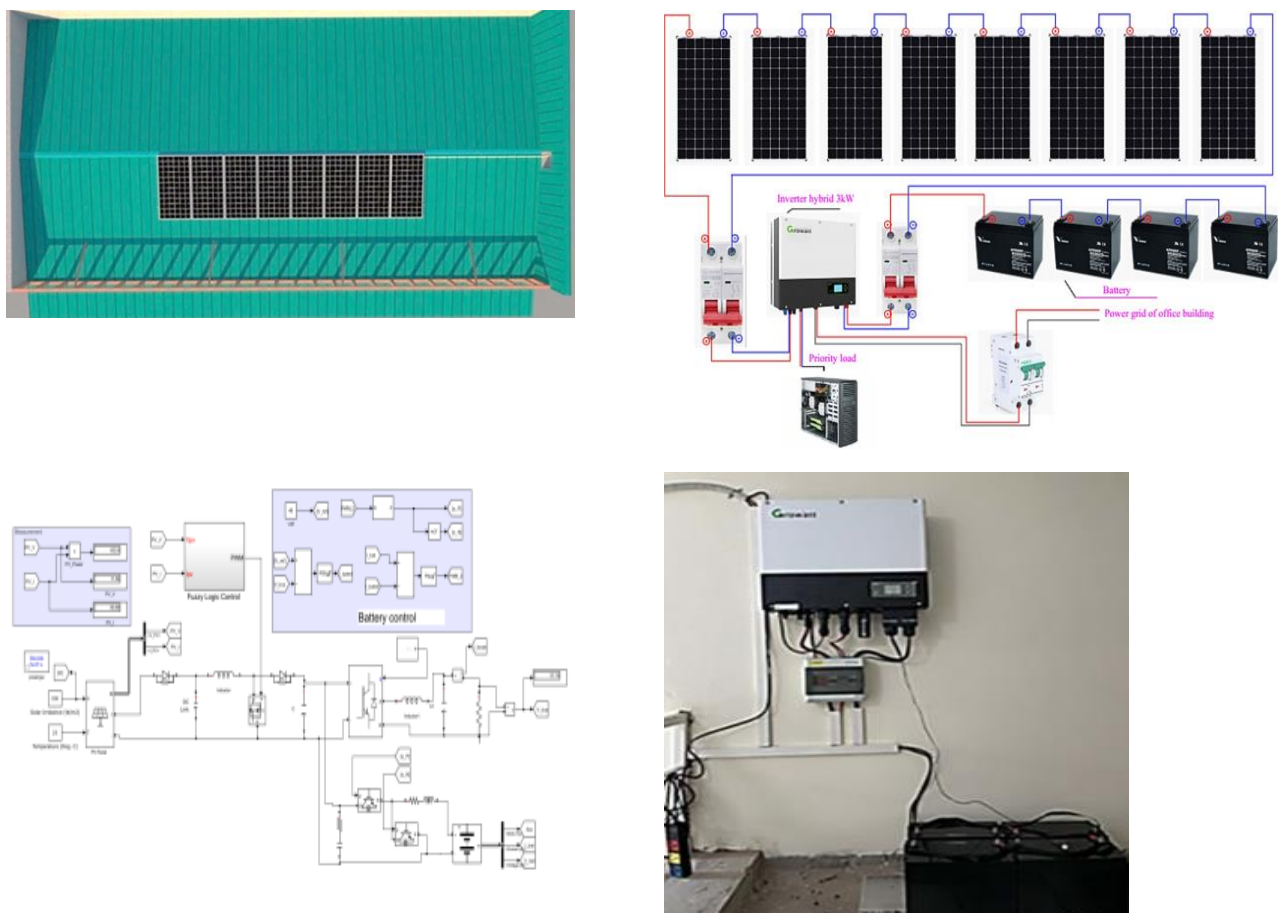


Рисунок 3.5 – Схема розташування мережевої сонячної електростанції потужністю 30 кВт

Таблиця 3.1 – Місячні кліматичні дані для досліджуваного регіону

Місяць	Середня висока температура (°C)	Середня низька температура (°C)	Середня місячна тривалість сонячного саява (год)
Січень	1,7	-2,6	195,7
Лютий	1,1	-5,1	187,1
Березень	2,9	9,9	202,3
Квітень	13,1	5,0	252,4
Травень	25,3	19,7	311,9
Червень	35,7	23,7	300,1
Липень	35,0	24,3	264,4
Серпень	33,4	23,5	250,7
Вересень	23,5	20,6	262,2
Жовтень	15,9	13,9	275,5
Листопад	9,4	1,5	247,9
Грудень	1,7	-3,4	195,6
Рік	28,5	14,1	245,4

в м. Львів. Фотоелектричні модулі ефективно збирають сонячну енергію та перетворюють її з постійного струму (DC) у змінний струм (AC) за допомогою сучасних інверторів та трансформаторів. Високовольтне комутаційне обладнання гарантує безперебійну передачу енергії на ввідно-вивідну комірку 33 кВ, де вона обліковується перед інтеграцією до енергомережі. Нижня частина схеми зосереджена на зв'язку генератора з мережею, який регулюється системою управління, що включає кондиціонування потужності для забезпечення якості. Така конструкція максимізує ефективність генерації енергії, уникаючи потреби у великому зберіганні. Географічне розташування невеликих ізольованих енергосистем істотно впливає на їхню продуктивність, оскільки місцевий клімат визначає температуру модулів та обсяг виробленої енергії. Точне моделювання, включно з регресійним аналізом, дозволяє прогнозувати виробництво, інтеграцію в мережу та стан системи, що покращує загальну стійкість.

Огляд майданчика. В університеті, розташований на широті 50,647279° та довготі 22,99987°, має стратегічну перевагу завдяки великій кількості сонячної радіації протягом року. Львів стабільно характеризується високими показниками інсоляції, приблизно 2945 годин сонячного саява на рік, що відповідає потенціалу сонячної енергії понад 6400 мільйонів кВт·год. Детальні

річні кліматичні дані наведені в табл. 3.1. Крім того, високі температури в регіоні, які можуть досягати $35,5^{\circ}\text{C}$, сприяють ефективності виробництва сонячної енергії. Для сонячних панелей у Україні оптимальним зазвичай є південне напрямлення, що подано на рис. 3.6

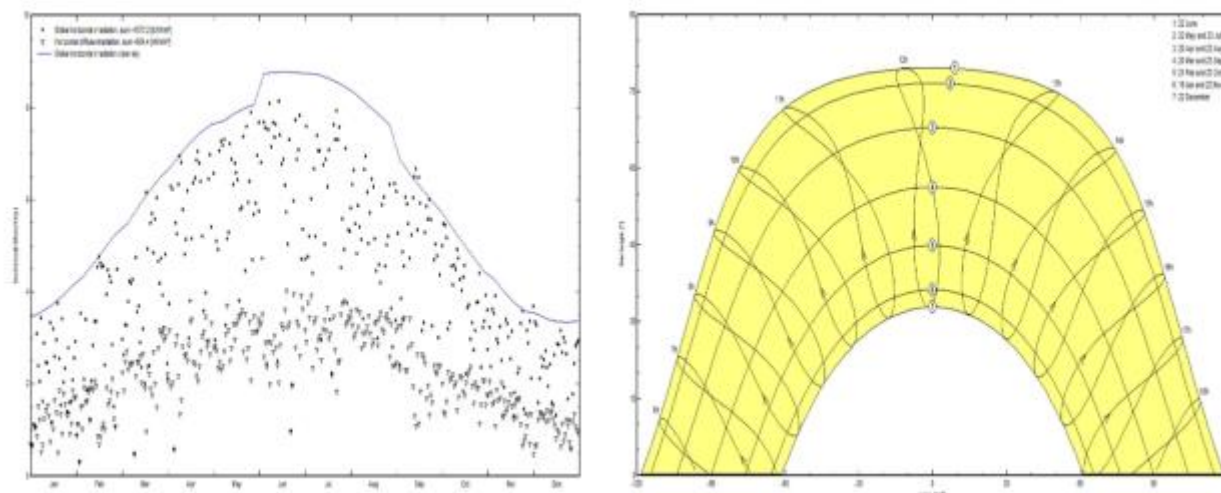


Рисунок 3.6 – (а) Глобальна горизонтальна та дифузна горизонтальна радіація. (б) Шлях Сонця та кути сонячного випромінювання.

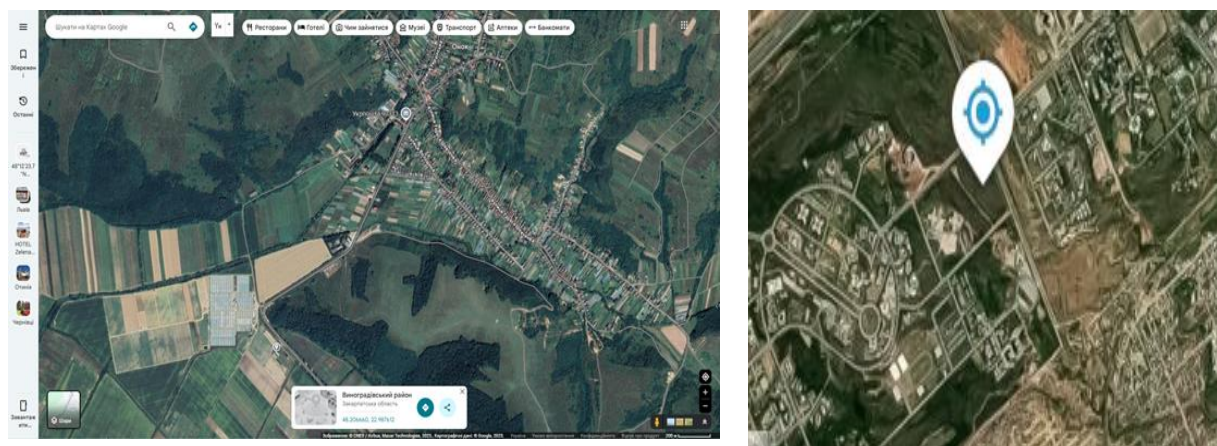


Рисунок 3.7 – Аерофотознімок запропонованого розташування ділянки для СФЕ (Джерело: Google Maps, 2025. Використано відповідно до принципів добросовісного використання для освітніх та некомерційних цілей. Доступно за посиланням: <https://www.google.com/maps>).

Вибір кута нахилу. Кут нахилу фотоелектричного масиву підтримується рівним широті відповідного місця для отримання максимальної сонячної радіації.

Рис. 3.8 демонструє цікавий аналіз вибору кута нахилу та його вплив на рівні сонячної радіації протягом року у контексті нашого дослідження оптимізації сонячної енергії. Це зображення складається з кількох важливих аспектів, кожен з яких допомагає зрозуміти критичні моменти генерації сонячної енергії. Синя лінія показує базовий рівень сонячної радіації без змін кута нахилу. Вона графічно відображає природну зміну сонячного випромінювання протягом року. Зелена лінія показує вплив використання фіксованого кута нахилу $29,5^\circ$. Цей постійний кут змінює параметри сонячної радіації, забезпечуючи стабільний, але модифікований рівень енергії протягом року. Нарешті, помаранчева лінія підкреслює адаптивність системи через змінні кути нахилу, показуючи, як рівні сонячного випромінювання пристосовуються до зміни кутів, надаючи важливі дані про гнучкість системи. Діаграма відображає змінні кути нахилу в градусах та слугує наочним посиленням для модифікацій, які ми виконували у нашому аналізі. Комбіноване зображення на рис. 3.8 є цінним інструментом для визначення типу системи нахилу – фіксованого чи сезонного – та оптимального кута нахилу для максимального виходу сонячної енергії в усі сезони.

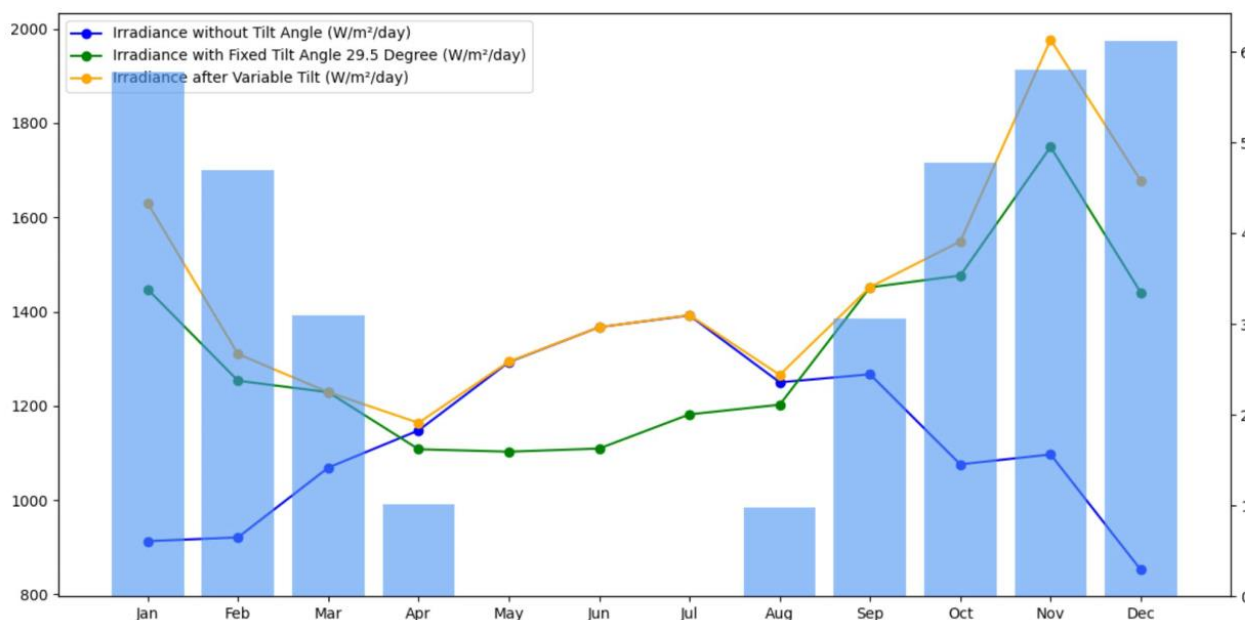


Рисунок 3.8 – Порівняльний аналіз рівнів сонячної радіації та регулювання кута нахилу протягом місяців.

Наше дослідження показало, що використання сезонного нахилу забезпечує збільшення сонячної радіації на 36,31 % порівняно зі сценаріями без нахилу. Крім того, середнє відсоткове відхилення радіації між сезонним і фіксованим нахилом становило 16,59 %, що підкреслює переваги адаптивної стратегії нахилу для підвищення ефективності сонячної енергії.

Споживання електроенергії та розрахунок навантаження. Місячні дані щодо споживання електроенергії на сонячній електростанції Науково-технологічного парку лабораторії ВДЕ університету, демонструють значні сезонні коливання. Ці коливання безпосередньо пов'язані із сезонними та кліматичними змінами.

Вибір кута нахилу

Кут нахилу масиву фотоелектричних панелей (PV) встановлюється рівним широті відповідної місцевості для отримання максимальної сонячної радіації.

Фігура 8 демонструє цікавий аналіз вибору кута нахилу та його впливу на рівні сонячної радіації протягом року в контексті нашого дослідження оптимізації сонячної енергії. Це зображення складається з багатьох важливих аспектів, кожен з яких допомагає зрозуміти цей критичний фактор у виробництві сонячної енергії.

Синя лінія відображає базові рівні інсоляції без будь-яких змін кута нахилу. Ця лінія графічно показує природні коливання сонячного випромінювання протягом року. Зелена лінія демонструє вплив використання фіксованого кута нахилу 29,5°. Такий постійний нахил змінює профіль сонячної інсоляції, забезпечуючи стабільний, але змінений рівень надходження сонячної енергії протягом року. Нарешті, помаранчева лінія підкреслює адаптивність системи при варіюванні нахилу — вона показує, як рівні сонячної радіації змінюються залежно від кута, надаючи важливу інформацію про можливості адаптації системи.

Ця діаграма відображає змінні кути нахилу у градусах і служить візуальним орієнтиром для коригувань, виконаних у нашому аналізі. Сукупне

зображення на рис. 3.8 є цінним інструментом для визначення типу системи нахилу, яку слід використовувати — фіксовану чи сезонну — та найкращого кута для оптимізації виробітку сонячної енергії в усі пори року.

Крім того, наше дослідження показало, що використання сезонних кутів нахилу дало збільшення сонячної інсоляції на 36,31% порівняно з випадками без нахилу. Також було виявлено, що середня різниця між сезонним і фіксованим нахилом становить 16,59%, що підкреслює переваги адаптивної стратегії нахилу для підвищення ефективності сонячної енергетики.

Споживання електроенергії та розрахунок навантаження

Місячні дані зі споживання електроенергії демонструють значні сезонні коливання. Ці зміни у споживанні безпосередньо пов'язані з сезонними та кліматичними чинниками (рис. 3.9).

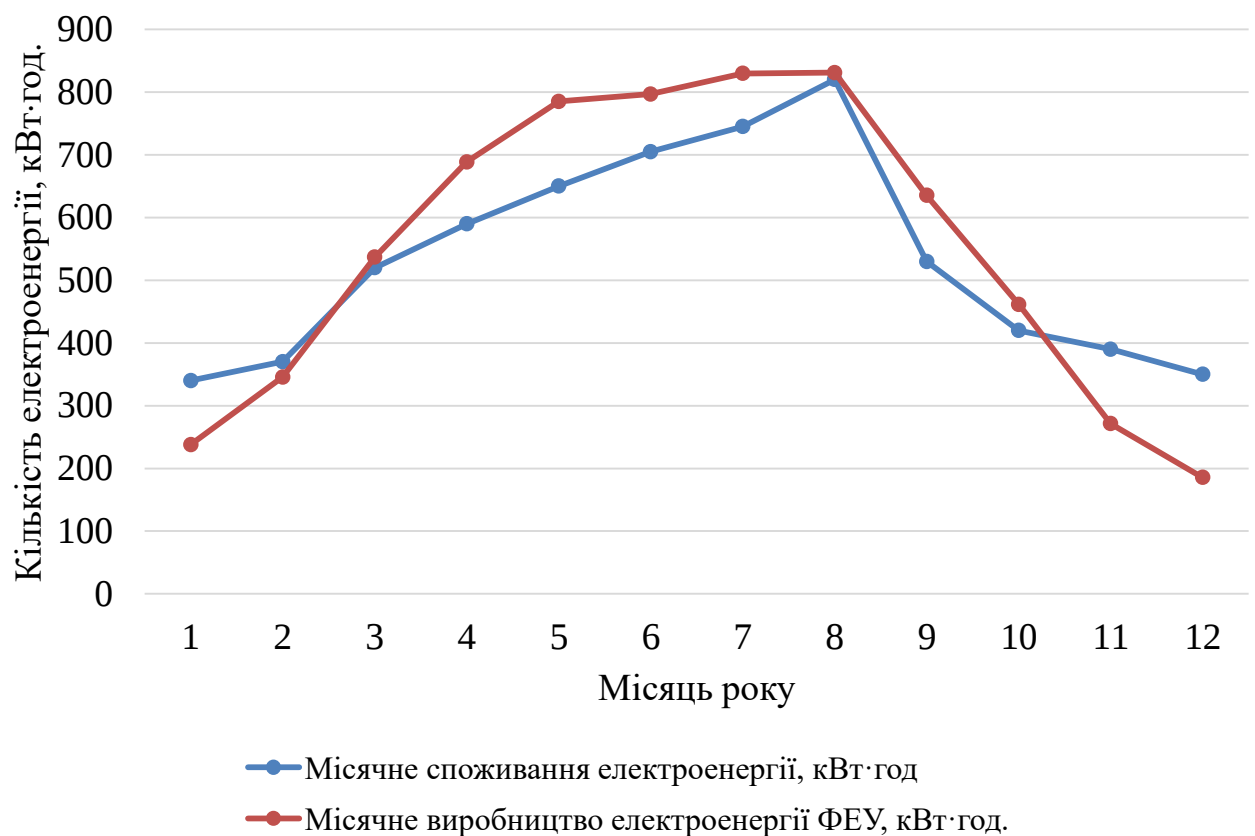


Рисунок 3.9 – Баланс споживання та генерування електроенергії житлового будинку з використанням фотоелектричної установки

У зимові місяці попит нижчий, поступово зростає з настанням весни та досягає піку в спекотні літні місяці. Восени та на початку зими, зі зниженням температури, попит на електроенергію знову падає до мінімального рівня. Ці

коливання місячного споживання є критично важливими для оптимізації роботи сонячної електростанції та забезпечення безперервного енергопостачання у відповідності до сезонних змін.

Технічні характеристики сонячних панелей

У системі використано сонячні панелі Longi_LR5-72_HTH_600M від *Longi Solar* (14 664 модулі), кожна з вихідною потужністю 600 Вт, детальні параметри наведено в таблиці 3.4. Вимірювання здійснювалися за стандартних умов тестування: інсоляція 1000 Вт/м², повітряна маса 1,5 г та температура комірки 25 °С.

Таблиця 3.4 – Технічні характеристики обраного PV-модуля.

Параметр	Позначення	Значення
Потужність піку	Peak power	600 Wp
Номінальна напруга	Rated Voltage	33,6 × 7279 × 72,99987 V
Допуск	Tolerance	±3,0%
Номінальний струм	Rated current	1760,4 kWh/nr
Струм короткого замикання	Short circuit current	14,460 A
Напруга холостого ходу	Open circuit voltage	5181 V
Струм у точці максимальної потужності	Maximum current point	13,40 A
Напруга у точці максимальної потужності	Maximum voltage point	44,66 V
Температурний коефіцієнт	Temperature coefficient	7,2 mA/°C
ККД (ефективність) комірки	Efficiency, cell area	25,75%
Температура максимальної потужності	Maximum power T _{F.MP}	23,21 °C
Розмір (Д × Ш × Т)	Size L × W × T	2278 × 1134 × 35 мм
Вага модуля	Module weight	27,10 кг
Площа модуля	Module area	2,583 м ²

Ці монокристалічні кремнієві панелі обрані завдяки вищій ефективності у порівнянні з полікристалічними та аморфними. Характеристики: алюмінієва рама, загартоване AR-скло зі скляною підкладкою, коробка Jbox IP 68, роз'єми MC4 EVO2 або сумісні HPBC Half-Cut. Відстань між конструкціями – 3,5 м (по центру опор), з проміжками 35 мм між сусідніми модулями. Відстань від землі до нижнього краю панелі – 450 мм.

Регулярне (раз на два місяці) очищення та використання високо щільних технологій капсулювання підвищують ефективність на 0,019 – 0,230%.

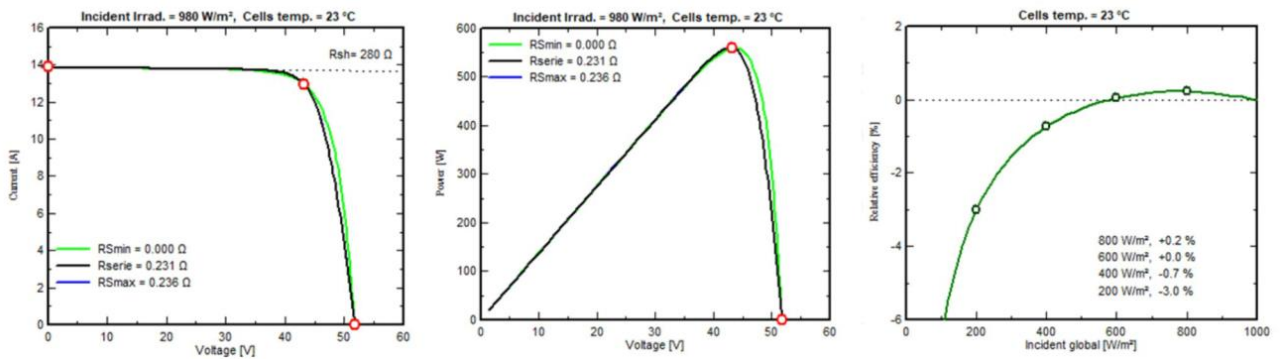


Рисунок 3.10 – Показує ключові параметри моделі для нашого дослідження: (а), (b), (с): опір шунту (R_{sh}) = 280 Ω , опір послідовної моделі (R_s) = 0,231 Ω (макс. 0,235 Ω), диференціал dV/dI = 0,37 Ω , струм насичення діода (I_{oRef}) = 0,019 нА, коефіцієнт якості діода (Γ) = 1,003.

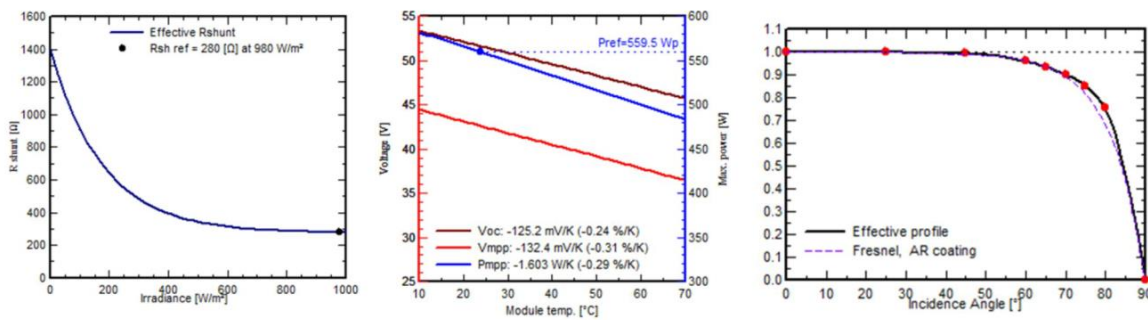


Рисунок 3.11 – (а) експоненційна залежність R_{sh} від інцидентної інсоляції (R_{shunt} = 1400 Ω , експонента 5,5), (b) температурні коефіцієнти m_{uPMax} і m_{uVoc} та їх залежність від Γ , (c) поведінка модифікатора кута падіння на ефективний профіль.

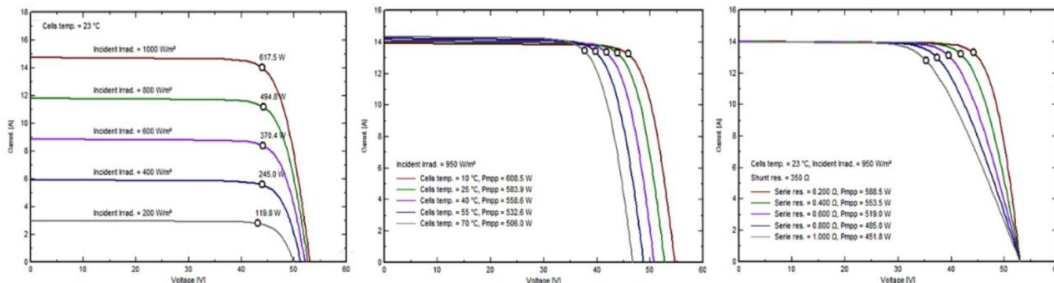


Рисунок 3.12 – ілюструє залежність струму від напруги для (а) інцидентної інсоляції, (b) температури комірки, (с) послідовного опору та P_{mp} .

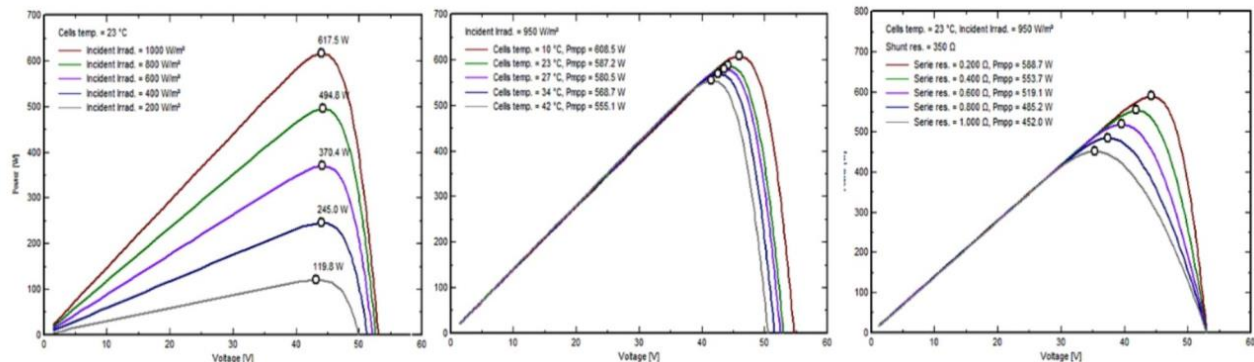


Рисунок 3.13 – Показує залежність потужності від напруги для тих самих параметрів.

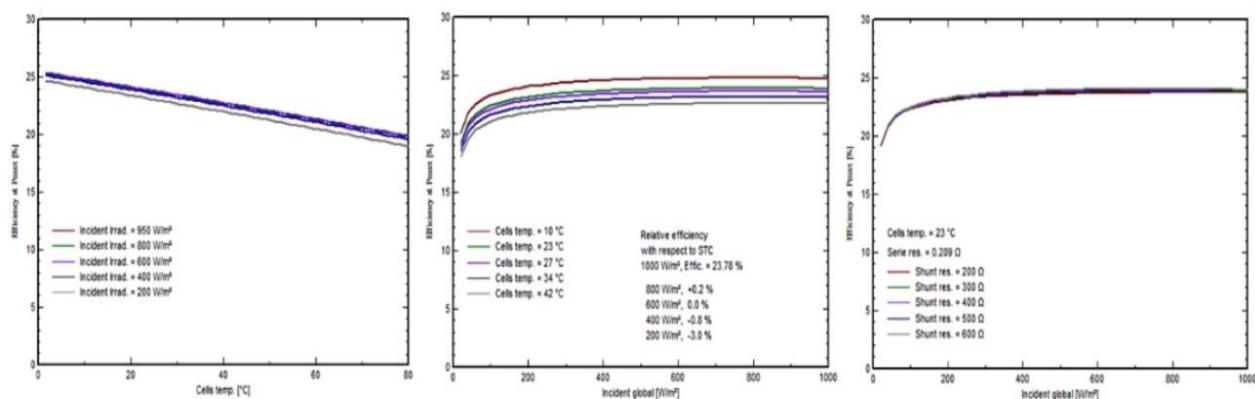


Рисунок 3.14 – Демонструє залежність ефективності від: (а) інсоляції та температури, (b) температури та глобальної інсоляції, (с) шунтового опору та глобальної інсоляції.

Ці фактори є ключовими для розуміння поведінки системи. Комплексний підхід забезпечує максимальну генерацію енергії та ефективність системи.

Технічні характеристики інвертора

У цій мережевій сонячній фотоелектричній системі інвертори відіграють критичну роль у перетворенні постійного струму (DC) на змінний (AC). Було обрано інвертор Huawei Technologies SUN2000-50KTL-M3-380 V, Н. Він має робочу напругу 380 В і дворівневу топологію. Детальні характеристики наведено в таблиці 3.4, виміряні за стандартних умов тестування: інсоляція 1000 Вт/м², повітряна маса 1,5 g та температура комірки 25 °C.

Серед функцій керування: світлодіодні індикатори, інтегрована сумісність із WLAN, а також додаток *FusionSolar APP* для моніторингу.

Таблиця 3.4 – Вибрані технічні характеристики інвертора

Параметри	Скорочення	Значення
Мінімальна напруга MPP	Mpp	200 В
Номінальна напруга MPP	Npp	600 В
Максимальна напруга MPP	MPPmax	1000 В
Абсолютна макс. напруга PV	MPPab	1100 В
Поріг потужності	P _{re}	75 Вт
Напруга мережі	Gv	380 В
Вихідна сторона	Категорія	Трифазна
Габарити (Ш x Г x В)	—	640 × 270 × 530 мм
Вага	—	48 г

SUN2000 1100/1300 W оптимізатори. Система на рис. 3.15 працює на середній напрузі 611 В та має вражаючу ефективність інвертора 98,26%. Конфігурація розрахована на середню температуру 23,1 °С. Вона характеризується високим коефіцієнтом потужності ($\cos$) 1,00 і значеннями $\tan$, які забезпечують оптимальну роботу. При температурі близько 35 °С інвертор забезпечує повну потужність KVA і виробляє номінальну змінну потужність 50 KVA, з максимальною вихідною змінною потужністю 55 KVA. З міркувань безпеки обмежувач потужності встановлений на рівні 45,5 kWac при 50 °С та 38,2 kWac при 60 °С. Також передбачено чотири входи MPPT, споживання вночі 5,5 Вт, моніторинг I_{sol} , DC-вимикач, а також регульовані ENS та АС-відключення. Такий комплексний підхід забезпечує максимальне виробництво енергії та ефективність роботи цієї сонячної електростанції.

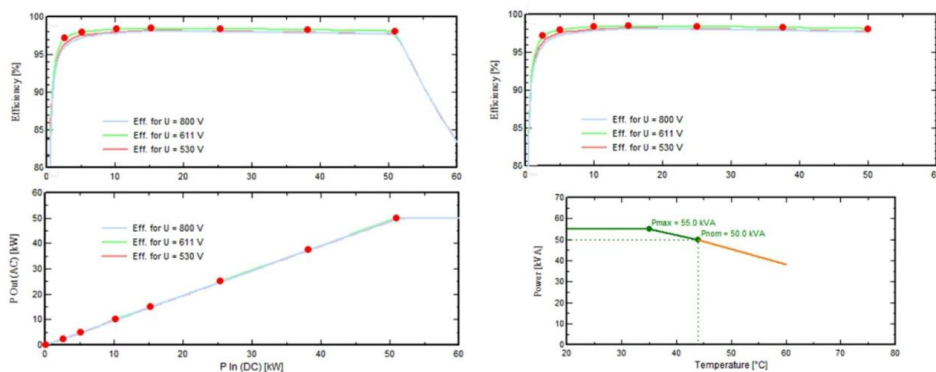


Рисунок 3.15 – Потужність у постійному струмі в порівнянні з: (а) верх зліва — ефективність на вході; (b) верх справа — ефективність на виході; (c) низ зліва — вихідна потужність у змінному струмі; (d) низ справа — максимальна потужність залежно від температури.

Відведення потужності. Трансформатор сонячної електростанції потужністю 8,78 МВт має номінал 1,5 МВА та належить до векторної групи DY5Y5 (чотирьохобмотувальний трансформатор, двоповерховий). Його первинна напруга становить 390 В, і він безпосередньо підключений до розподільчого пункту 33 кВ на вторинній стороні. Первинний струм становить 2,24 А, а вторинний — 980 А, що підтверджує його здатність ефективно витримувати навантаження. Трансформатор має відмінний ККД на рівні близько 96,45%, що гарантує низькі втрати енергії під час перетворення. Він працює при номінальній потужності 9,65 МВА за стандартних умов тестування (STC), з втратами на залізо 1158 кВА (близько 12% від номінальної потужності). Втрати на мідь становлять 113,33 кВА, що дорівнює 100% від номінальної потужності, а котушки мають еквівалентний опір $3 \times 0,27$ м·с.

Моніторинг даних. Метеорологічна станція, розташована поруч із сонячною електростанцією (південно-західна околиця), реєструє дані про швидкість вітру, температуру навколишнього середовища та сонячну радіацію (рис. 3.9). Диспетчерська станції обладнана сучасним устаткуванням для моніторингу та оптимізації роботи в режимі реального часу. Система SCADA забезпечує точне керування, тоді як аналітичне програмне забезпечення аналізує дані датчиків для прогнозування трендів і технічного обслуговування. Передача даних підтримується комунікаційною інфраструктурою, а безпеку гарантують спеціальні механізми захисту. Система управління енергією (EMS) регулює розподіл енергії, а технології прогнозного обслуговування забезпечують справність обладнання. Зручний для користувача інтерфейс «людина-машина» (НМІ) допомагає операторам, а резервні джерела живлення гарантують безперервність роботи, що дозволяє ефективно та надійно виробляти енергію.

Моделювання за допомогою PV SYST. Кількість сонячної енергії, отриманої на одиницю площі (сонячна ірадіація), суттєво впливає на пікову потужність сонячних модулів. Вищі рівні ірадіації призводять до підвищеного виробництва енергії, тоді як нижчі зменшують вихідну потужність. Однак

взаємозв'язок між температурою та вихідною потужністю є складнішим. Навіть при достатньому сонячному випромінюванні зростання температури зменшує виробіток енергії вище певного порогу. Цей температурний ефект необхідно враховувати для підвищення ефективності сонячних систем. Крім того, навіть за постійної сонячної ірадіації генерація енергії суттєво падає зі зростанням температури навколишнього середовища через теплові характеристики. Розуміння взаємозв'язку між сонячною ірадіацією, температурою та виробництвом енергії є критично важливим для підвищення енергоефективності на етапі проектування та експлуатації сонячних систем.

Баланс і основні результати. Річна глобальна горизонтальна ірадіація становить 802,04 кВт·год/м², а річна глобальна енергія, що надходить на площину колектора, дорівнює 1580 кВт·год/м². Загальна енергія, отримана на виході з масиву фотоелементів, становить 12 343 298 кВт·год, ефективне значення для мережі дорівнює 11 539 692 кВт·год, ефективне сонячне значення — 559 187 кВт·год, а ефективна енергія до мережі — 6715 кВт·год (табл. 3.5). Річний ККД (E_{out}) масиву ФЕ щодо площі установки становить 21,42%. На рис. 3.16 показано детальний огляд основних параметрів ефективності сонячної фотоелектричної системи.

Специфічний E_{out} для встановленої площі оцінюється у 0,1815, що підкреслює її потенціал для генерації енергії, тоді як специфічний E_{out} для площі елемента становить лише 0,0001. Середній ККД інвертора дорівнює 0,9786, що підтверджує ефективність перетворення енергії. Середнє значення глобальної ірадіації на площині колектора становить 1681 кВт·год/м², що свідчить про високу доступність сонячного випромінювання для виробництва енергії. Протягом року середнє значення дифузної ірадіації на площині колектора становило 459,7, що підкреслює внесок розсіяного випромінювання. Коефіцієнт модифікатора кута падіння (IAM) для глобальної радіації дорівнює 0,9810, що свідчить про адаптивність системи до різних кутів сонця, тоді як IAM-фактор для навколосонячного випромінювання дорівнює 1, що забезпечує оптимальне поглинання прямого сонячного світла. За коефіцієнта забруднення

0,9000 чистота системи має вирішальне значення для її роботи. Під час експлуатації середня температура модуля становить 35,57 °С, що впливає на загальну ефективність. Нарешті, масив працює в середньому 3910 год щороку, рівномірно розподіляючи генерацію енергії протягом місяців.

Таблиця 3.5 – Баланси та основні результати фотомодулів

Місяць	Глоб. гор. (кВт·год/м ²)	Диф. гор. (кВт·год/м ²)	Т сер. (°С)	Глоб. на площ. (кВт·год/м ²)	Еф. глоб. (кВт·год/м ²)	Е масиву (кВт·год)	Е в мережу (кВт·год)	Е користувача (кВт·год)	Е сонячна (кВт·год)	Е з мережі (кВт·год)
Січень	76,7	35,34	13,93	113,2	98,3	783412	783233	46 342	44876	1466
Лютий	81,6	39,53	15,94	107,5	95,5	766076	702866	43 556	42494	1062
Березень	120,4	71,46	19,80	130,6	115,1	911558	840315	48 223	48000	223
Квітень	157,8	76,56	24,11	166,1	146,1	1 141367	1 066917	46 667	46464	201
Травень	186,1	92,52	29,15	185,6	163,3	1 251381	1 172997	48 223	48041	182
Червень	186,7	88,69	33,09	182,1	160,4	1 224847	1 148615	46 667	46495	172
Липень	180,7	96,75	31,72	177,7	156,3	1 200860	1 123818	48 223	48041	182
Серпень	162,5	97,77	29,26	166,1	146,2	1 128772	1 053502	48 223	48025	198
Вересень	151,1	69,33	27,14	167,4	147,4	1 138505	1 064171	46 667	46463	205
Жовтень	122,1	58,44	23,87	155,9	138,3	1 076864	1 001669	48 223	47938	284
Листопад	80,0	43,03	16,94	117,2	104,2	827514	759825	46 667	45924	744
Грудень	74,3	32,62	13,27	124,9	111,4	892142	821764	48 223	46426	1796
Рік	1580	802,04	23,1	1794,3	1582,5	12343298	11539692	565 904	559187	6715

Динамічна поведінка середньої температури модулів під час роботи показана на рис. 3.17: (а) ефективний глобальний коефіцієнт корекції, (b) кількість випадків, (c) кореляція між корисною енергією системи та глобальною ірадіацією, (d) частка корисної енергії системи.

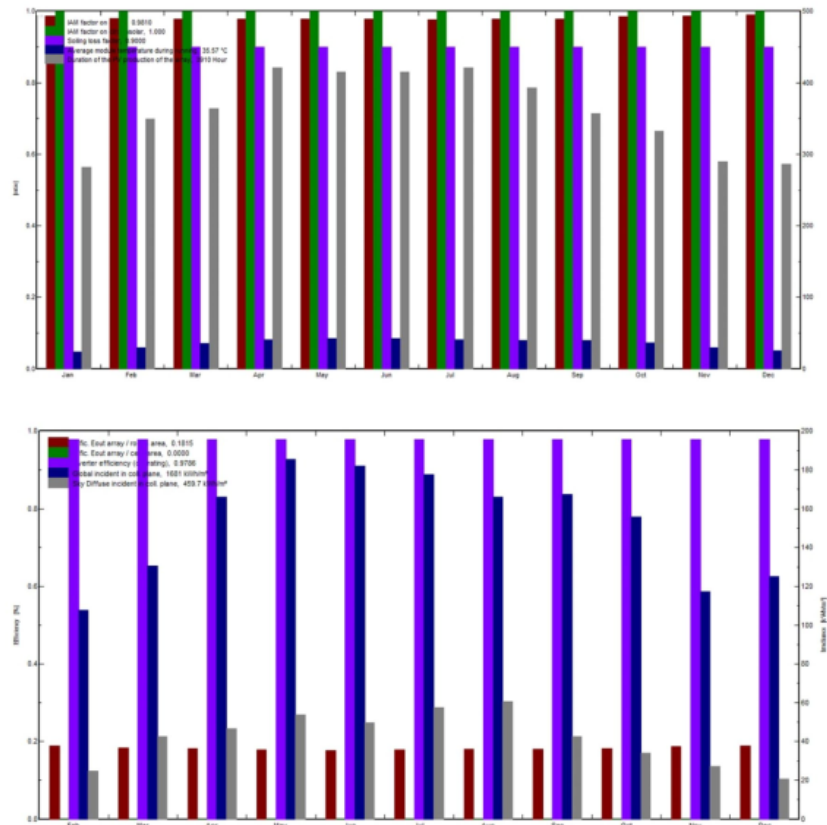


Рисунок 3.16 – Поведінка основних параметрів ефективності сонячної електростанції

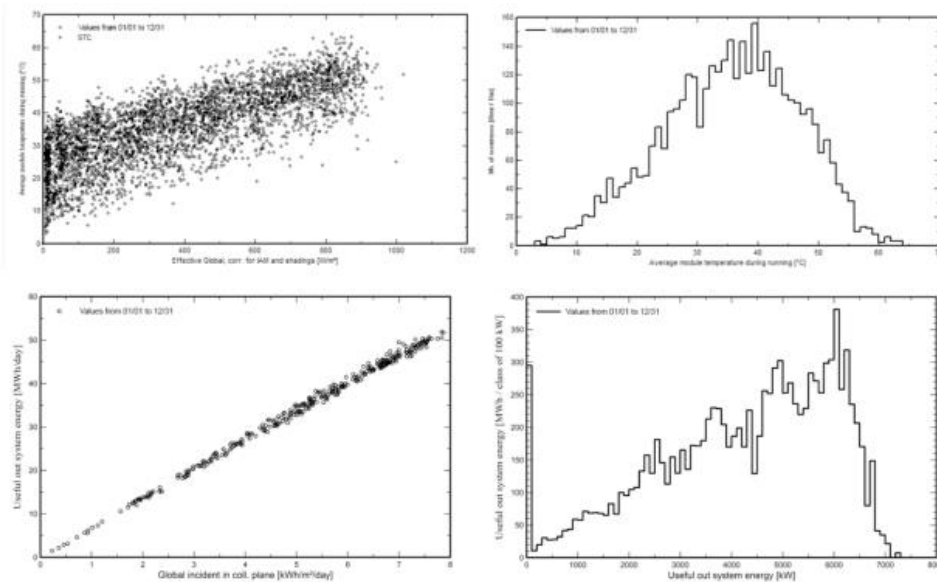


Рисунок 3.17 – Поведінка середньої температури модуля під час роботи: (а) верх зліва — ефективний глобальний коефіцієнт корекції; (b) верх справа — кількість випадків; (c) низ зліва — корисна енергія системи проти глобальної інцидентної енергії; (d) низ справа — відсоток корисної енергії системи.

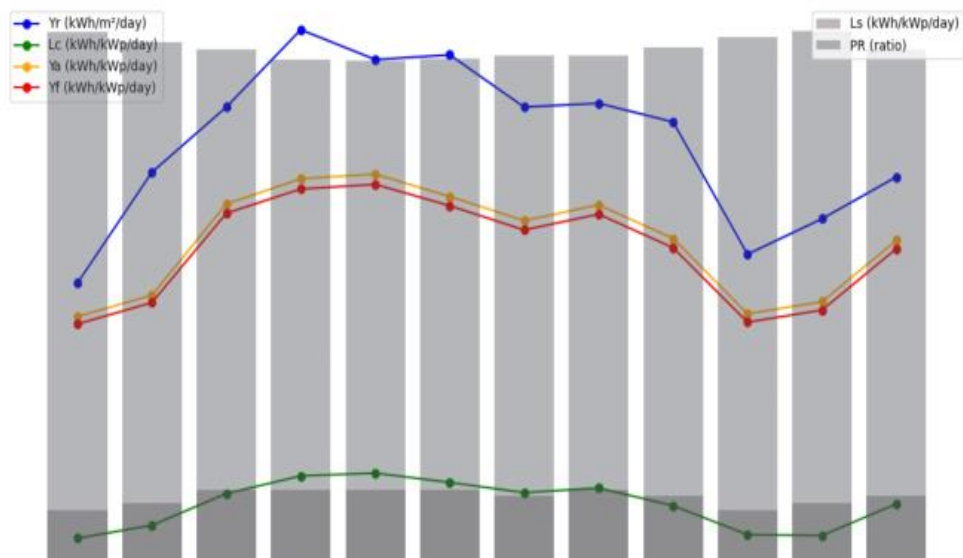


Рисунок 3.18 – Тенденції важливих коефіцієнтів ефективності для нашої сонячної електростанції

Ці візуалізації у сукупності дають цілісне уявлення про динаміку температури модулів і дозволяють краще зрозуміти роботу системи в процесі експлуатації. Отримані висновки забезпечують комплексне бачення ефективності та продуктивності системи.

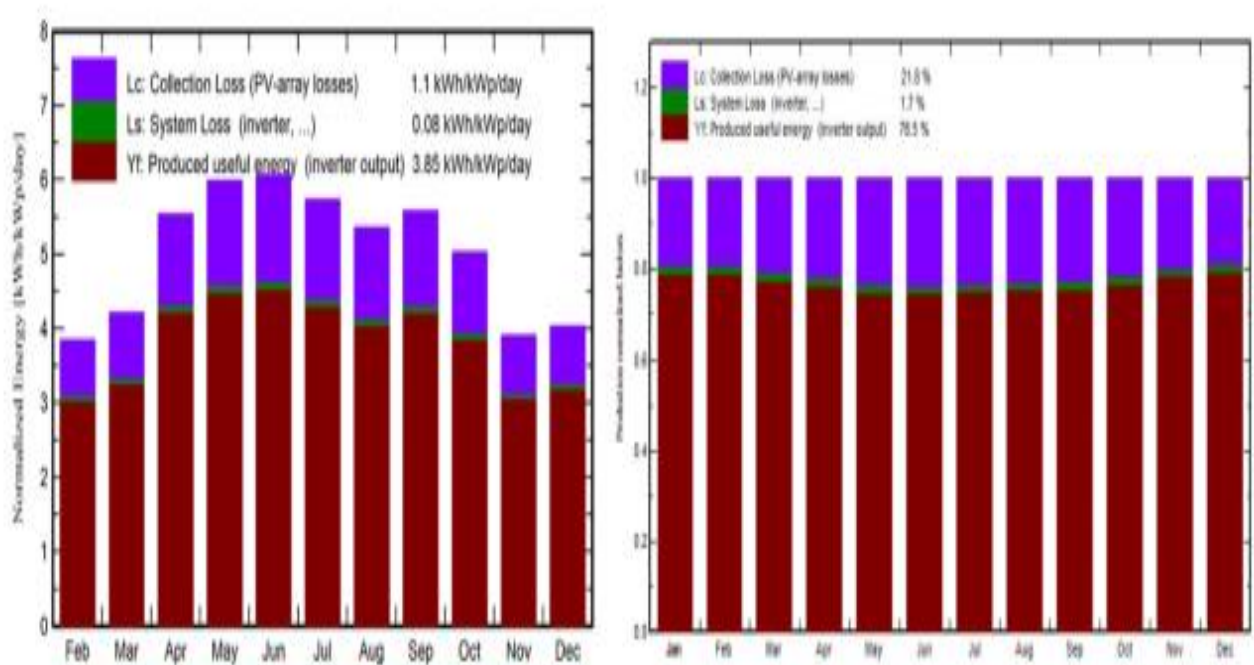


Рисунок 3.19 – Комплексна оцінка ефективності сонячної фотоелектричної системи, втрат та показників продуктивності

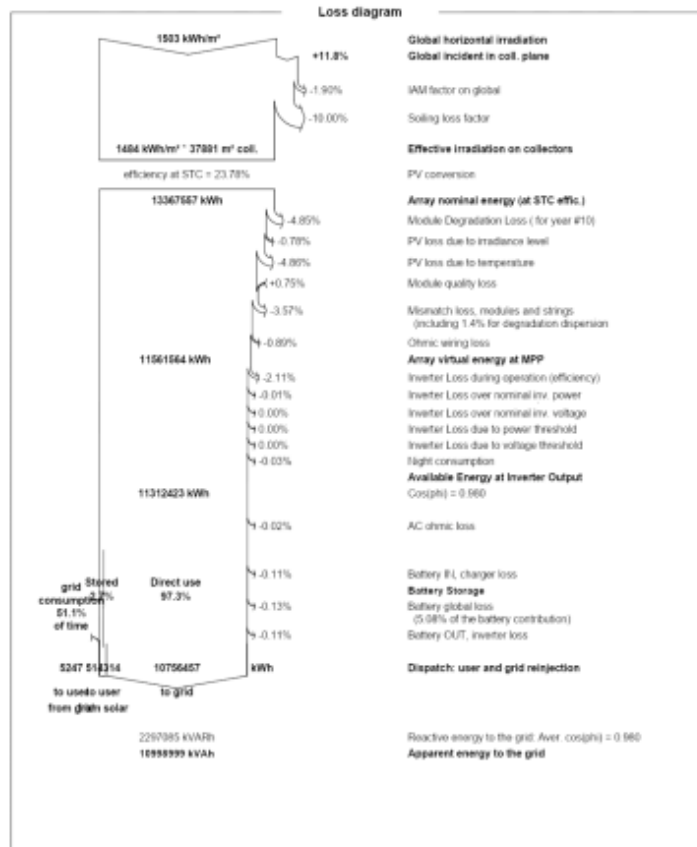


Рисунок 3.20 – Детальна діаграма втрат для всієї системи.

Коефіцієнт продуктивності (PR) та коефіцієнт використання потужності (CUF)

Коефіцієнт продуктивності (PR) розраховується шляхом ділення кінцевої віддачі на еталонну віддачу. Він слугує порівняльною метрикою, що показує фактичний вихід електростанції відносно її потенційного виходу з урахуванням таких факторів, як сонячна інсоляція, температура панелей, доступність мережі, розмір апертурної площі, номінальна потужність та температурні корекції. Коефіцієнт PR дає цінну інформацію про ефективність сонячної фотоелектричної станції, відображаючи рівень використання доступних сонячних ресурсів у реальних умовах.

Значення PR упродовж року становить у середньому 76%. Показники CUF, своєю чергою, демонструють сезонну змінність: максимум 21,78% у липні та мінімум 8,90% у грудні, що відображає вплив погодних умов та сонячних кутів. У середньому CUF за рік становить 15,09%, що свідчить про

здатність системи ефективно використовувати встановлену потужність, особливо в пікові сонячні місяці (Рис. 3.21).

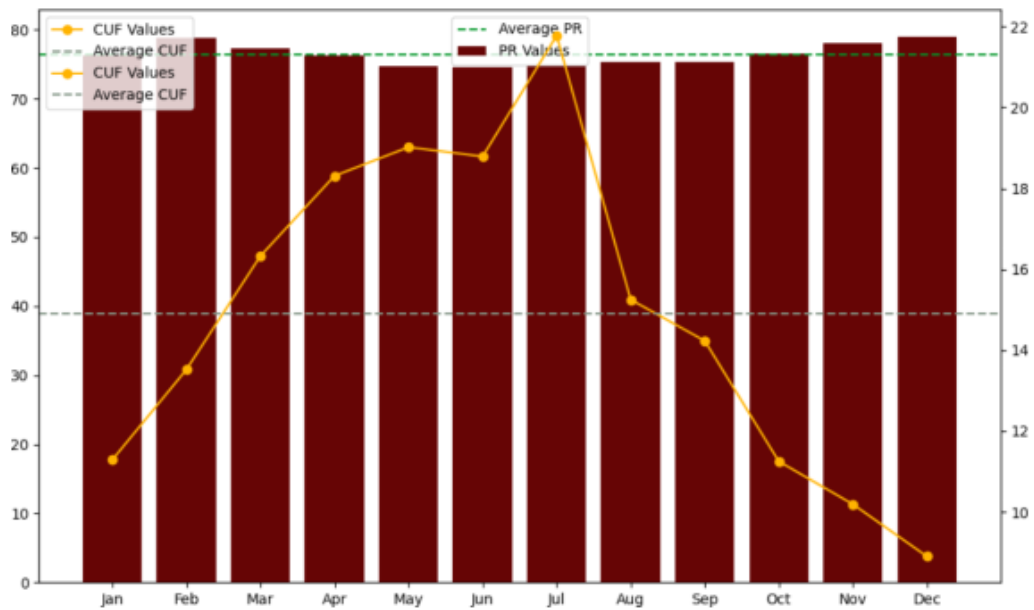


Рисунок 3.21 – Середній коефіцієнт продуктивності (PR) та коефіцієнт використання потужності (CUF).

Ці дані PR та CUF допомагають оцінити загальну ефективність виробництва енергії сонячною станцією.

Порівняння з іншими дослідженнями

У глобальному дослідженні сонячні ФЕ системи тестувалися в різних кліматичних умовах, і напівпосушливий клімат Пакистану виявився сприятливим (Табл. 3.6). Сонячна електростанція потужністю 11,5 МВт у Пакистані показала коефіцієнт $PR = 76,18\%$ та коефіцієнт використання потужності $(CF) = 15,09\%$. Це забезпечує еталонну віддачу близько 2 155 442 кВт·год, підтверджуючи ефективність використання сонячної енергії в країні. Подібні успіхи зафіксовані в інших країнах:

- Кувейт (субтропічний клімат, технологія Poly-Si) — еталонна віддача 3 256 122 кВт·год.
- Саудівська Аравія (пустельний клімат, Mono-Si) — $PR = 88,29\%$, віддача 2 648 800 кВт·год.
- Чилі (посушливий клімат, Mono-Si) — віддача 2 107 040 кВт·год.

Ці результати доводять адаптивність ФЕ технологій до різних кліматів і глобальне значення сонячної енергетики для сталого розвитку.

Таблиця 3.6 – Порівняльна ефективність сонячних ФЕ технологій у різних кліматичних умовах

Локація	Кліматичні умови	Досліджувана технологія	Потужність (МВт)	PR (%)	CF (%)	Еталонна віддача (кВт·год)
Південна Африка	Посушливий	Тонкоплівкова	7	76,60	16,90	1 459 088
Іспанія	Субтропічний	Mono-Si	4	78,20	17,60	210 752
Австралія	Посушливий	Poly-Si	8	85,50	20,40	1 741 920
Швеція	Субтропічний	Poly-Si	1,2	71,40	16,30	153 810
Україна	Помірний	Poly-Si	0,1713	67,40	15,30	54 366
Італія	Помірний	Mono-Si	0,96	84,40	15,66	201 251
Японія	Вологий субтропічний	CIGS	5	77,87	17,70	1 374 570
Китай	Помірний	Mono-Si	12	79,60	18,90	2 415 360
Нігерія	Тропічний	Poly-Si	7,6	78,90	17,10	1 313 748
Єгипет	Пустельний	Mono-Si	12,5	86,50	19,40	2 602 875
Аргентина	Помірний	Poly-Si	5,2	80,80	18,43	1 542 080
Індія	Пустельний, напівпосушливий	Mono-Si	3	70,00	15,60	129 144
Кувейт	Субтропічний посушливий	Poly-Si	5,6	80,20	20,66	3 822 430
Пакистан	Напівпосушливий	Тонкоплівкова	8,3	75,60	16,40	1 272 792
Чилі	Посушливий	Mono-Si	11,8	86,80	19,60	2 107 040
Канада	Помірний	Poly-Si	3,5	74,90	16,80	632 124
Бразилія	Тропічний	CIGS	6,5	82,30	18,50	17 585
Саудівська Аравія	Пустельний	Mono-Si	15	88,29	20,20	2 648 800
Франція	Помірний	CIGS	7,7	77,30	16,80	1 123 368
ОАЕ	Пустельний	Poly-Si	8,5	85,10	20,02	1 454 340
Мексика	Посушливий	Тонкоплівкова	9,2	74,20	16,10	1 077 712
Росія	Холодний	CIGS	4,8	72,60	15,80	809 280
Мавританія	Посушливий	Micro morph-Si	0,9543	67,90	17,75	20 864
Пакистан	Напівпосушливий	Mono-Si	8,79	76,18	14,94	3 256 122

Зменшення вуглецевого сліду та екологічний вплив

Завершення проекту сонячної електростанції 8,78 МВт у NUST є значним кроком у напрямку до чистої енергетики та скорочення викидів CO₂. За прогнозами, протягом 18 років система збереже 75 478,6 тонн CO₂, що еквівалентно приблизно 4193,259 тонн CO₂ на рік.

- Зменшення викидів на 1 кВтр встановленої потужності становить 8,579 т CO₂,
- Щорічне скорочення — 0,477 т CO₂/кВтр.

Аналіз витрат на сонячну електростанцію

Наш 18-річний аналіз витрат на проєкт у NUST дає цінне розуміння фінансової динаміки.

- Витрати на обслуговування зростали щороку приблизно на 12,2% (рис. 3.22).

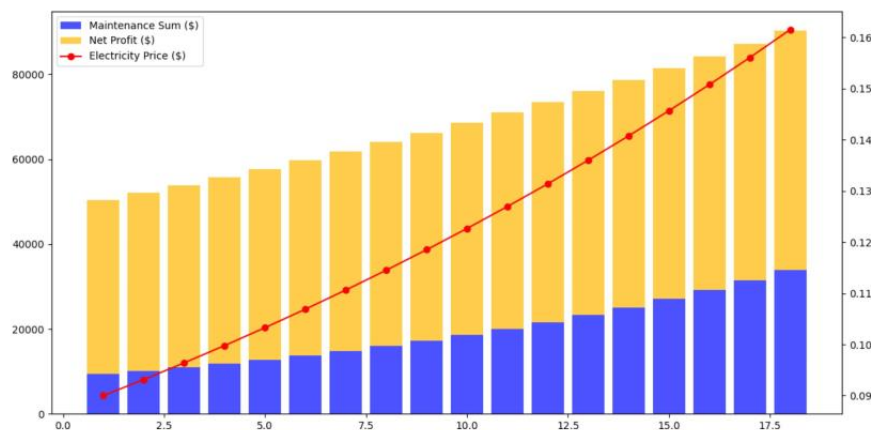


Рисунок 3.22 – Фінансовий аналіз сонячної ФЕ системи протягом 18 років.

- Грошовий потік стає позитивним через 12 років, що підтверджує окупність (рис. 3.23).

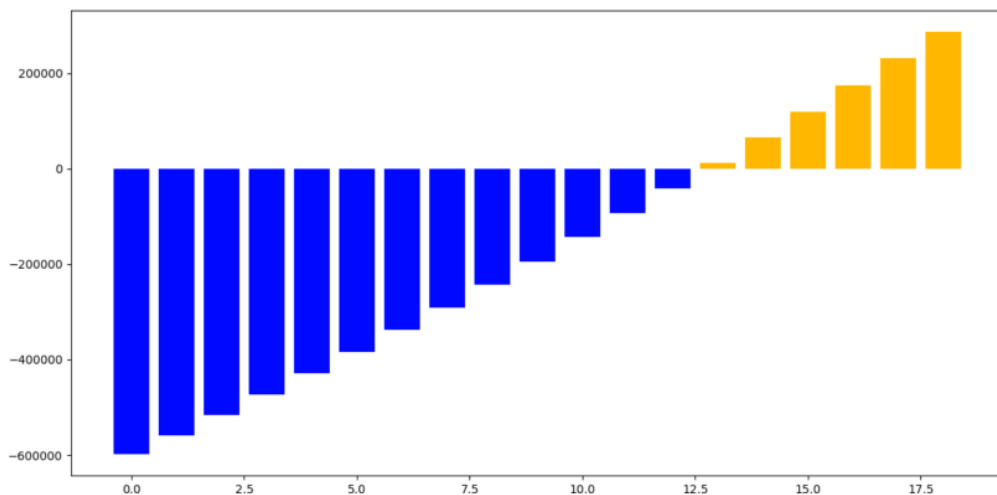


Рисунок 3.23 – Аналіз грошових потоків сонячної ФЕ системи протягом 18 років.

Основні припущення аналізу:

- Не використовувалося фінансових кредитів.
- Амортизацію не враховували.
- Інфляція — 8,26%/рік.
 - Враховували непередбачувані витрати, прості системи та зміну тарифів.
 - Тариф на електроенергію — 0,09 USD/кВт·год (2023).
 - Зростання тарифу враховане на рівні 1,6%/рік.
 - Досліджувалася довгострокова стійкість та потенціал масштабування.

Показники ефективності

- Середнє річне значення $PR \approx 76,18\%$,
- Максимум — 79,1% у грудні,
- Мінімум — 74,6% у червні.

Система демонструє стабільні показники ефективності з річним середнім $CUF = 15,09\%$.

Основні результати:

- Середньодобова інсоляція — 5,89 кВт·год/м², сонячна частка — 98,99%. Уникнення викидів 20 000 тонн CO₂ за 5 років (еквівалентно висадженню 348 754 дерев тика). Собівартість виробництва електроенергії — 0,0141 USD/кВт·год. Використано вискоєфективні інвертори Huawei SUN2000-50KTL-M3-380 V, Н з ККД 98,26%.

- Використання сезонного кута нахилу підвищило інсоляцію на 36,31%. Панелі Longi_LR5-72_HTH_600M (600 Вт_р, Mono-Si) забезпечують високу ефективність і довговічність. Середні значення $PR = 74,6\text{--}79,0\%$, $CUF = 15,09\%$.

- Впроваджено систему маркетингу для внутрішнього споживання й експорту електроенергії до мережі.

Цей проєкт є зразком для впровадження чистої енергетики, демонструючи економічну ефективність, інноваційні рішення та значний екологічний ефект.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля

Система управління охороною праці (СУОП) – це сукупність органів управління підприємством, які на підставі комплексу нормативної документації проводять цілеспрямовану, планомірну діяльність щодо здійснення завдань і функцій управління з метою забезпечення здорових безпечних і високопродуктивних умов праці. За дану частину виробництва відповідає інженер з охорони праці. Головні завдання спеціаліста – створення здорових, безпечних і високопродуктивних умов праці, покращення виробничого побуту, запобігання травматизму і профзахворюванням.

Для забезпечення створення СУОП щорічно розробляються та затверджуються на підприємстві положення про організацію управління охорони праці; щорічно оформляються накази про призначення осіб відповідальних за стан охорони праці на дільницях, а також безпечне використання об'єктів підвищеної небезпеки (котлів, що працюють під тиском, газових та кисневих балонів, пестицидів); оформляються наказ про визначення персональних обов'язків з охорони праці усіх спеціалізацій, керівників дільниць та інших службових осіб; щорічно проводиться паспортизація умов праці, технічних засобів безпеки і технічного стану робочих місць; складаються плани роботи з охорони праці, комплексне, річне і оперативне планування; організовуються заходи матеріального і морального стимулювання щодо охорони праці; проводяться розслідування і вивчення причин травм, пожеж їх аналіз і облік, а також розробляються заходи щодо їх застосування;

Об'єктом управління є діяльність структурних підрозділів та служб підприємства по забезпеченню безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, виробничих дільницях, цехах та підприємства в цілому.

4.2 Протипожежна безпека і грозозахист

Блискавко захист – це комплекс захисних захистів від блискавки, які гарантують безпеку людей, збереження людей і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загоряння й руйнування. Найпростішими і надійними засобами від блискавки є створення блискавковідводів. Схема блискавкозахисту будівлі показана на рис. 4.1.

Струмопровід виконується сталлю стрічкою перерізом 25...30 мм або дротом не менше 6 мм. Заземлення виконується кутовою сталлю, трубами на відстані від установки не менше 4,5 м. Опір розтікання не повинен перевищувати 15....20 Ом.

Приймаємо початкову висоту блискавковідводу 8 метрів. Визначаємо радіус конуса, в якому ймовірність попадання 95%, через висоту конуса h за формулою (4.1):

$$R_0 = 1.5 \cdot h, \text{ м. } R_0 = 1,5 \cdot 8 = 12 \text{ м.}$$

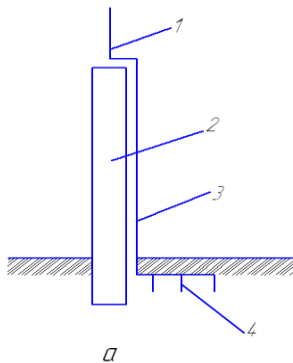


Рисунок 4.1 – Схема блискавко захисту конструкції; 1 – блискавко приймач,
2 – блискавко провідник; 3 – опора, 4 – заземлювач.

Для будинку довжиною L кількість одиночних блискавковідводів визначаємо через радіус конуса R_0 в якому ймовірність попадання 95% за формулою:

$$Nb = \frac{L}{2R_0}, \text{ шт.}, \quad Nb = \frac{86}{2 \cdot 4} = 11 \text{ шт.}$$

Усі з'єднання в процесі монтажу системи блискавко захисту (Блискавко приймач – струмовідвід, струмовід – заземлювач) виконують за допомогою зварювання. Болтові з'єднання застосовують лише для тимчасових блискавко захисних пристроїв.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 30 кВт ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

5.1 Обґрунтування ефективності використання сонячної електричної станції 30 кВт для підвищення параметрів якості електричної енергії в локальній мережі

Оцінка економічної ефективності передбачає аналіз структури витрат і терміну окупності капіталовкладень шляхом порівняння базового та модернізованого варіантів системи, що дозволяє визначити потенційну економію ресурсів. Для модернізованої системи електропостачання з використанням сонячної фотоелектричної установки розрахунок буде здійснено на основі споживання електроенергії житловим будинком та відповідної її вартості.

$$B_{елво} = E_{сумво} \cdot C_{ел}, \quad (5.1)$$

де $C_{ел}$ – ціна 1 кВт·год. електроенергії, грн.

Оскільки житловий будинок зареєстрований як об'єкт нерухомості фермерського господарства та використовується як юридична адреса підприємства, для розрахунків застосовується тариф на електроенергію для підприємств. Таким чином, вартість 1 кВт·год становить 10,16 грн.

$$B_{ел} = 6430 \cdot 10,16 = 65328,8 \text{ грн.}$$

Завдяки використанню поворотної системи виробництво електроенергії може зрости до 35%. Це дозволяє скоротити кількість фотоелектричних панелей без втрати загального обсягу генерації.

$$N_{\phi n} = N_n \cdot k_o, \quad (5.2)$$

Коефіцієнт k_d визначає залишкову кількість фотоелектричних панелей, необхідних при застосуванні поворотного пристрою з урахуванням енергетичних витрат на його роботу. Він відображає ефективне скорочення встановленої площі фотоперетворювачів без зменшення загального виробітку електроенергії і дорівнює 0,65.

Отже, отримаємо

$$N_{\phi n} = 14 \cdot 0,65 = 9,1 \text{ шт.}$$

Таким чином, при використанні поворотного пристрою необхідна кількість фотоелектричних панелей становить 9 штук. Для порівняльного аналізу буде визначено вартість системи у двох варіантах реалізації, а зведені результати подано в табл. 5.1–5.2.

Таблиця 5.1 – Собівартість фотоелектричної системи при стаціонарному розміщенні панелей.

Назва обладнання	Одиниці виміру	Кількість одиниць	Ціна, грн.	Вартість, грн.
Фотоелектрична панель Trina Solar TSM-435-NEG9RC.27	шт.	14	2890	40460
Гібридний інвертор Must PV19-6048 EXP	шт.	1	16200	16200
Акумуляторна батарея Must LP16-48100	шт.	3	26600	79800
Кабельна продукція	м. п.	20	42	840
Монтажні конструкція	шт.	14	480	6720
Засоби кріплення	компл.	14	120	1680
ВСЬОГО				145700

На основі поданих розрахунків можна кількісно оцінити зменшення вартості фотоелектричної системи, досягнуте завдяки впровадженню сонячного трекера.

$$B_{\phi c} = B_{nc} - B_{nc}, \quad (5.3)$$

$$B_{\phi c} = 145700 - 141670 = 4030 \text{ грн.}$$

Термін окупності інвестицій у сонячний трекер для системи з фотоелектричними панелями визначається шляхом поділу додаткових витрат

на його впровадження на річну економію коштів. Ця економія формується завдяки зменшенню загальної вартості фотоелектричної установки.

$$T_{ок} = \frac{B_{nc}}{B_{fc}}, \quad (5.4)$$

де B_{nc} – вартість сонячного трекера, грн.

$$T_{ок} = \frac{17950}{4030} = 4,45 \text{ років.}$$

Таблиця 5.2 – Собівартість фотоелектричної системи при використанні сонячного трекера.

Назва обладнання	Одиниці виміру	Кількість одиниць	Ціна, грн.	Вартість, грн.
Фотоелектрична панель Trina Solar TSM-435-NEG9RC.27	шт.	9	2890	26010
Гібридний інвертор Must PV19-6048 EXP	шт.	1	16200	16200
Акумуляторна батарея Must LP16-48100	шт.	3	26600	79800
Кабельна продукція	м	15	42	630
Опорна конструкція поворотного пристрою	шт.	1	14800	14800
Блок управління поворотним пристроєм	шт.	1	3150	3150
Засоби кріплення	компл.	9	120	1080
ВСЬОГО				141670

Таким чином, використання сонячного трекера забезпечує зменшення початкових інвестицій у обладнання, що підтверджується строком його окупності трохи більше шести років. Відповідно до наведеної формули можна також визначити термін повернення капіталовкладень у будівництво фотоелектричної установки.

$$T_{ок} = \frac{141670 + 26500}{65328,8} = 2,57 \text{ року.}$$

За результатами розрахунків, сонячна електростанція окупається майже за два з половиною роки. Враховуючи, що її очікуваний термін експлуатації перевищує 20 років, це є високим показником ефективності.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Базовий принцип роботи мережевої сонячної енергосистеми з обладнанням для зберігання енергії є таким самим, як і у звичайної мережевої сонячної системи. Проте вона усуває недолік мережевої сонячної системи без накопичувача завдяки використанню гібридного інвертора замість традиційного мережевого інвертора, оскільки він має функцію одночасного підключення як до електромережі, так і до батареї. Коли електромережа виходить з ладу, пріоритетні електричні навантаження, такі як серверна система, можуть живитися від резервної батарейної системи за допомогою гібридного інвертора.

Робота сонячної енергосистеми на практиці значною мірою залежить від зовнішніх факторів, таких як забруднення чи різкі зміни погоди, тому фактична потужність дещо менша за розрахункову в моделі. Однак мережеві дахові сонячні енергосистеми з накопичувачем енергії не є надто вигідними у випадку змін цін на продаж електроенергії та вартості інвестицій. Період окупності мережевої сонячної енергосистеми з накопичувачем на 6,2 роки довший, а загальний прибуток майже у 1,9 раза нижчий, ніж у системи без батарей, через різницю у вартості інверторів і батарей. Мережева сонячна система без накопичувача має кращу фінансову ефективність, але вона значною мірою залежить від умов роботи електромережі. Тому офісні будівлі в Україні можуть розглядати вибір відповідної технології дахових мережевих сонячних систем для практичного використання.

Хоча Західний регіон України, зокрема Львів, має найнижчий сонячний потенціал, фінансова ефективність дахової мережевої сонячної системи з накопичувачем у цьому регіоні можлива, а в регіонах із вищим потенціалом термін окупності буде коротшим і рентабельність вищою. Проте висока вартість таких систем в Україні вимагає нової державної підтримки та спеціального «зеленого» тарифу для забезпечення фінансової доцільності у всіх регіонах.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Гальчак В. П., Боярчук В. М. Альтернативні джерела енергії. Енергія Сонця. Львів: Вид-во ЛНАУ, 2008. 135 с.
2. Гальчак В. П., Дмитрів Г. М. Розрахунок енергетичних параметрів гібридної системи теплопостачання фермерського будинку. Метод. вказівки до виконання курсового проекту. Львів, ЛДАУ, 2005. 36 с.
3. Дудюк Д. Л., Мазепа С. С., Гнатишин Я. М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: Навч. посіб. Львів: "Магнолія 2006", 2008. 188 с.
4. Жуковський С. С., Лабай В. Й. Системи енергопостачання і забезпечення мікроклімату будинків та споруд: Навч. пос. для ВЗО. Львів: Астрономо-геодезичне товариство, 2000. 259 с.
5. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. 984 с.
6. Кудря С. О., Головка В. М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб. К.: НТУУ "КПІ", 2011. 184 с.
7. Малярєнко В. А. Основи теплофізики будівель та енергозбереження. Підручник. 2-е видання. Х.: Видавництво САГА, 2010. 484 с.
8. Малярєнко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс. Х.: В-во САГША, 2008. 320 с.
9. Саницький М. А., Позняк О. Р., Марущак У. Д. Енергозберігаючі технології в будівництві: навч. посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 236 с.
10. <https://uniclimate.com.ua/products/teplovi-nasosy-dlya-pryvatnogo-budynku/cooperhunter-unitherm-3-all-in-one-ch-hp12wtsirk3/>
11. <https://uniclimate.com.ua/wp-content/uploads/2023/02/instrukciya-unitherm3-aio-ua.pdf>

12. https://cooperhunter-aircon.com/?gclid=Cj0KCQjw7aqkBhDPArisAKGa0oLWwriPnZqdYFkAdTEGwILGKZiUW6zYhudeqKqlb11QuAZmcjiDyL0aAqmlEALw_wcB
13. R. K. Sarojini, K. Palanisamy and E. De Tuglie, “A fuzzy logic- based emulated inertia control to a supercapacitor system to improve inertia in a low inertia grid with renewables,” *Energies*, Vol. 15, no. 4, Article ID 1333, 2022.
14. O. Abdel-Rahim and E. Abdelhameed, “Ultimate transformerless boost DC-DC converter for renewable energy applications,” *SVU-International Journal of Engineering Sciences and Applications*, Vol. 2, no. 2, pp. 63–69, 2021.
15. J. B. Holm-Nielsen, and D. Almakhlles, “A hybrid PV-battery system for ON-grid and OFF-grid applications-controller in loop simulation validation,” *Energies*, Vol. 13, No. 3, P. 755, 2020.
16. V. Burlaka, S. Gulakov, S. Podnebennaya, E. Kudinova, and O. Savenko, “Bidirectional single stage isolated DC-AC converter,” in *Proceedings of the 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, PP. 343–346, IEEE, Kharkiv, Ukraine, 2020, October.
17. S. Deshmukh, A. R. Thorat, and I. Korachagaon, “Modelling and analysis of PV standalone system with energy management scheme,” in *Proceedings of the 2020 IEEE International Conference on Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT)*, PP. 1–5, IEEE, Bangalore, India, 2020, July.
18. K. Amer, M. Fakher, S. Ahmad, M. Irhouma, S. Altafbao and E. Salem, “Performance of domestic solar heating system with thermal storage using phase change materials,” *International Journal of Engineering Research and Development*, Vol. 16, no. 9, PP. 01–11, 2020.
19. E. S. Harsha, R. K. Nema, S. Nema, and R. D. Kulkarni, “Design & Simulation of high gain ratio Bidirectional converter for energy storage applications,” in *Proceedings of the 2020 International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, pp. 1–6, IEEE, Keonjhar, India, 2020, July.

20. Y. Nassar, S. Alsadi, K. Amer, A. Yousef, and M. Fakher, "Numerical analysis and optimization of area contribution of the PV cells in the PV/T flat-plate solar air heating collector," *Solar Energy Research Update*, Vol. 6, PP. 43–50, 2019.
21. M. Schroeder and J. Jaeger, "Advanced energy flow control concept of an MMC for unrestricted operation as a multiport device," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 34, №. 11, PP. 11–496, 2019.
22. M. S. Chinthavali, J. Sun, P. R. V. Marthi, S. Chinthavali, S. Lee and M. Elizondo, *Models and Methods for Assessing the Value of HvdC And MvdC Technologies in Modern Power Grids*, Pacific Northwest National Lab, United States, May 2019.
23. S. Yassin Alsadi and Y. Fathi Nassar, "A general expression for the shadow geometry for fixed mode horizontal, step-like structure and inclined solar fields," *Solar Energy*, Vol. 181, PP. 53–69, 2019.
- A. Hafez, Y. Nassar, M. Hammdan, and S. Alsadi, "Technical and economic feasibility of utility-scale solar energy conversion systems in Saudi arabia," *Iranian Journal of Science and Technology Transactions of Electrical Engineering*, Vol. 44, PP. 213–225, 2020.
24. H. Bayat and A. Yazdani, "A hybrid MMC-based photovoltaic and battery energy storage system," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, Vol. 6, №. 1, PP. 32–40, 2019.
25. M. Kumar, "Solar PV based DC microgrid under partial shading condition with battery- Part 2: energy management system," in *Proceedings of the 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, PP. 1–6, IEEE, Jaipur, India, 2018, December.

ДОДАТКИ

А. 1 Оптимізація мережевих сонячних фотоелектричних електростанцій

Серед існуючих ВДЕ-технологій технологія PV демонструє значний прогрес та ефективність у виробництві електроенергії. Порівняно з традиційною генерацією та ВДЕ, такими як вітрова енергетика, сьогодні найбільше інвестують у великі сонячні електростанції (СЕС) [8]. Також зросли темпи впровадження малих СЕС [9]. Вартість СЕС є конкурентною завдяки низці переваг: мінімальне обслуговування, низькі експлуатаційні витрати, надійність, безшумність і простота встановлення [10]. Крім того, ефективність перетворення PV-модулів постійно зростає [11], [12]. У 2021 році додатково встановлено 30 кВт потужності PV. Загалом ринок PV виріс з 5 кВт у 2011 році до 20 кВт у 2021 році (рис. 1) [6].

Нещодавно рівень вартості електроенергії (LCOE) для великих СЕС знизився до 0,03 \$ [13] завдяки здешевленню PV-модулів на 86% у 2010–2017 роках [14]. Вартість великих СЕС нині нижча порівняно з іншими джерелами енергії, що підтверджує конкурентоспроможність цієї технології за показниками LCOE, згідно з даними банку Lazard (рис. 2) [6].



Рисунок 1 – Щорічні прирости та загальна встановлена потужність фотоелектричних систем (PV) у світі за період 2011 – 2019 років.

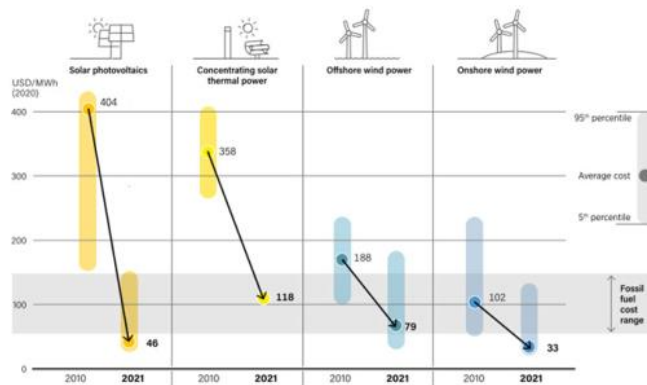


Рисунок 2 – Порівняння приведеної вартості електроенергії (LCOE) сонячної фотоелектрики (PV) з іншими джерелами енергії у 2010–2021 роках.

Спочатку PV-технології використовувалися з обмеженою потужністю (1 МВт) у домогосподарствах, компаніях, фермах та будівлях [15]. Останнім часом додано установки великої (>1 МВт) та надвеликої (>100 МВт) потужності. Технологічний прогрес PV-модулів, інверторів і трансформаторів, а також здешевлення цих пристроїв зумовили стрімкий розвиток галузі PV. Відтак, загальна ефективність СЕС суттєво зросла, а вартість електроенергії на кВт стабільно знижується, конкуруючи з іншими джерелами енергії. У 2021 році Китай встановив сотні СЕС різних розмірів, додавши близько 54,9 ГВт нових потужностей, а США – близько 26,9 ГВт [6].

На ефективність СЕС, підключеної до електромережі, значною мірою впливають сонячний потенціал місцевості, компоненти та топологія системи, а також навантаження. Річний обсяг виробленої електроенергії розраховується, як сума погодинного виробництва за весь рік. При цьому погодинна генерація залежить від багатьох факторів: максимальної потужності PV-модуля, доступної сонячної радіації, ефективності PV-модуля та температури, впливу затінення, топології та потужності інвертора, кількості модулів у послідовному та паралельному підключенні, фізичного розташування компонентів та втрат на трекінгу точки максимальної потужності [16].

У літературі є кілька оглядових досліджень оптимізації PV-систем, підключених до мережі, які розглядають проєктування, оптимізацію та складнощі. Наприклад, у [1, 7] розглянуто застосування методів штучного інтелекту для оптимізації PV-систем, але автори зосередилися більше на

алгоритмах, ніж на оптимізації проєктування. До того ж розглядали лише автономні PV-системи.

У [1, 8] аналізували технічні та економічні характеристики мережевих PV-систем, проте моделі оптимізації не було включено. У [9] розглянули оптимізаційні методи у сфері ВДЕ, але недостатньо приділили увагу PV-системам.

Деякі роботи, як-от [2], розглядали оптимізацію PV-систем для автономних, мережевих і гібридних систем, але бракує аналізу топологій інверторів, оптимізації компонентів СЕС та індикаторів оцінки розмірності станцій. У [2] розглянуто моделювання компонентів PV-систем, доступне ПЗ, критерії оптимізації, але без висвітлення топологій інверторів і компонентної оптимізації.

Оглядове дослідження є систематичний аналіз і узагальнення підходів до оптимізації проєктування СЕС за останніми публікаціями, щоб обрати оптимальні комбінації параметрів системи. Також розглядається визначення розмірів компонентів СЕС, зокрема кута нахилу PV-модулів, інверторів, трансформаторів, кабелів. Проаналізовано різні топології інверторів і їхнє порівняння.

Крім того, визначено ключові індикатори оцінки для визначення розмірів СЕС, включно з показниками продуктивності та економічними індикаторами, що дозволяє порівнювати різні варіанти проєктування. У дослідженні також подано рекомендації для майбутніх досліджень і можливі бар'єри, пов'язані з застосуванням ШІ, збором даних, математичним моделюванням, економічними аспектами тощо.

Огляд компонентів. Великі дахові площі або земельні ділянки можуть бути використані для будівництва сонячних електростанцій (СЕС). Для успішної реалізації проєкту СЕС необхідно ретельно враховувати оптимальне проєктування. Великомасштабні СЕС потребують високого рівня сонячної радіації, якісних компонентів, а також врахування економічних і технічних факторів.

Незалежно від застосованої топології, всі великомасштабні СЕС включають чотири основних компоненти (рис. 3):

1. PV-масив – перетворює сонячну енергію в електрику постійного струму (DC). Складається з багатьох модулів, з'єднаних послідовно та паралельно.
2. Інвертор PV – перетворює вихідний постійний струм від масиву у змінний струм (AC) з покращеною якістю.
3. Фільтр LCL – пригнічує гармоніки перемикання інвертора як для напруги, так і для струму.
4. Підвищуючий трансформатор – підбирається відповідно до вимог мережі для передачі згенерованої енергії та забезпечення гальванічної розв'язки.

Детально також розглядаються з'єднувальні коробки, кабелі постійного та змінного струму.

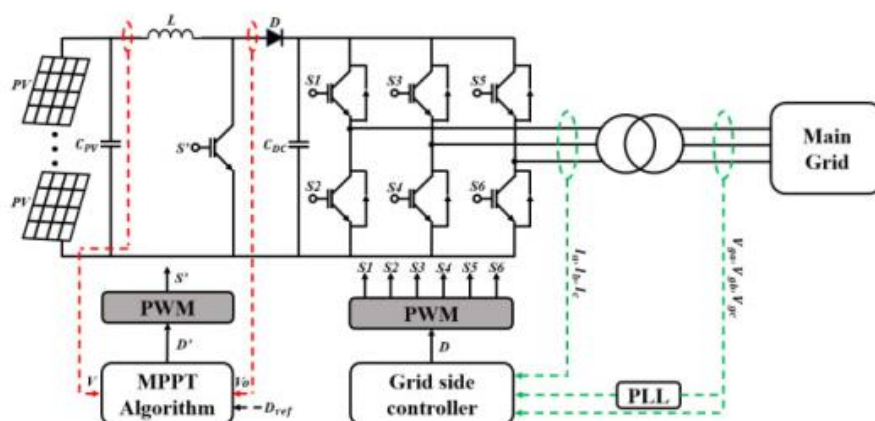


Рисунок 3 – Основні компоненти фотоелектричних (PV) електростанцій, підключених до основної електромережі.

А. ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ МОДУЛІ (PV MODULES)

У 1954 році в Bell Telephone Laboratories було створено перший кремнієвий сонячний елемент з ефективністю 6%, що враховувало всі механізми перетворення енергії в напівпровідниковому р-п переході кремнієвої PV комірки. Однак встановлено, що межа ефективності таких комірок становить близько 30%. Ефективність PV модулів є одним із ключових аспектів

PV систем. Завдяки своїй ефективності, PV технологія стала найпоширенішим джерелом енергії за останні десятиліття. Полікристалічні PV елементи досягли ефективності лише 21% при стандартних тестових умовах (STC), тоді як монокристалічні PV елементи мають ефективність близько 25%. Додатково, тонкоплівкові (CdTe) PV елементи досягли ефективності 22%.

Національна лабораторія відновлюваної енергії США (NREL) постійно оновлює світовий рекорд ефективності лабораторних сонячних елементів у хронологічному порядку різних технологій. PV модуль безпосередньо перетворює сонячне світло в корисну енергію та складається з багатьох PV комірок, з'єднаних послідовно і паралельно. Продуктивність PV комірки, доступність та кількість опромінення, а також вихідна напруга впливають на кількість виробленої енергії. Однодіодна модель з п'ятьма параметрами є однією з найчастіше використовуваних для визначення електричних властивостей PV комірки. Дводіодну модель з семи параметрами було розроблено для підвищення точності моделювання.

Більшість досліджень ефективності PV систем базуються на використанні моделей, які перетворюють метеорологічні дані на еквівалент максимальної потужності. Вдень через коливання сонячного опромінення однодіодна модель працює як змінний генератор струму, а температурний режим і сонячна радіація мають найбільший вплив на напругу та струм PV модуля.

Географічна широта місця встановлення PV станції істотно впливає на оптимальний кут нахилу PV модуля. Виробник визначає характеристики PV модуля відповідно до STC: сонячна радіація 1000 Вт/м^2 при температурі 25°C . Розрахунки в реальних умовах дають фактичні значення напруги та струму. На рис. 4 – 6 показані характеристики кривих P-V і I-V за різних умов опромінення та температури. Для досягнення максимальної потужності зростає сонячне опромінення, а напруга PV модуля досягає оптимального рівня, тоді як зі зростанням температури навколишнього середовища активна потужність зменшується.

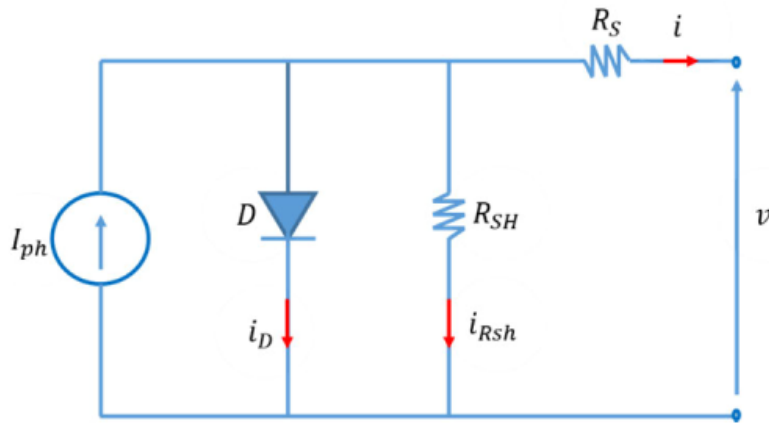


Рисунок 4 – Модель сонячної комірки PV з одним діодом та опором шунту (R_{SH})

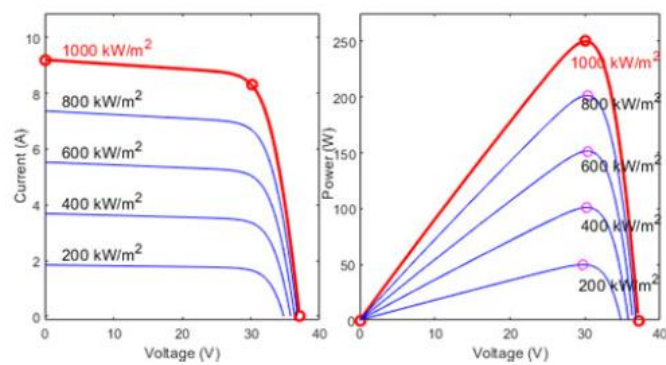


Рисунок 5 – Вольт-амперні (I-V) та потужнісні (P-V) характеристики для різного рівня сонячного випромінювання.

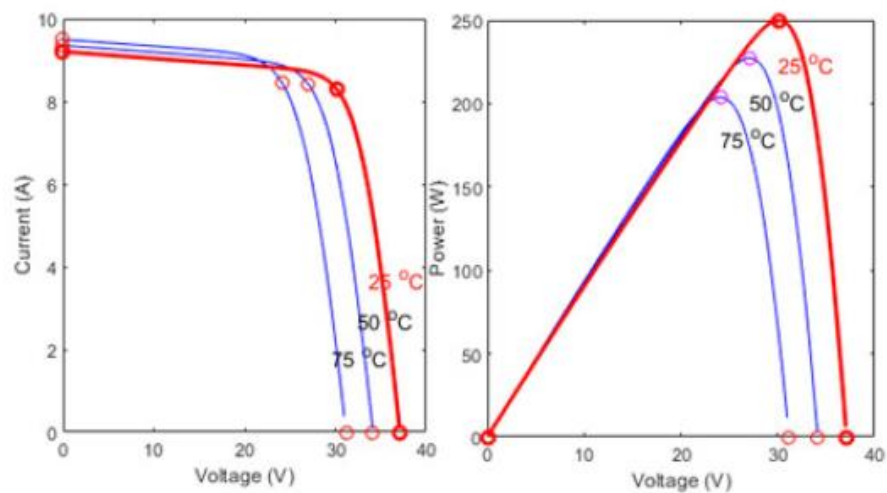


Рисунок 6 – Вольт-амперні (I-V) та потужнісні (P-V) характеристики для різних температур навколишнього середовища.

Параметри продуктивності PV модулів дозволяють порівнювати різні типи комірок. Згідно зі стандартом IEC 60904, ці параметри визначаються за STC. Максимальна потужність (MPP) визначається як напруга (V_{mpp}) та струм (I_{mpp}), при яких PV комірка працює на максимальній потужності. Короткозамкнений струм (I_{sc}) і напруга холостого ходу (V_{oc}) також є важливими параметрами. Коефіцієнт заповнення (FF) визначає якість сонячної комірки, а ефективність (η) показує відсоток перетворення сонячного випромінення в електроенергію.

$$FF = \frac{MPP}{V_{oc} \cdot I_{sc}}, \% \quad (1)$$

$$\eta = \frac{MPP}{I_r \cdot A_c} \cdot 100 \quad (2)$$

Тип матеріалу PV модулів суттєво впливає на продуктивність PV станції. Кращі матеріали дозволяють зменшити площу, необхідну для встановлення великих PV електростанцій, що допомагає зменшити витрати на встановлення та зайняту площу. Кремнієві PV модулі вважаються найкращим вибором для будівництва PV станцій завдяки високій ефективності та меншій зайнятій площі порівняно з тонкоплівковими модулями. Тонкоплівкові PV модулі дешевші, але менш ефективні, мають меншу стабільність і займають більше площі, що підвищує вартість проекту.

Очікується, що в майбутньому ціни на PV модулі знижуватимуться, що дозволить покращити конструкції PV станцій. Наразі монокристалічні та полікристалічні PV модулі домінують на ринку завдяки високій ефективності, меншій площі, стабільності та надійності, хоча вони й залишаються дорогими через вартість матеріалів і виробництва. Натомість, тонкоплівкові модулі мають конкурентоспроможну ціну, але меншу стабільність та ефективність, а також проблему з дефіцитом матеріалів. Тому площа, що використовується, є одним із багатьох параметрів, які впливають на вартість проекту. Інші фактори включають вартість встановлення, транспортування компонентів, обслуговування системи та характеристики монтажу.

Наразі проводяться численні дослідження для покращення характеристик сонячних елементів, збільшення ефективності, зниження цін та забезпечення довгострокової стабільності. Велика кількість PV модулів у складі великої PV станції має важливе значення для підвищення додаткових характеристик PV елементів, зокрема стійкості, можливості переробки та зменшення викидів CO₂ протягом життєвого циклу елемента.

В. ІНВЕРТОРИ

Інвертор у фотогальванічній (PV) системі призначений для перетворення постійного струму (DC), що генерується PV-модулями, на змінний струм (AC). Інвертор автоматично синхронізує свій вихід із частотою та напругою електромережі. Вибір інвертора залежить від місця встановлення та повинен забезпечувати контроль кількості енергії відповідно до вимог стандартів, таких як EN 50106, IEEE 1547.1-2005, IEC61727 та VDE0126-1-1 [3, 9].

Враховуючи електричні характеристики інвертора, зокрема вхідну напругу та номінальну потужність, його вибір значно впливає на оптимальні розміри PV-електростанцій. В умовах PV-ферм інвертори забезпечують зв'язок між електромережею та PV-модулями.

Перетворення енергії може виконуватися за одноступеневою схемою — лише DC-AC, або за двоступеневою — спочатку DC-DC, а потім DC-AC. У центральних або стрічкових (string) схемах PV-електростанцій застосовується одноступеневе перетворення. Натомість для мультистрінгових конфігурацій потрібні два етапи перетворення.

DC-DC перетворювачі є об'єктом багатьох сучасних досліджень. Їх поділяють на два основних типи: ізольовані (з трансформатором) та неізольовані (без трансформатора). Основна відмінність між ними полягає у гальванічній ізоляції між PV-модулями та мережею.

Огляди, аналізи та дослідження як неізольованих, так і ізольованих DC-DC перетворювачів представлені у працях [3], [4], [5]. До різновидів неізольованих належать перетворювачі типу Cuk, buck-boost, SEPIC, ultra-lift

Луо, а також super-lift Луо, які розроблені для підвищення коефіцієнта підсилення напруги [4]. Їх характеристики залежать від конструкції [3], [6], [7].

Основними перевагами неізованих DC-DC перетворювачів є їх низька вартість і простота конструкції. Проте вони мають недоліки, такі як пульсації струму, напругові навантаження та витоки струму. Ізовані DC-DC перетворювачі використовують трансформатори високої частоти для забезпечення ізоляції, що захищає чутливе навантаження [4]. Прикладами ізованих структур є forward, push-pull, flyback та boost-half-bridge [8]. Проте ізовані топології дорожчі та менш ефективні [4, 5].

Кожна топологія перетворювача має свої переваги й недоліки, тому вибір залежить від застосування та його вимог [8]. З цієї причини ізовані DC-DC перетворювачі вважаються більш придатними для PV-електростанцій [2].

Обраний інвертор PV-електростанції має забезпечувати гальванічну ізоляцію [4, 5], містити трежер точки максимальної потужності (MPPT) [9] та відповідати електротехнічним стандартам, визначеним національними нормами [10]. Це стосується як одноступеневих, так і двоступеневих інверторів.

На сьогодні PV-інвертори з одноступеневим перетворенням DC-AC є домінуючими у підключенні PV-електростанцій до мережі. Однак інвертори з двоступеневим перетворенням можуть стати перспективною технологією для PV-станцій у майбутньому [2].

С. ТРАНСФОРМАТОРИ

Для забезпечення підключення до електромережі вихідна потужність інвертора потребує додаткового підвищення напруги. Основною функцією трансформаторів, що використовуються у фотоелектричних (PV) електростанціях, є забезпечення подачі електроенергії на відповідному рівні напруги для транспортування в межах об'єкта та для передачі в енергомережу – у діапазоні від 33 кВ до 110 кВ залежно від рівня мережевої напруги.

На PV-електростанціях застосовуються трансформатори частоти мережі, які забезпечують як підвищення напруги після інвертора, так і гальванічну ізоляцію. Ефективність трансформатора враховує оцінку різних втрат, що

виникають під час перетворення електроенергії з постійного струму (DC) в змінний (AC). Вартість трансформатора може становити до третини від вартості інвертора на PV-станції. За останніми дослідженнями, вартість сухого трансформатора у Бразилії потужністю близько 500 кВА може становити приблизно 4,14 €/Вт [5].

Згідно з [5], трансформатор займає понад третину площі інверторної станції для PV-електростанції потужністю 1 МВт.

У PV-електростанціях використовують два типи трансформаторів: **T_n** та **T-HV**. Трансформатор типу **T_n** підвищує вихідну напругу інвертора до рівня 13,8 – 46 кВ [3]. Натомість трансформатор **T-HV** виконує функцію підвищення напруги, одночасно забезпечуючи гальванічну ізоляцію від електромережі [53]. Трансформатори, що підключаються до інверторів, підвищують напругу до приблизно 0,4 кВ – 30 кВ.

Зверніть увагу, що обов'язковим є встановлення додаткового трансформатора в діапазоні напруг 30 кВ – 110 кВ. Як зазначено у [5], якщо номінальна потужність PV-інвертора перевищує 500 кВт, необхідно встановлювати трансформатор з трьома обмотками: дві низьковольтні (LV) та одна середньовольтна (MV) [5]. Якщо ж номінальна потужність інвертора менша за 500 кВт, застосовують трансформатор із двома обмотками: одна LV та одна високовольтна (HV) [6]. Трансформатори типу **T-HV** мають одну LV обмотку та одну HV обмотку.

На рис. 7 показано схеми підключення центральних та мультистрінгових топологій інверторів до трансформатора на середній напрузі.

D. ЕЛЕКТРОПРОВОДКА

Сонячні електростанції (СЕС) використовують як кабелі постійного (DC), так і змінного струму (AC). Електропроводка не повинна знижувати ефективність роботи компонентів СЕС. Кабелі мають витримувати весь термін експлуатації станції та відповідати мінімальним стандартам безпеки.

Загалом при виборі перерізу кабелів для СЕС враховуються такі критерії: номінальна напруга, допустима струмова навантажувальна здатність і втрати

енергії. Розмір кабелів має бути таким, щоб 80% від номінальної допустимої навантажувальної здатності ($125\% E$) було більше або дорівнювало 125% струму короткого замикання ($125\% N$), де 125% – це коефіцієнт запасу, E – обмеження обладнання, N – нормальний режим роботи. Коротко кажучи, мінімальна допустима струмова навантажувальна здатність кабелю повинна бути рівна струму короткого замикання, помноженому на 1,56 [5, 7], [8].

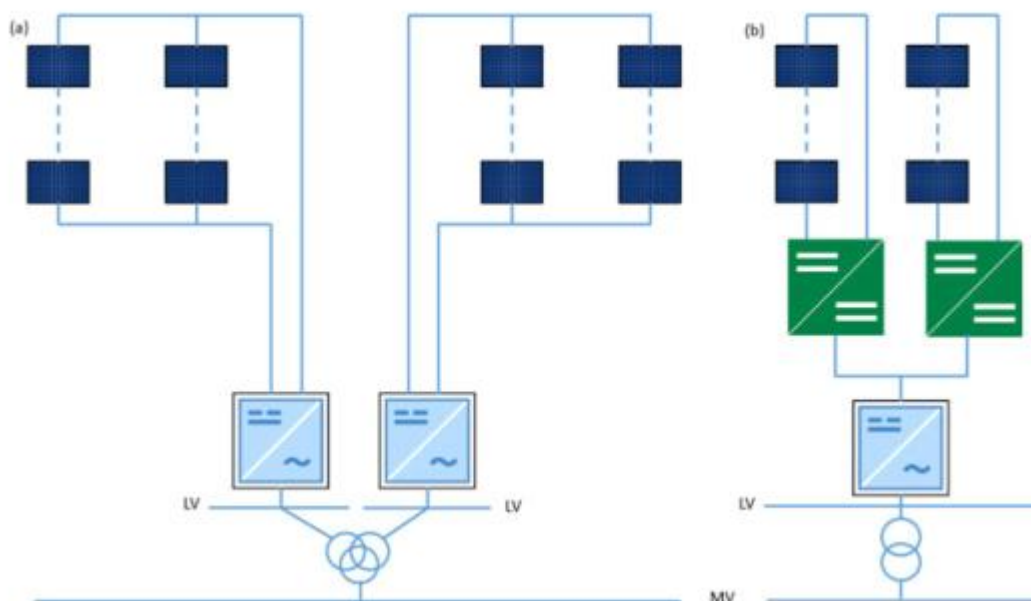


Рисунок 7 – Підключення трансформатора на середній напрузі: (а) Топологія з центральним інвертором підключена до трансформатора з трьома обмотками. (б) Топологія з мультистрінговим інвертором підключена до трансформатора з двома обмотками.

Кабелі змінного струму (АС) мають забезпечувати економічність та безпеку під час передавання електроенергії від інверторів до трансформаторів. АС-кабелі повинні відповідати відповідним стандартам ІЕС, зокрема:

- **ІЕС 60502** – для кабелів середньої напруги в діапазоні від 1 кВ до 36 кВ;
- **ІЕС 60364** – для кабелів низької напруги;
- **ІЕС 60840** – для кабелів високої напруги в діапазоні від 30 кВ до 150 кВ.

Е. З'ЄДНУВАЛЬНІ КОРОБКИ. Встановлення кількох з'єднувальних коробок у межах площі встановлення є необхідним залежно від обраної топології інвертора. При використанні топології центральних інверторів

обов'язково встановлюють з'єднувальні коробки на основному кабелі постійного струму перед входом до інвертора. Протягом терміну експлуатації СЕС з'єднувальні коробки можуть перегріватися та спричиняти втрати енергії. Тому потрібно використовувати коробки з високоякісними гвинтовими клемми.

З'єднувальні коробки містять як ізоляційне, так і захисне обладнання. У СЕС такі коробки повинні чітко розділяти позитивний і негативний полюси всередині корпусу й мати захист класу II. Якщо коробка встановлена зовні, ступінь захисту має бути не менше ніж **IP 54** [31]. У разі застосування топології стрингових інверторів потреби у встановленні з'єднувальних коробок немає, оскільки стрінги безпосередньо підключаються до інвертора.

A.2 Топології для сонячних електростанцій

Останніми роками інвертори, які перетворюють постійний струм від сонячних модулів у змінний для подачі у мережу, привертають значну увагу. Вибрана топологія інвертора впливає як на загальну вартість будівництва СЕС, так і на загальну генерацію електроенергії.

Наприклад, у дослідженні [60] проаналізовано роботу двох різних систем, реалізованих в Україні, з центральною та стринговою топологіями інверторів. Потужність систем становила відповідно 113,4 кВт для центральної та 56 кВт для розподіленої (стрингової), і обидві працювали в однакових погодних умовах. Згідно з результатами, розподілена топологія показала кращу ефективність порівняно із центральною.

Однак завдяки своїм перевагам, центральна топологія інверторів найчастіше використовується в СЕС [2]. Для найефективнішого розвитку сонячних електростанцій у Туреччині центральну топологію рекомендували у [61]. Водночас у роботі не аналізували вплив дизайну, обсягів виробленої енергії та загальної вартості станції при застосуванні стрингових інверторів у великих СЕС.

Проектування СЕС стає все більш актуальним у контексті розвитку компонентної бази. Мета такого проектування — підвищення економічної вигідності СЕС, тобто зниження вартості виробленої електроенергії. Огляд літератури висвітлює різні топології, стандарти та розвиток перетворювачів для СЕС [3], [6].

Нещодавно у [6] провели дослідження щодо визначення оптимальної топології інверторів для СЕС, порівнюючи центральну та стрингову конфігурації. Відповідно до результатів оптимізації, з точки зору економіки центральна топологія є найвигіднішою. При використанні найкращих компонентів, топології та режиму роботи СЕС можна збільшити обсяги генерованої електроенергії і знизити LCOE (Levelized Cost of Energy) до 17% [6].

Існує шість основних груп топологій СЕС:

- стрингова,
- мульти-стрингова,
- центральна,
- АС-модулі [6, 7].

Інші запропоновані топології поки що перебувають на стадії експериментів і мають довести свою ефективність в умовах реальних станцій [6, 8].

Низькі витрати на обслуговування та наявність МРРТ у центральних інверторах роблять центральну топологію найпоширенішою для СЕС великої потужності у кілька мегават [6, 9]. З огляду на аналіз, найбільш поширеною топологією для великих сонячних електростанцій залишається центральна.

А. Централізована топологія. У централізованій конфігурації, як показано на рис. 8, велика кількість сонячних модулів з'єднується послідовно для формування стрингу [7]. Всі стринги підключені паралельно до інверторів. Потім трансформатор використовується для подачі змінного струму безпосередньо в електричну мережу.

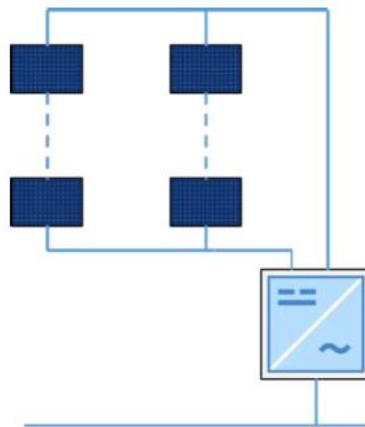


Рисунок 8 – Центральна топологія.

Порівняно з іншими існуючими конфігураціями, ця топологія забезпечує найнижчу вартість та найпростіше обслуговування протягом усього терміну експлуатації [7].

Однак усі масиви в цій конфігурації працюють з одним МРРТ, що призводить до значних втрат і зниження продуктивності [7]. Наприклад, поверхні сонячних модулів із найнижчою віддачею дуже чутливі до змін

сонячної радіації, температури навколишнього середовища, а також до затінення [9].

В. Первинно-вторинна топологія. Ця топологія має на меті підвищити надійність у порівнянні з центральною топологією, як показано на рис. 9. В цій топології інвертори сонячної електростанції підключені паралельно, тому вони можуть забезпечувати всю потужність навіть у разі виходу з ладу одного з них. Проте деякі інвертори вимикаються при низькому рівні сонячної радіації. Завдяки конструкції інверторів, що працюють залежно від рівня радіації, це дає змогу підвищити загальну ефективність роботи та продовжити термін служби інверторів. Крім того, невідповідність між частковим затемненням і модулями спричиняє значні втрати потужності. Це залишається проблемою для цієї топології, а також її високою вартістю у порівнянні з центральною топологією [7].

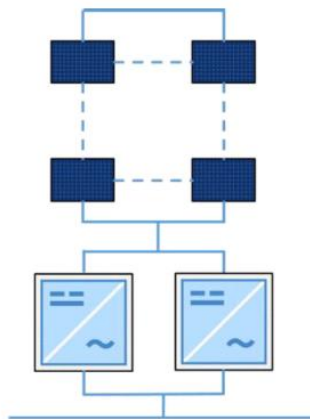


Рисунок 9 – Первинно-вторинна топологія.

С. Топологія стрінгів. Сонячна електростанція, яка використовує стрінговий режим, показана на рис. 10. Тут кожен інвертор підключений до одного стрінга без паралельних з'єднань. Такий режим знижує втрати потужності при частковому затіненні та при невідповідності PV модулів, оскільки кожен стрінг працює незалежно на своїй максимальній потужності [7]. У цій конструкції можуть використовуватись стрінги PV модулів різних розмірів і типів. Крім того, легко збільшити потужність PV системи та додати новий стрінг, що підвищує гнучкість проєктування електростанції. Також стрінговий режим забезпечує продовження роботи у разі відмови інвертора.

Однак ця топологія потребує кілька інверторів, що значно збільшує вартість встановлення.

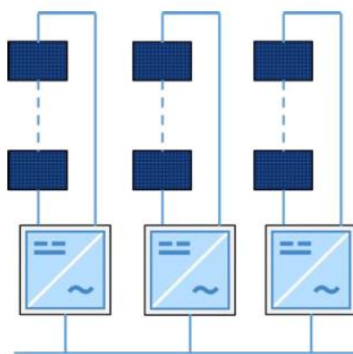


Рисунок 10 – Топологія стрінгів.

Д. ТОПОЛОГІЯ КОНЦЕПТУ «КОМАНДИ». Ця топологія базується на поєднанні концепції первинно-вторинної топології з технологією стрінгів. У великомасштабній сонячній електростанції кожен стрінг має власний контролер відстеження максимальної точки потужності (МРР) і працює незалежно.

У цій конфігурації при низькому рівні сонячної радіації масив PV повністю підключений до одного інвертора, як показано на рис. 11. Сонячний масив розбивається на менші стрінгові блоки зі збільшенням рівня радіації, при цьому кожен стрінговий інвертор працює близько до своєї номінальної потужності [5].

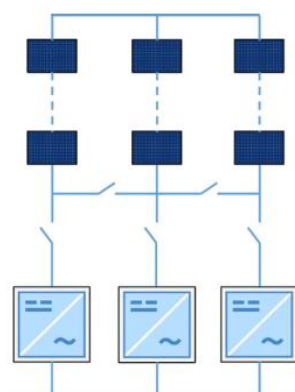


Рисунок 11 – Топологія концепту «команди».

Е. Топологія АС-модулів. Топологія АС-модулів зображена на рис. 12. Ця конструкція призначена лише для малопотужних застосувань з високою економічною ефективністю [4]. Кожен фотомодуль має вбудований інвертор. Серед переваг цієї топології — гнучкість у проєктуванні масиву, покращений моніторинг відмов фотомодулів, а також підвищена ефективність при знижених

втратах у разі часткового затінення. Крім того, встановлення інверторів безпосередньо з фотомодулями на відкритому повітрі зменшує їхній термін служби, головним чином через підвищене теплове навантаження [7].

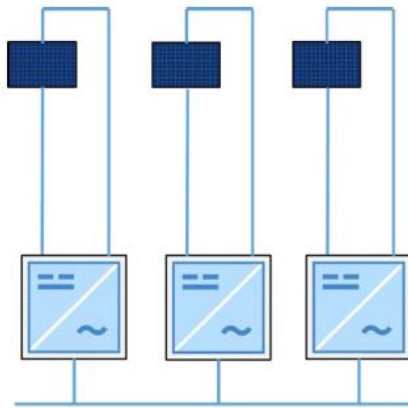


Рисунок 12 – Топологія АС-модулів.

Г. Топологія мультистрінгова. Режим мультистрінгового інвертора зображений на рис. 13. Кожен стрінг у фотоелектричній установці підключається до окремого DC-DC перетворювача для підсилення напруги та відстеження точки максимальної потужності (MPPT). Крім того, шина постійного струму (DC-шина) з'єднує всі DC-DC перетворювачі з єдиним інвертором [4].

До системи також включаються інші втрати, пов'язані зі стрінговою структурою та перетворювачами, однак загалом це підвищує надійність установки. На відміну від недоліків двоступеневого перетворення, дана топологія поєднує переваги централізованої та стрінгової схем, що сприяє збільшенню вихідної потужності системи [7].

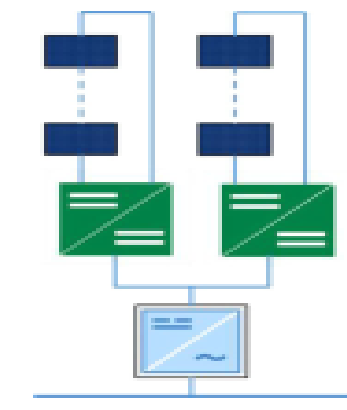


Рисунок 13 – Мультистрінгова топологія.

Таблиця 1 – Оптимальна топологія для кожного типу застосування

Топологія	Переваги	Недоліки	Потужність (Вт)
Централізована	1. Більше втрат через відсутність індивідуального MPPT (максимального відстеження точки потужності) для кожного модуля 2. Низька гнучкість 3. Немає можливості локалізувати несправність 4. Висока напруга DC – небезпека та втрати 5. Просте підключення	1. Необхідна рівномірність освітлення 2. Вихід з ладу одного модуля знижує ефективність усієї системи 3. Неможливо оптимізувати частково затінені модулі	До 100 кВт
Мультистрінгова	1. Більша ефективність завдяки декільком MPPT 2. Вища надійність 3. Немає значних втрат у випадку часткового затінення 4. DC-DC перетворення мінімізує втрати 5. Можливість контролю кожного стрінгу окремо	1. Вища вартість через використання кількох інверторів 2. Складність проектування 3. Вимагає синхронізації	До кількох сотень кВт
Струнна (String)	1. Зменшення втрат від часткового затінення завдяки індивідуальному MPPT для кожного стрінгу 2. Проста діагностика 3. Хороша масштабованість 4. Середня гнучкість	1. Падіння продуктивності при затіненні всього стрінгу 2. Можливі втрати енергії 3. Обмежена кількість модулів у стрінгу	3–5 кВт
Централізована (з ізоляцією)	1. Дешева вартість завдяки централізованому MPPT 2. Простота системи 3. Підходить для великих СЕС	1. Високі втрати від затінення 2. Вихід з ладу одного модуля впливає на всю систему 3. Високі втрати DC 4. Низька надійність 5. Низька ефективність	До кількох МВт
Мультистрінгова (з ізоляцією)	1. Низькі втрати за рахунок ефективного MPPT 2. Потужні інвертори з кількома вхідними каналами 3. DC-DC перетворення забезпечує стабільність	1. Складна топологія 2. Висока вартість 3. Необхідність у системі захисту	До 5 кВт
АС-модульна	1. Відсутність втрат через часткове затінення 2. Немає втрат через невідповідність модулів 3. Простота масштабування 4. Гнучкість розміщення 5. Підвищена ймовірність локалізації несправностей	1. Висока вартість 2. Складність обслуговування кожного модуля окремо 3. Важко замінити інвертор у разі несправності 4. Більш складна система з точки зору кабельної інфраструктури	До 500 В

Г. Порівняння топологій сонячних електростанцій. Топологія у кожній великомасштабній фотоелектричній (СЕС) установці, яка була реалізована у світі, є дуже важливою для її ефективності. Централізована топологія найчастіше використовується у більшості великих СЕС завдяки простоті монтажу та меншій кількості компонентів у полі. Порівняння між цими топологіями наведене в табл. 1 [3].

Порівнюючи ці шість топологій, стає очевидним, що ефективність інверторів має наступну залежність: АС-модулі > стрінговий інвертор > мультистрінговий інвертор > централізований інвертор.

А. 3 Індикатори оцінки для визначення розмірів СЕС

А. Вибір місця встановлення

Через свою ключову важливість у процесі проєктування, вибір місця будівництва є важливим етапом у реалізації великомасштабних проєктів СЕС. Щоб підвищити продуктивність фотоелектричних установок, необхідно враховувати багато факторів.

Для задоволення зростаючих потреб в електроенергії без негативного впливу на розширення міської інфраструктури, СЕС повинні будуватись поблизу міських районів. З точки зору прибутковості, близьке розташування до споживача зменшує втрати електроенергії та вартість ліній електропередачі.

Крім того, електрична потужність СЕС повинна відповідати пропускній здатності лінії електропередачі. Для зниження вартості будівництва СЕС і транспортних витрат на доставку великої кількості компонентів, важливо, щоб обране місце було поблизу основних автошляхів і залізничної інфраструктури. Легкий доступ до об'єкта важливий і для подальшого обслуговування, і для уникнення витрат на будівництво доріг.

Також настійно рекомендується розміщувати СЕС поруч із підстанціями, оскільки будівництво нових підстанцій є дорогим. Щоб оптимізувати роботу фотомодулів, місце розташування станції має мати достатній запас води для очищення модулів щонайменше двічі на місяць.

В. Показники ефективності

Для оцінки продуктивності підключених до мережі СЕС враховувалися різні чинники, зокрема:

- LCOE (собівартість електроенергії), \$/кВт·год,
- Вихідна потужність,
- Співвідношення розміру (R_s),
- Коефіцієнт покриття ґрунту (G_{CR}),
- Коефіцієнт ефективності (P_R),
- Втрати енергії.

З огляду на варіативність цих параметрів, які впливають на оптимальні розміри та ефективність СЕС, їх використано для проведення електротехнічного аналізу системи.

1) Вироблення енергії

Загальну кількість електроенергії, що генерується СЕС протягом її періоду експлуатації, можна розрахувати за допомогою рівняння (2.3). Також можна визначити обсяг енергії, виробленої за певний проміжок часу; наприклад, якщо $n_s = 1$, можна розрахувати загальну вироблену енергію за один рік.

$$E_{tot} = P_{plant}(t)n_sEAF, \quad (3)$$

де P_{plant} – позначає загальну вихідну потужність, EAF — коефіцієнт надійності енерговиробництва.

2) Співвідношення розмірів. Співвідношення розмірів масиву фотоелектричних панелей (R_s) зазвичай визначається як відношення номінальної потужності фотоелектричних панелей $P_{PV(rated)}$ до номінальної потужності інвертора $P_{i(rated)}$ за стандартних тестових умов (STC). Для обчислення цього співвідношення можна використати наведену нижче формулу:

$$R_s = \frac{P_{PV(rated)}}{P_{i(rated)}}, \quad (4)$$

Рівняння (5) можна використати для визначення номінальної потужності фотоелектричного масиву $P_{PV(rated)}$.

$$P_{PV(rated)} = P_{mpp, stc} N_s \cdot N_p, \quad (5)$$

де $P_{mpp, stc}$ – це номінальна максимальна потужність фотомодуля за стандартних тестових умов (STC), N_s та N_p позначають кількість фотоелектричних модулів, з'єднаних відповідно послідовно та паралельно.

Коефіцієнт ефективності роботи. Для фотоелектричних електростанцій, підключених до мережі, коефіцієнт ефективності роботи (performance ratio) відображає якісний показник та індекс ефективності, що порівнює фактичний енергетичний вихід (Y_f) з номінальним енергетичним потенціалом (Y_r).

Фотоелектричні електростанції можна порівнювати за допомогою цього коефіцієнта незалежно від номінальної потужності, кута нахилу, місця розташування чи орієнтації [6]. Коефіцієнт ефективності роботи можна обчислити за формулою [7].

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}, \quad (6)$$

Тут Y_f позначає відношення між фактичною генерацією електроенергії фотоелектричної станції та її номінальною постійною потужністю.

$$Y_f = \frac{\text{Фактичний вихід енергії, кВт/год}}{\text{Номінальна потужність, кВт}}, \quad (7)$$

З іншого боку, Y_r може бути виражене як відношення загального опромінення в площині модуля до еталонного опромінення за стандартних тестових умов (STC):

$$Y_r = \frac{\text{Загальне опромінення в площині, кВт/м}^2}{\text{Еталонне опромінення, кВт/м}^2 \text{ при STC}}, \quad (8)$$

Очевидно, що еталонний енергетичний потенціал Y_r залежить від географічного розташування, як показано у рівнянні (2.8).

Коефіцієнт покриття земельної поверхні. Коефіцієнт покриття земельної поверхні (GCR) відрізняється між різними фотоелектричними електростанціями внаслідок варіацій кутів нахилу фотоелектричних модулів. Обчислення коефіцієнта GCR здійснюється за такою формулою [8].

$$GCR = \frac{A_{PV}}{A_{PV} + L}, \quad (9)$$

де загальна площа фотоелектричних модулів, без урахування земельної ділянки, позначається як A_{PV} , L – це загальна площа фотоелектричної установки разом із земельною ділянкою. Крім того, A_{PV} можна виразити як:

$$A_{PV} = A_c NI, \quad (10)$$

де NI – загальна кількість фотоелектричних модулів, A_c – площа одного фотоелектричного модуля, m^2 .

5) Втрати енергії. Різниця між енергією, що генерується фотоелектричними модулями (P_{PV}), та загальною вихідною потужністю (P_{plant})

до моменту її подачі в мережу вважається загальною величиною втрат енергії фотоелектричної електростанції протягом її експлуатаційного строку (25 років). Ці втрати включають втрати від затінення, втрати на компонентах, а також втрати в кабелях постійного (DC) та змінного (AC) струму. Для визначення втрат енергії у фотоелектричних електростанціях можна скористатися наступним рівнянням.

$$\sum P_{losses} = \sum P_{PV} - \sum P_{plant} , \quad (11)$$

С. Економічні показники 1) **приведена вартість електроенергії.** Приведена вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації електростанції визначається як відношення загальної вартості встановлення, обслуговування та експлуатації електростанції до загального обсягу виробленої нею електроенергії. Методика LCOE зазвичай використовується для порівняння електростанцій, що працюють на різних джерелах енергії, з урахуванням відповідних структур витрат. Ідеальне значення LCOE для електростанцій поєднує низькі інвестиційні витрати з високим річним виробітком електроенергії [7, 9].

$$LCOE = \frac{C_c(X) + C_m(X)}{E_{tot}(X)} , \quad (12)$$

Чиста приведена вартість. Чиста приведена вартість (NPV) фактично відображає загальний грошовий потік проєкту, де позитивне значення вказує на прибутковість проєкту, а від'ємне – на втрату фінансового прибутку [8].

$$NPV = M_{net} - C_{capital,sys} \quad (13)$$

де $C_{capital,sys}$ – фактична капітальна вартість проєкту, M_{net} – чистий дохід проєкту в цілому на теперішній момент.

Час окупності інвестицій. Час окупності інвестицій (PBT) вимірює період часу, необхідний інвестору для повернення початкових вкладень [8].

$$PBT = \frac{\text{Початкові інвестиції}}{\text{Щорічні грошові надходження}} \quad (14)$$