

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**РОЗРОБКА ПРОЕКТУ**

**ФОТОГАЛЬВАНІЧНОЇ ФЕРМИ**

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕМм-61

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка

та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис)

Карпишин Р. А.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Наконечний М. С.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О. О.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М. Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Романюк Л. А.

(прізвище та ініціали)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)  
Кафедра електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)  
« » 20\_\_ р.

### ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр  
(назва освітнього ступеня)  
за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)  
студенту Карпинину Ростиславу Арсеновичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка проекту фотогальванічної ферми

Керівник роботи Наконечний Мирослав Степанович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «29» вересня 2021\_\_ року № 4/7-806

2. Термін подання студентом завершеної роботи грудень 202 року

3. Вихідні дані до роботи Географічне положення та вихідна потужність фотогальванічної ферми.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

1 Аналітичний розділ

2 Розрахунково-дослідницький розділ

3 Проектно-конструкторський розділ

4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Розробка проекту фотогальванічної ферми

2 До дослідження впливу взаємного затінення на втрати потужності

3 Принципова однолінійна схема РУ 0,8 кВ в КТП №9

4 План розміщення фотоелектричних модулів та кабельних ліній

5 План розміщення фотоелектричних модулів та кабельних ліній

6 Загальні висновки



## РЕФЕРАТ

Карпишин Р. А. Розробка проекту фотогальванічної ферми. 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка; Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕМм-61. – Тернопіль: ТНТУ, 2021

Стор. - 65; рис. - 28; табл. - 4; плакатів - 6; джерел – 23.

У даній кваліфікаційній роботі проведено аналіз факторів які впливають на ефективність фотогальванічної ферми. Запропоновано методики для розрахунку ресурсів сонячної радіації та дослідження впливу взаємного затінення на втрати потужності фотогальванічної ферми.

Проведено розрахунок режиму роботи, визначено оптимальний кут нахилу сонячних панелей. На основі чого було вибрано модель та необхідну кількість інверторів та обладнання для передачі електроенергії. Проведено розрахунок електричних втрат

Ключові слова: фотомодуль, фотогальванічна ферма, інвертор, взаємне затінення, сонячна радіація.

## ЗМІСТ

|  |    |
|--|----|
| ВСТУП .....  | 5  |
| 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА .....   | 8  |
| 1.1 Фотоелектричні елементи та їх види .....   | 8  |
| 1.2 Технічні характеристики фотоелектричних модулів .....  | 11 |
| 1.3 Основні характеристики інвертора для фотогальванічної системи.....                                       | 13 |
| 1.4 Аналіз факторів, що впливають на потенціал фотогальванічної ферми...                                     | 16 |
| 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА .....   | 18 |
| 2.1 Методи для розрахунку ресурсів сонячної радіації.....  | 18 |
| 2.2 Розрахунок режиму роботи сонячної електростанції.....  | 21 |
| 2.3 Вибір розташування фотоелектричних модулів сонячної електростанції                                       | 24 |
| 2.4 Вплив затінення на групу сонячних панелей. ....  | 24 |
| 2.5 Дослідження впливу взаємного затінення на втрати потужності<br>фотогальванічної ферми. ....              | 30 |
| 2.6 Розрахунок виробітку електроенергії з урахуванням взаємного<br>затінювання фотоелектричних модулів ..... | 35 |
| 3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА.....   | 42 |
| 3.1 Розрахунок кількості фотоелектричних модулів .....   | 42 |
| 3.2 Розрахунок кількості інверторів .....  | 47 |
| 3.3 Вибір елементів для внутрішньої мережі фотогальванічної ферми .....                                      | 51 |
| 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....  | 57 |
| 4.1 Заходи захисту при роботі з електроустановками. ....   | 57 |
| 4.2 Інженерні норми проектування об'єктів енергетики. ....   | 61 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....  | 63 |
| ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....   | 64 |

## ВСТУП

Однією з актуальних задач сучасної енергетики є розробка енергоефективних і екологічно чистих систем електропостачання з використанням відновлювальних джерел електроенергії. З огляду на те, що в даний час вартість енергії за допомогою перетворення сонячної енергії, прирівнюється до вартість енергії теплових станцій, одним із пріоритетних напрямків отримання електроенергії в світі стає метод фотоелектричного перетворення. Використання фотоелектричних модулів характеризується є значним терміном служби, малими витратами на обслуговування та дозволяє знизити екологічне навантаження на навколишнє середовище.

На сьогодні ринок сонячної енергетики України стрімко розвивається, незважаючи на турбулентність останніх років. За оцінками міжнародного агентства IRENA технічний потенціал використання сонячних електростанцій становить 71 ГВт. У 2017 році в Україні було прийнято «Енергетичну стратегію України», згідно з якою до 2035 року Україна планує збільшити долю відновлювальної енергетики у своєму енергобалансі до 25%. Сонячна енергетика стає все доступнішою, пропонує рішення для заощадження, та є інструментом збільшення прибутковості виробничих підприємств. Зокрема сонячна енергія відкриває привабливі експортні ринки Європи, а використання традиційної навіпаки стане бар'єром для експорту вже з 2023 року. На сьогодні є **актуальним** розробка ефективних та недорогих систем перетворення сонячної енергії в електричну, які б відповідали заданим технічним вимогам, були надійними та простими в експлуатації

**Мета і завдання дослідження.** Метою дипломної роботи є розробка проекту фотогальванічної ферми.

Для досягнення вказаної мети в роботі вирішувалися наступні завдання:

1. Провести аналіз факторів, що впливають на ефективність фотогальванічної ферми.
2. Провести вибір необхідної кількості фотоелектричних модулів, та визначити їх оптимальний кут нахилу.
3. Досліджено вплив затінення на продуктивність сонячних електростанцій.

**Об'єкт дослідження** – процес перетворення сонячної енергії за допомогою фотоелектричних елементів.

**Предмет дослідження** – територіальне розміщення та прогнозування генерації фотоелектричних станцій

***Наукова новизна отриманих результатів:***

Запропоновано метод, що дозволяє розрахувати об'єм генерації фотоелектричної станції в умовах часткового взаємного затінення рядів сонячних панелей.

***Практичне значення отриманих результатів***

Проведено методику розрахунку необхідного числа фотоелектричних модулів та кількості інверторів в залежності від їх способу з'єднання. Надано рекомендації щодо вибору електрообладнання для передачі та перетворення електроенергії.

***Апробація результатів магістерської роботи.***

Основні положення роботи і її результати доповідалися на X Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. Актуальні задачі сучасних технологій – Тернопіль 24-25 листопада 2021 (Тернопіль 2021 р.)

Публікації. За результатами виконаних досліджень опубліковано 1 тезу доповідей «Застосування гібридних вітро-сонячних електростанцій для електрозабезпечення автономних споживачів». Актуальні задачі сучасних технологій: зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, (Тернопіль, 24–25 листопада. 2021.) // М-во освіти і науки України,

Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін]. – Тернопіль: ТНТУ, 2021. – Т 2, С. 33.

***Структура роботи.***

Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (22 найменування).

Загальний обсяг текстової частини: 65 сторінки, 4 таблиць, 28 рисунків.



# 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

## 1.1 Фотоелектричні елементи та їх види

Фотоелектричні елементи є об'єднання безлічі фотоелектричних перетворювачів, зафіксованих на жорсткій або гнучкій підкладці.

Кожен фотоелемент панелі складається з двох пластин кремнію з струмовідвідними мідними смужками. У місці з'єднання пластини мають найтонше покриття: одна – борне, інша – фосфорне. Під дією фотонів сонячного світла у фотоелементі з'являються області з надлишком та нестачею (так звані «дірки») електронів. На стику пластин, у місці напівпровідникового p-n переходу, виникає електрогенеруючий ефект. Далі електричний струм мідними струмопровідними смугами надходить до перетворювачів напруги (рис. 1.1).

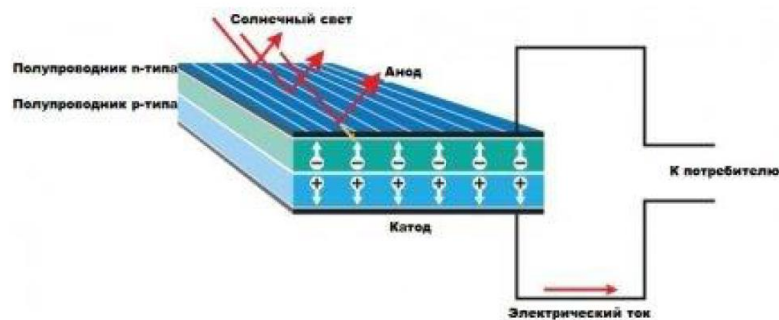


Рис. 1.1 – Принцип роботи сонячного елемента

На продуктивність сонячних панелей багато в чому впливає орієнтація кристалів та чистота кремнію. Останні десятиліття розробники б'ються над покращенням цих параметрів, здешевленням виробництва очищеного, однорідного кремнію. Як напівпровідниковий матеріал може виступати не тільки кремній, але принцип роботи сонячних панелей залишається тим самим [1].

### *Фотоелементи з монокристалічного кремнію*

Для виробництва сонячних панелей монокристалічного типу використовують очищений, чистий кремній. Такий вид сонячної панелі виглядає як силіконові стільники, або комірки, які поєднані в одну структуру. Після того, як очищений монокристал твердне, його поділяють на супертонкі пластини завтовшки до 300 мкм. Такі готові пластини з'єднані тонкою сіткою електродів. У порівнянні з аморфними фотоелементами такі коштують дорожче, адже технологія їх виробництва в рази складніша. При цьому такі батареї варто вибрати хоча б за їх високий коефіцієнт корисної дії (ККД). на рівні 20%. Так, для сонячних батарей це добрий показник. Зовнішній вигляд панелей представлений рисунку 1.2.



Рис. 1.2 – Зовнішній вигляд монокристалічної панелі

### *Фотоелементи з полікристалічного кремнію*

Для того, щоб отримати полікристали кремнієву субстанцію повільно охолоджують. Такий підхід до технології виробництва значно дешевше, ніж у попередньому типі панелей, тому і коштує цей вид дешевше. При цьому для виготовлення потрібно менше енергії, а це ще додатково впливає на ціну. Тому такі батареї мають ККД до 18%. [2] Пов'язане таке падіння коефіцієнта з утвореннями усередині полікристалу, які знижують ефективність. Зовнішній вигляд такої панелі представлений рисунку 1.3.



Рис. 1.3 – Зовнішній вигляд панелі із полікристалічного кремнію

#### *Фотоелементи з аморфного кремнію*

Даний вид сонячних батарей можна віднести як до кремнієвих (бо матеріал виготовлення - кремній) так і до плівкових, адже вони виготовлені за принципом виробництва плівкових батарей. Але все ж таки відмінності є.

Сьогодні існує три покоління аморфних сонячних панелей (рисунок 1.4). [3]

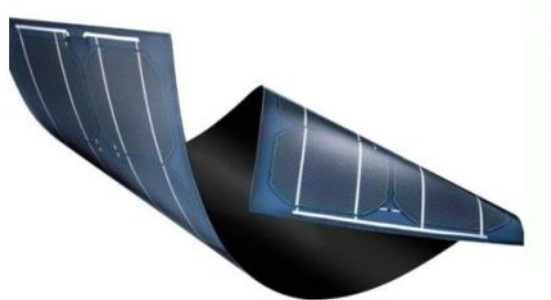


Рис. 1.4 – Зовнішній вигляд панелі з аморфного кремнію

І якщо ефективність перших зразків становила лише 4–5%, ККД останніх розробок досягає 12%. На ринку масово представлені панелі другого покоління з продуктивністю 8–9%. Протягом стандартного терміну

служби 20–25 років потужність аморфних фотоелементів знижується на 15–20%.

Однак низьке енергоспоживання, простота виробництва та невисока його вартість, можливість виробництва великих за розмірами елементів робить модулі з аморфного кремнію затребуваними у найширших сферах людської діяльності. Аморфний кремній досить широко застосовується при виробництві годинників і калькуляторів, проте для установок великої потужності він не застосовується внаслідок меншої стабільності. "Метод осадження з газової фази", за допомогою якого відбувається виготовлення аморфного кремнію, полягає в осадженні тонкої плівки кремнію на підкладку та нанесення захисного покриття. Внаслідок такого осадження утворюються електропровідні p-n переходи. {4-5} Такі модулі ефективні навіть в умовах слабкої освітленості та хмарності та краще захищені від агресивного впливу зовнішніх факторів. Оскільки фотоелектричні модулі з аморфного кремнію ефективніше працюють при зниженій освітленості, то за однакової встановленої потужності порівняно з фотоелектричними модулями монокристалічного кремнію перші виробляють електроенергії протягом року на 15-20% більше.

## **1.2 Технічні характеристики фотоелектричних модулів**

При виборі сонячних панелей для системи сонячного електропостачання слід брати до уваги такі технічні характеристики [6-8].

1) *Толеранс* – це відхилення реальної сонячної потужності панелі від її номінального значення. Він може бути як позитивним, і негативним. Негативний толеранс не повинен перевищувати 3%. Добре, якщо толеранс є позитивним, тоді не доведеться переплачувати за неіснуючу потужність. Більше того, якщо панель з негативним толерансом буде з'єднана послідовно з іншими панелями, то неважливо, наскільки хорошими будуть інші панелі – весь ланцюжок буде працювати як кілька панелей з потужністю, що дорівнює потужності найгіршої панелі.

Наприклад, якщо у ланцюжку з 10 сонячних панелей по 250 Вт одна матиме потужність на 3% менше, ніж 250 Вт, то весь ланцюжок видасть замість 2500 Вт лише 2420 Вт. Таким чином, одна погана панель з потужністю всього на 6 Вт менше номінальної призведе до втрати 80 Вт або більше (якщо навіть інші панелі матимуть позитивний толеранс).

Іноді можна чути від продавців, що їхні панелі мають більшу потужність, тому що їх ККД вищий, ніж у інших панелей. Проте різниця у ККД сучасних сонячних панелей рідко перевищує 1-2%. Якщо негативний толеранс "високоєфективних панелей" буде 3-5%, то жодного виграшу від дорожчих високоєфективних панелей не можна буде отримати.

2) *Температурний коефіцієнт.* Відображає вплив підвищення або зниження температури панелі на вихідний струм і напругу. Як відомо, напруга та потужність панелі при підвищенні температури зменшуються, а струм підвищується. Чим менший температурний коефіцієнт зміни потужності, тим краще.

3) *Ефективність перетворення сонячного світла.* Чим більший ККД, тим менша площа панелей знадобиться для генерації однакової потужності та енергії.

Насправді не так важливо, який ККД має обрана сонячна панель. Від цього параметра залежить лише площа, зайнята сонячною батареєю. Якщо немає жорстких обмежень за місцем встановлення сонячних панелей, то можна навіть не звертати уваги на цей параметр. Різниця в ККД звичайних та «високоєфективних панелей» може становити одиниці відсотків; на ті ж одиниці відсотків зменшиться площа, яку займають «високоєфективні» сонячні батареї. Якщо говорити про ефективність, то потрібно оцінювати її та ККД повної сонячної енергосистеми, враховуючи РТС, толеранс, ККД інвертора, втрати у проводах та комутації та інші фактори.

4) *Розміри та потужність.* Ціна панелі прямо пропорційно залежить від її потужності. Однак, чим більша одинична потужність панелі, тим

меншою буде вартість 1 Ватта. Тому, якщо потрібна певна потужність, то краще набрати її більшими панелями, ніж маленькими – це буде і дешевше, і надійніше через малу кількість з'єднань.

5) *Параметри при РТС.* РТС – це незалежні випробування сертифікаційних лабораторій в США, які покликані визначити ефективність роботи панелі в реальних а не ідеальних умовах експлуатації. Ці параметри є дуже важливими. Відношення РТС/STC має бути щонайменше 89-90%. Чим воно вище, тим краще працюватиме сонячна панель у реальних умов експлуатації.

б) *Ефективність сонячних інверторів та контролерів.* При виборі сонячних панелей не можна звертати увагу лише на їх ККД, і не звертати увагу на ККД інших елементів системи, особливо контролерів та інверторів. Мінімальний рівень ККД контролерів та інверторів має бути 95%.

Зараз на ринку продається багато дешевих батарейних та мережевих фотоелектричних інверторів із ККД 85% і менше. Але більшість виробників дають дані щодо ККД у точці, де він максимальний, і в середньому інвертор працює з ККД нижче вказаного. Це означає, що 15-20% від загальної потужності панелей працюватимуть тільки на інвертор. Низький ККД інвертора не такий страшний, якщо є можливість отримувати електроенергію від мережі, але якщо вона генерується дорогими сонячними батареями, такі втрати неприпустимі.

### **1.3 Основні характеристики інвертора для фотогальванічної системи**

Інвертори використовуються для перетворення постійного струму від сонячних панелей в змінний, аналогічний струму в мережах централізованого електропостачання.

При під'єднанні в мережу інвертори приймають енергію від сонячних панелей і перетворюють її на змінний струм, який подається в мережу. Більшість сонячних панелей генерує постійний струм. Існують панелі з

інтегрованими інверторами, так звані АС-панелі з мікроінверторами (рис. 1.5).



Рис. 1.5. – Мікроінвертор на задній стороні сонячної панелі

Їх перевагою є просте налаштування та можливість легкого масштабування фотоелектричної системи шляхом простого додавання таких панелей. Такі інвертори використовуються лише при підключення в мережу централізованого електропостачання.

Є багато різних інверторів, що відрізняються потужністю та типом. Деякі мають дуже високу ефективність. Якщо інвертор буде часто перебувати без навантаження, необхідно вибирати такий, який має низьке споживання в режимі очікування. Якщо ж він буде більшу частину часу навантажений, то необхідно вибирати інвертор з максимальним ККД.[9]

Сонячні панелі виробляють постійний струм, але більшість приладів та споживачів енергії вимагають змінний струм напругою 220 або 380 В. Інвертор перетворює низьку напругу 12, 24, 32, 36, 48, 96, 120 В постійного струму у високу напругу 220 В змінного струму. Частина енергії неминуче втрачається при перетворенні – від 5% до 20%, залежно від якості інвертора та режиму роботи [7,8].

Інвертори бувають різної потужності, а їх тип вибирається залежно від застосування. Малопотужні інвертори (100–1000 Вт) зазвичай використовуються в малих автономних системах для живлення, наприклад, лампочок, телевізора, радіо та інших приладів. Вони бувають на вхідну напругу 12 або 24 В і вихідну 220 В. Більш потужні інвертори мають вхідну напругу 24 або 48 (а іноді 96 і вище).

Дешеві інвертори генерують ступінчасту або прямокутну форму напруги – так звану квазісинусоїдальну або модифіковану синусоїду. Така форма напруги не завжди підходить до приладів. Інвертори із синусоїдальною формою напруги забезпечують якість енергії таку ж, як у мережі, і можуть жити без проблем будь-яке навантаження змінного струму.

#### *Функції сучасних інверторів.*

- Вимірювання. На дисплеї інвертора відображаються напруга та струм, частота та потужність.
- Можливість автозапуску генератора. В інверторі є додаткові реле для автоматичного запуску та зупинки резервного генератора в залежності від напруги на батареї. Часто ця функція представлена у вигляді опції як окремий блок до інвертора. Сучасні інвертори можуть заряджати АБ від мережі лише у певний час або запускати генератор лише у денний час (через шум).
- Робота паралельно із мережею. Мережеві інвертори безпосередньо поставляють енергію від сонячних батарей у мережу без АБ. Це істотно зменшує вартість системи, отже, і здешевлює електроенергію.[10]
- Вбудований зарядний пристрій. Такі інвертори для заряду АБ можуть використовувати енергію від мережі або генератора. Одночасно вони можуть транслювати енергію від цих джерел безпосередньо в навантаження. Сучасні інвертори можуть задавати або динамічно змінювати зарядний струм, щоб уникнути перевантаження генератора.



- Паралельне з'єднання. Деякі інвертори можуть бути з'єднані паралельно для збільшення потужності.

#### 1.4 Аналіз факторів, що впливають на потенціал фотогальванічної ферми

В ході розробки проекту фотогальванічної ферми для оцінки ефективності введення генеруючого об'єкта на базі ВДЕ спочатку необхідно виконати ідентифікацію вихідних даних про енергетичні параметри первинного джерела енергії. Застосування лише існуючих карт районування територій, наприклад, за інтенсивністю сонячного випромінювання, не забезпечує необхідної точності розрахунку, оскільки не дозволяє врахувати геометрію руху Землі навколо сонця в залежності від пори року, особливості поширення сонячного випромінювання, а також кількість сонячного випромінювання, що припадає на поверхню фотоелектричної панелі, у випадку розташованої під деяким кутом до Землі.

Розподіл питомої сонячної радіації на території України протягом року показано на рис. 1.6

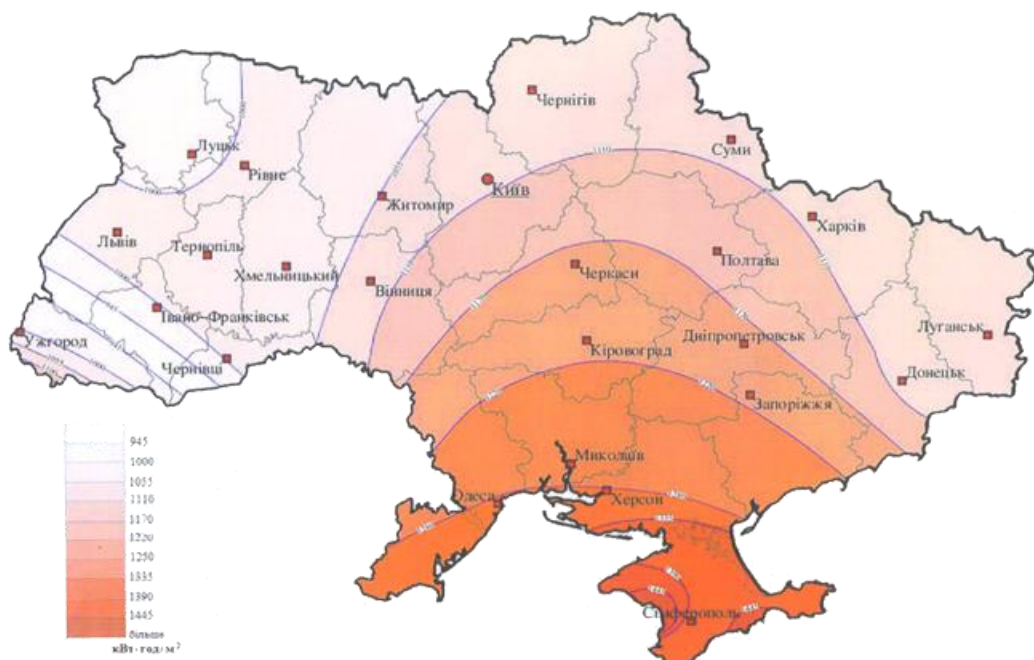


Рис. 1.6 – Розподіл питомої сонячної радіації на території України протягом року

Для оцінки доцільності будівництва ФЕС спочатку необхідно виконати ідентифікацію вихідних даних про параметри сонячного випромінювання для району, що розглядається. При цьому необхідно врахувати такі основні фактори:[11-13]

1. Географічні, кліматичні особливості аналізованого району, кількість опадів, сонячних та похмурих днів на рік.

2. Геометрію руху Землі навколо сонця залежно від пори року та доби, облік астрономічних параметрів.

3. Фізичні особливості поширення сонячного світла під час проходження через атмосферу Землі, спектр сонячного випромінювання.

4. Середньостатистичне кількість енергії припадає на 1 м<sup>2</sup> поверхні залежно від географічних координат та пори року.

5. Тривалість світлового дня залежно від географічних координат території, що розглядається.

6. Оптимальний кут сонячної панелі щодо поверхні землі залежно від часу доби, координат та пори року.

7. Чинники, що знижують ефективність сонячних панелей: температура повітря, коефіцієнт корисної дії накопичувача енергії, забруднення, затінення та ін.

### **Висновки до розділу:**

Формування та підтримка нових альтернативних та відновлюваних джерел електричної енергії має важливе значення. Оскільки в тому випадку країна отримують повну автономію, не залежать від імпорту енергетичних ресурсів, забезпечуючи собі повну самостійність. Також використання екологічно чистої енергії сприятливо впливає на зменшення викидів забруднень в навколишнє середовище та знижує ризик збільшення темпів глобального потепління.

## 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

### 2.1 Методи для розрахунку ресурсів сонячної радіації

Практично всі розроблені на сьогодні методи розрахунку ресурсів сонячної радіації на поверхні землі базуються на наступному методичний прийом. Враховуючи, що більшість актинометричних станцій у світі вимірює, як правило, прихід сонячної радіації на нерухомий горизонтальний приймальний майданчик, то саме величина приходу сонячної радіації на горизонтальний майданчик і приймається як кількісний прихід оцінки ресурсів сонячної радіації як у точці  $A (\varphi^0, \psi^0)$  так для заданої території  $S$  ( $\text{км}^2$ ). Далі отримані дані для горизонтальної приймальної площадки перераховуються за емпіричними формулами, пропонованими різними авторами на довільно орієнтовану приймальну площадку з тим чи іншим рівнем деталізації з урахуванням різних факторів, що впливають на прихід сонячної радіації. У зв'язку з цим особливого значення набувають методи розрахунку приходу сонячної радіації на горизонтальну приймальну площадку, які й визначають сьогодні валові ресурси (потенціал) сонячної енергії.[14]

Як було сказано раніше, сонячні енергетичні установки можуть ефективно використовуватися сьогодні в системах енергопостачання за трьома основними сценаріями: робота у великій енергосистемі, робота в локальній енергосистемі та робота на локального або автономного споживача. Залежно від прийнятого сценарію використання сонячної енергії (СЕ) виникають додаткові складнощі в розрахунках, включаючи і необхідність наявності різного роду вихідної інформації про прихід СЕ, так і необхідність вирішення проблеми отримання достатньо достовірної інформації в розрахункових точках, в яких повністю відсутні будь-які дані фактичних спостережень про прихід СЕ.

У цьому випадку для розрахунку валової енергії сонячної радіації ( $E_{вал}$ ) можна скористатися відомою формулою Ангстрема, яка передбачає наявність деяких середньодобових або середньомісячних даних по СЕ як у точці  $A(\varphi, \psi)$ , так і для території площею  $S$ :

$$E_{факт} = E_{я}(\Delta t) \left( a + b \frac{T_{факт}}{T_{сс}} \right) \quad (2.1)$$

де  $E_{факт}$  відповідає середньому багаторічному значенню приходу СЕ на горизонтальний майданчик за  $\Delta t$ , що дорівнює 1 добі або 1 місяцю.

$E_{я}(\Delta t)$  – прихід СЕ за  $\Delta t$ , що дорівнює 1 добі або 1 місяцю на горизонтальний майданчик на поверхні землі при абсолютно прозорому та ясному небі і розраховується за формулою:

$$E_{я}(\Delta t) = R_{np}(\Delta t) \cos \theta(\Delta t) \cdot \Delta t \quad (2.2)$$

де  $R_{np}(\Delta t)$  середньоінтервальна потужність прямого сонячного випромінювання яка нормально орієнтований до приймального майданчика, та може бути визначена за формулою:

$$R_{np} = R_{np}(AM) \left( \frac{R_{np}(AM)}{R_0} \right)^{(AMm-1)} = 1000 \left( \frac{1000}{1360} \right)^{AMm-1} \quad (2.3)$$

де  $R_{np}(AM)$  – стандартна середньоінтервальна потужність СВ у південних широтах Землі на рівні моря при абсолютно прозорій атмосфері для горизонтальної площадки на поверхні Землі (становить  $1000 \text{ Вт/м}^2$ );

$R_0 = 1360 \text{ Вт/м}^2$  – сонячна постійна або прихід СВ на нормальну до СВ площадку площею  $1 \text{ м}^2$  у космосі на межі атмосфери Землі;

$AMm$  – атмосферна маса або оптична маса атмосфери, що розраховується за формулою:

$$m(\Delta t) = \frac{2}{\sqrt{\cos^2 \theta(\Delta t) + \frac{2L_a}{r_3} + \cos \theta(\Delta t)}} \cong \frac{2}{\sqrt{\cos^2 \theta(\Delta t) + 0.06 + \cos \theta(\Delta t)}} \quad (2.4)$$

де  $m(\Delta t)$  - середньоінтервальна атмосферна маса атмосфери за інтервал  $\Delta t$ ;

$\theta(\Delta t)$  – середньоінтервальний кут падіння Сонця за інтервал  $\Delta t$ ;

$L_a$  – товщина шару атмосфери в точці  $A(\varphi, \psi)$ ;

$r_3$  – розрахунковий радіус Землі у точці  $A(\varphi, \psi)$ .

При цьому значення  $\cos \theta(\Delta t)$  розраховується наступним чином:

$$\cos \theta = \sin \delta(\Delta t) \sin \varphi + \cos \delta(\Delta t) \cos \varphi \frac{\sin \omega}{\omega} \quad (2.5)$$

де  $\cos \delta(\Delta t)$  - середньоінтервальний кут схилення Сонця за інтервал  $\Delta t$ ;

$\delta(\Delta t)$  – схил Сонця за інтервал  $\Delta t$ , який зазвичай визначається за формулою Купера:

$$\delta(\Delta t) = \delta_i \sin \left( \frac{360}{365} (284 + n) \right) \quad (2.6)$$

де  $\delta_i = 23^\circ 27' = 23,45^\circ$ ;

$n$  – порядковий номер дня року, що відраховується з 1 січня. Тим самим приймається, що значення  $\delta(\Delta t) = \delta(n)$ , тобто. схилення Сонця вважається постійним для кожного  $n$ -го дня року, а 284 - константа, що дорівнює кількості днів року, починаючи з 21.03 і до 31.12;

$\omega$  – годинний кут заходу Сонця на горизонтальному майданчику, що визначається із співвідношення:

$$\cos \omega(\Delta t) = \cos \left( \frac{\pi t}{12} \right) = -tg \varphi \cdot tg \delta(\Delta t), \quad (2.7)$$

де  $t$  – моменти сходу-заходу Сонця, що визначаються умовою:  $\theta \pm 90^\circ$  а отже,

$$\omega = \arccos(-tg \varphi \cdot tg \delta(\Delta t)), \quad (2.8)$$

Константа  $a$  характеризує собою пропущену хмарами частку СР на землі, константа  $b$  - затриману хмарами частку сонячної радіації на землі на горизонтальному майданчику.

До недоліків формули Ангстрема можна віднести наступне:[15]

1. Невизначеність розрахунку  $E_{\text{я}}(\Delta t)$  через складність обліку змін атмосфери в понятті «ясного дня».

2. Невизначеність розрахунку  $T_{cc}$  для аналізованої трапеції, оскільки тут багато залежить від способів вимірювання фактичної тривалості сонячного сйва (візуально або за приладами), характеристики місцевості та інших умов.

У зв'язку зі сказаним вище одночасно з формулою Ангстрема у світовій практиці прийнято використовувати її модернізований варіант – формулу Пейджа:

$$E_{\text{факт}}(\Delta t) = E_0(\Delta t) \left( a' + b' \frac{T_{cc}^{\text{факт}}}{T_{cc}} \right) \quad (2.9)$$

На відміну від формули Ангстрема повинні бути введені нові (модернізовані) значення констант  $a$  і  $b$  для кожної розрахункової по території регіону трапеції. Крім того, замість  $E_{\text{я}}$  тут використовується значення приходу СР на горизонтальну ПП у космосі на межі атмосфери Землі.

Використання даної методики дозволяє розрахувати величину сонячної радіації для будь якої території Землі з використанням даних NASA.

## 2.2 Розрахунок режиму роботи сонячної електростанції

Як описувалося вище сонячна електростанція - отримує енергію від сонця і відповідно перед вибором кількості та виду сонячних батарей необхідно розрахувати режим роботи фотоелектричних модулів: круглорічний або сезонний. Для цього нам знадобляться значення сонячної інсоляції (радіації) [4]. У таблиці 17 вказані питомі місячні та сумарні річні значення сонячної радіації  $E_{\text{факт}}$  для Миколаївської області.

Як видно з таблиці 2.1 оптимальне використання СЕС припадає на період з Березня до Вересня, мінімальні значення виробленої енергії СЕС будуть з Жовтня до Лютого.

Таблиця 2.1 - Значення питомої сонячної радіації

|        |       |          |         |         |         |        |         |          |         |          |         |
|--------|-------|----------|---------|---------|---------|--------|---------|----------|---------|----------|---------|
| Січень | Лютий | Березень | Квітень | Травень | Червень | Липень | Серпень | Вересень | Жовтень | Листопад | Грудень |
| 1,25   | 2,1   | 3,07     | 4,38    | 5,65    | 5,85    | 6,03   | 5,34    | 3,93     | 2,52    | 1,36     | 1,04    |

Далі розрахуємо місячні та сумарні річні значення сонячної радіації за формулою:

$$E_{\text{міс}} = E_{\text{факт}} \cdot n \quad (2.10)$$

де  $n$  - кількість днів у місяці.

Розрахунок сонячної радіації у січні ( $n = 31$  день).

$$E_{\text{міс}} = 1.25 \cdot 31 = 38.75 \text{ кВт год/м}^2.$$

Аналогічні розрахунки проводимо для кожного місяця. Результати заносим в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Значення місячної та річної сонячної радіації

| Місяць   | $E_{\text{факт}}$ , кВт год/м <sup>2</sup> /день | $n$ | $E_{\text{міс}}$ , кВт год/м <sup>2</sup> |
|----------|--|-----|---|
| Січень   | 1,25   | 31  | 38,75                                     |
| Лютий    | 2,1  | 28  | 58,80                                     |
| Березень | 3,07   | 31  | 95,17                                     |
| Квітень  | 4,38   | 30  | 131,40                                    |
| Травень  | 5,65   | 31  | 175,15                                    |
| Червень  | 5,85   | 30  | 175,50                                    |

Продовження таблиці 2.2

|          |      |     |         |
|----------|------|-----|---------|
| Липень   | 6,03 | 31  | 186,93  |
| Серпень  | 5,34 | 31  | 165,54  |
| Вересень | 3,93 | 30  | 117,90  |
| Жовтень  | 2,52 | 31  | 78,12   |
| Листопад | 1,36 | 30  | 40,80   |
| Грудень  | 1,04 | 31  | 32,24   |
| Разом    |      | 365 | 1296,30 |

Критерій визначення раціонального режиму роботи електростанції знаходимо за формулою:

$$k = E_{\text{рік}} / E'_{\text{міс}} \quad (2.11)$$

де  $E_{\text{рік}}$  - річна кількість сонячної радіації на горизонтальну поверхню, кВт·год/м<sup>2</sup>;

$E'_{\text{міс}}$  - мінімальна середньомісячна сума сумарної радіації на горизонтальну поверхню, кВт·год/м<sup>2</sup>.

Коефіцієнт  $k$  характеризує відношенні сонячної радіації для найменшого сонячного місяці до радіації за весь рік, якщо це відношення буде більше 50, то режим роботи для ФЕМ необхідно вибрати сезонний, якщо менше 50 - круглорічний [4].

$$k = 1296.30 / 32.24 = 40.21.$$

Оскільки  $k < 50$ , то робота фотоелектричної електростанції може відбуватися впродовж року.



## 2.3 Вибір розташування фотоелектричних модулів сонячної електростанції

Розрахуємо кут нахилу фотоелектричних панелей. Розрахунок кута зробимо для чотирьох точок положення сонця - тобто в дні рівнодення (22 березня і 22 вересня), 22 червня і 22 грудня, відповідно для літнього та зимового сонцестояння в північній півкулі.

$$\delta_{\text{берез}} = 23,45^{\circ} \sin \frac{360}{365} (81 - 81) = 0^{\circ};$$

$$\alpha_{\text{берез}} = 90 - \varphi + \delta = 90^{\circ} - 53^{\circ} + 0^{\circ} = 37^{\circ};$$

$$\beta_{\text{берез}} = 90 - \alpha = 90^{\circ} - 37^{\circ} = 53^{\circ};$$

$$\delta_{\text{черв}} = 23,45^{\circ} \sin \frac{360}{365} (173 - 81) = 23^{\circ};$$

$$\alpha_{\text{черв}} = 90 - \varphi + \delta = 90^{\circ} - 53^{\circ} + 23^{\circ} = 60^{\circ};$$

$$\beta_{\text{черв}} = 90 - \alpha = 90^{\circ} - 60^{\circ} = 30^{\circ};$$

$$\delta_{\text{верес}} = 23,45^{\circ} \sin \frac{360}{365} (265 - 81) = 0^{\circ};$$

$$\alpha_{\text{верес}} = 90 - \varphi + \delta = 90^{\circ} - 53^{\circ} + 0^{\circ} = 37^{\circ};$$

$$\beta_{\text{верес}} = 90 - \alpha = 90^{\circ} - 37^{\circ} = 53^{\circ};$$

$$\delta_{\text{груд}} = 23,45^{\circ} \sin \frac{360}{365} (265 - 356) = 0^{\circ};$$

$$\alpha_{\text{груд}} = 90 - \varphi + \delta = 90^{\circ} - 53^{\circ} + 0^{\circ} = 37^{\circ};$$

$$\beta_{\text{груд}} = 90 - \alpha = 90^{\circ} - 37^{\circ} = 53^{\circ};$$

## 2.4 Вплив затінення на групу сонячних панелей.

Об'єднанням кількох модулів в один стрінг (ланцюг) ми також ризикуємо істотним зниженням потужності навіть при частковому затіненні однієї сонячної батареї. При послідовному з'єднанні панелей в стрінг, максимальний струм дорівнюватиме струму найслабшої затіненої панелі.

Розглянемо приклад: стрінг із 10-ма панелями потужністю 280 Вт. При оптимальній сонячній інтенсивності стрінг сонячних панелей генерує приблизно 2798 Вт на годину електроенергії (10 [модулів] \* 8,8 [А] \* 31,8 [В] = 2798 Вт).

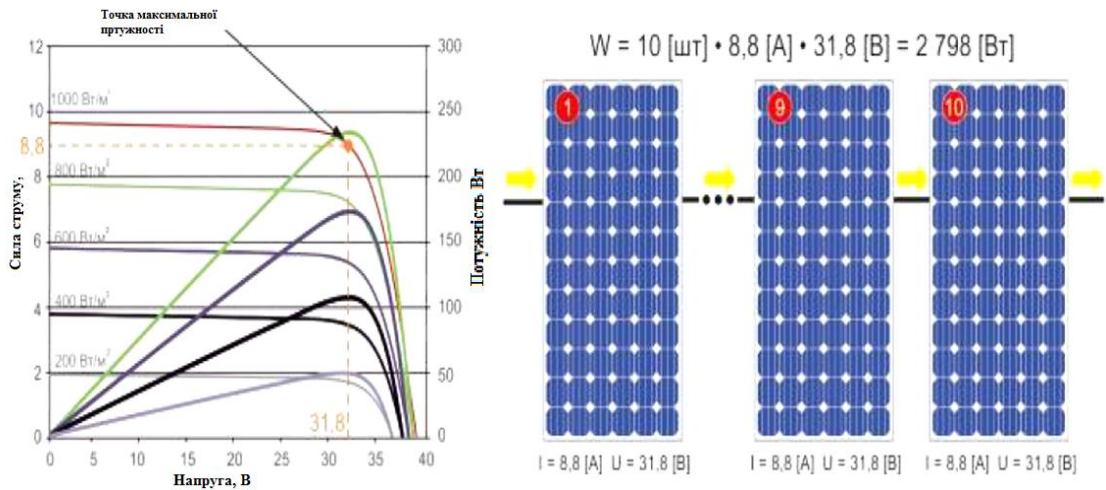


Рис. 2.1 – Генерація електроенергії стрінгом сонячних панелей без затінення

У випадку затінення навіть одного модуля продуктивність різко знизиться. При тій же нарузі, затінена сонячна панель видасть струм не більше 1 А. Сумарна потужність у такому разі складе всього 318 Вт.

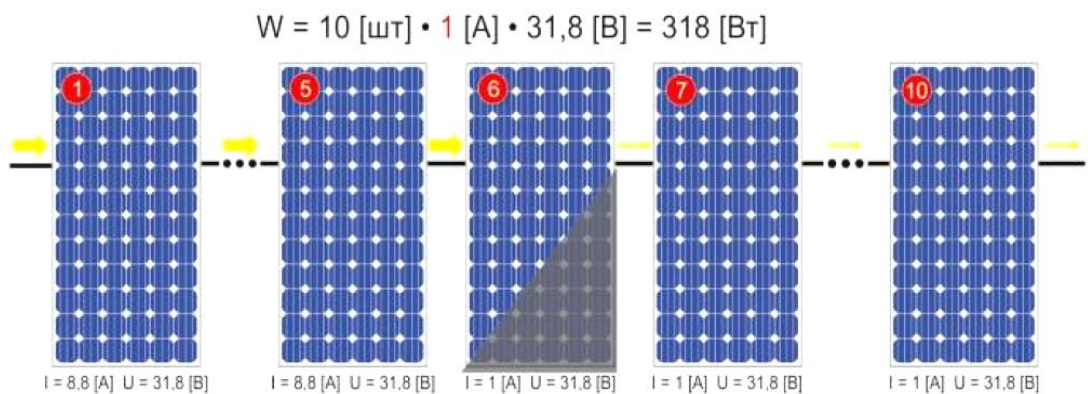


Рис.2.2 – Падіння генерації електроенергії при затіненні однієї панелі у стрінгу

Щоб уникнути сильного падіння ефективності, в сонячній панелі вбудовують діоди, для шунтування, ще їх називають байпасними діодами. Їхнє завдання, відсікти модуль з низькими показниками, щоб уникнути сильного падіння потужності в стрінгу.[15]

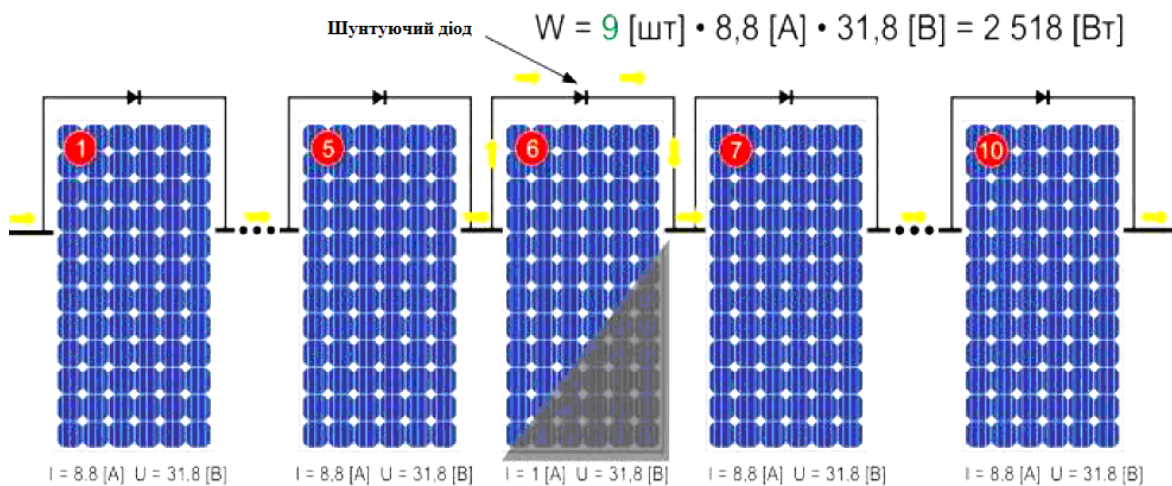


Рис. 2.3 – Застосування шунтуючих діодів для підвищення продуктивності при затіненні окремих сонячних панелей

У сучасних сонячних панелях такі діоди вже вбудовуються на виробництві. Щоб зробити систему ще ефективнішою, панель оснащують відразу декількома діодами, тоді можливо відсікти лише деякі затінені ділянки одного модуля.

Попередньо розглядалася тінь, яка потрапляє на сонячну панель від близько розташованих об'єктів, або від предметів, що безпосередньо лежать на сонячній панелі, наприклад димоходи, опале листя, і т.д. Ці предмети відкидають «сильну» тінь із явними контурами. Але існує так само поняття «слабкої» тіні відкинutoї від інших будівель розташованих на деякій відстані або дерев, що ростуть неподалік.

Під впливом сильної тіні відбувається зниження напруги на затіненій панелі. При слабкій затінку знижується сила струму, так само як при похмурій погоді.

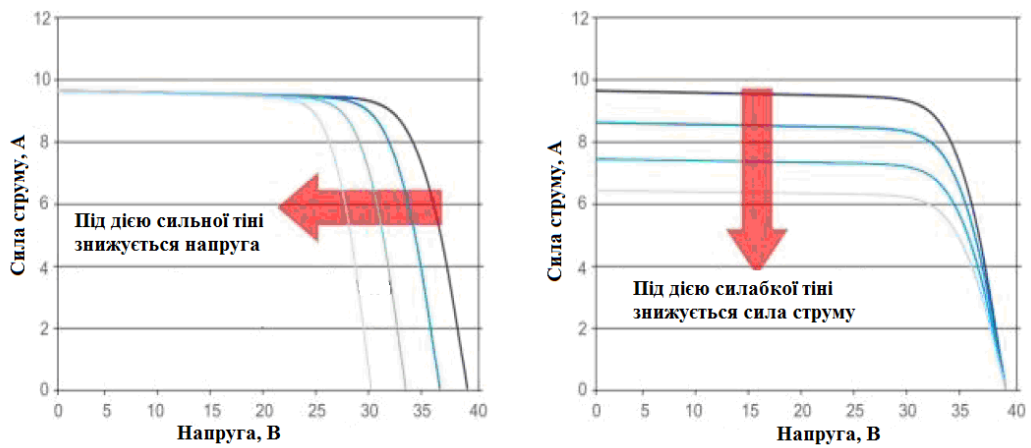


Рис. 2.4 – Вплив сильної та слабкої тіні на вольт-амперну характеристику сонячної панелі

На практиці, при об'єднанні сонячних панелей у стрінг та підключенні до інвертора, сильна тінь знижує продуктивність панелі більш ніж слабка тінь.

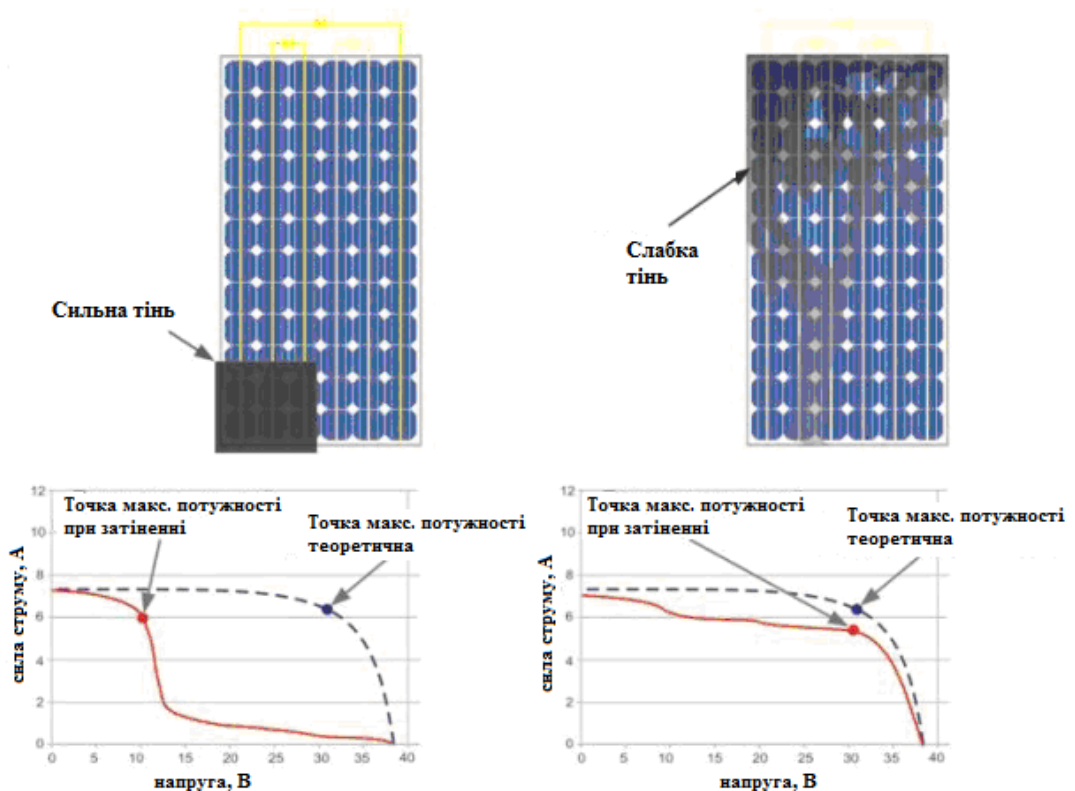


Рис.2.5 – Зниження продуктивності сонячної панелі при різних рівнях затінення з використанням шунтуючих діодів

При максимальній сонячній інтенсивності, сонячна панель, що розглядається як приклад, здатна генерувати 190 Вт. У першому випадку спостерігається значне зменшення напруги на модулі. Однак завдяки двом шунтуючим діодам, генерація на сонячній панелі все ж є і потужність становить приблизно 60 Вт, при практично незмінній силі струму 6 А. У другому випадку, затінення не викликало відкриття діодів, проте спостерігається невелике зниження сили струму, при тій ж напрузі, потужність становить приблизно 160 Вт. Очевидно, що сильна тінь впливає на генерацію електроенергії.[20]

Слабка тінь, що падає тільки на деякі модулі в стрінгу, викличе ефект «невідповідності сили струму». У цьому випадку, стрінг приймає найслабшу силу струму. Сильна тінь викликає зниження напруги у затінених осередках. Однак завдяки інвертору і шунтуючим діодам сила струму залишається незмінною.

Незважаючи на те, що слабка затіненість значно менше впливає на потужність однієї сонячної панелі, вона може сильніше вплинути на продуктивність всього стрінгу. Розглянемо приклад впливу продуктивності електроенергії у одному стрінгу при затіненні однієї сонячної батареї.

Потужність стрінга в якому жорстка тінь закрила частину одного модуля, що дорівнює 1734 Вт. А у випадку, коли легка тінь падає на один із модулів, потужність дорівнює 1643 Вт. Таким чином, зниження сили струму в сонячній батареї, під впливом слабкої тіні, може вплинути значно більше ніж зниження напруги через сильно затіненої однієї панелі.

Коли тінь падає на два паралельно з'єднані стрінги нерівномірно, відбувається ефект «невідповідності напруги». Це відбувається, коли два стрінги, з'єднані паралельно, виробляють різну напругу, при незалежному вимірюванні кожної окремої ланки. Це може викликати постійні поправки в роботу системи для досягнення оптимальної продуктивності.

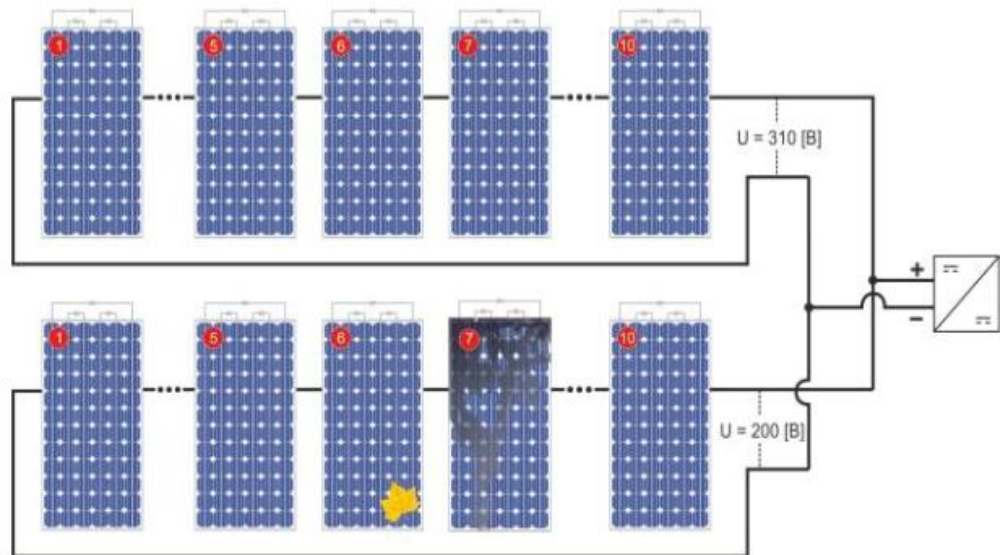


Рис. 2.6 – Невідповідності напруги у паралельно підключених стрінгах (ланцюгах)

Зробити роботу кожної незалежної панелі, тим самим, частково вирішити проблему з падінням продуктивності електростанції дозволяє модульна силова електроніка, або MLPE (Module Level Power Electronics). Це загальна назва для різних пристроїв, що встановлюються на сонячні панелі для оптимізації потужності.

Використання оптимізаторів дозволяє зробити так, щоб технічно відмінна, затінена або забруднена панель не впливала на роботу всієї гілки. За допомогою пристроїв можна дистанційно відстежувати параметри функціонування фотомодулів. Моніторинг дає можливість своєчасно реагувати на поломку, забруднення, часткове затінення одного із пристроїв.

Наявність оптимізаторів дозволяє у разі пожежі вимкнути не інвертор, а сонячну панель. Технології MLPE розширюють можливості розробки конфігурації фотоелектричних систем. Так, використання оптимізаторів буде єдиним правильним рішенням, якщо є необхідність розмістити фотомодулі одного ланцюжка на двох сусідніх схилах даху.[15]

Вирішити проблему частково нефункціональних сонячних батарей дозволяють мікроінвертори. У стандартній фотоелектричній системі

ланцюжок із десятка фотомодулів підключається до одного інвертора. Якщо потрібно оптимізувати потужність електростанції, замість центрального перетворювача струму використовують десять мікроінверторів, встановлених позаду кожної сонячної батареї. За допомогою мініатюрних пристроїв можна відстежувати роботу та контролювати вироблення фотомодулів окремо.

## 2.5 Дослідження впливу взаємного затінення на втрати потужності фотогальванічної ферми.

Введемо як характеристику ступеня взаємного міжрядного затінення (рис. 2.1) величину, що дорівнює відношенню площі затіненої частини ряду до повної площі ряду:

$$s = \frac{S_{shad}}{S_0} = \frac{l \cos \beta}{L} \quad (2.12)$$

де  $l$  - Висота рамки, що обрамляє сонячну панель;

$\beta$  – кут нахилу панелі;

$L$  – період регулярного розташування панелей.

Вплив взаємного затінення на потужність фотомодуля (ФМ) характеризуватиметься коефіцієнтом втрат:

$$K_{loss}(s, I_s, I_{t0}) = \frac{P(s=0, I_{t0}) - P(s, I_s, I_{t0})}{P(s=0, I_{t0})}, \quad (2.13)$$

де  $P(s, I_s, I_{t0})$  - електрична потужність у навантаженні при ступені нижнього затінення  $s$ ;

$I_s$  і  $I_{t0}$  – інтенсивності радіації в тіні та на освітленій похилій поверхні;

$P(s=0, I_{t0})$  – потужність у навантаженні без тіні.

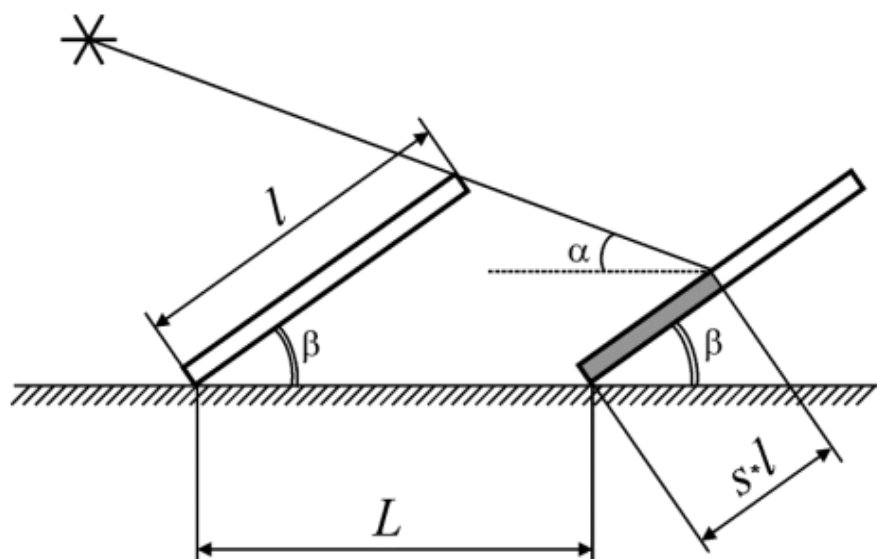


Рис. 2.7 – Геометрія взаємного затінення рядами сонячних панелей

Введемо також фактор потужності затіненої панелі

$$f(s, I_s, I_T) = 1 - K_{loss} = \frac{P(s, I_s, I_T)}{P(s=0, I_T)}. \quad (2.14)$$

На початку та наприкінці світлового дня вплив ступеня затінення на вихідну потужність системи ФМ є нелінійним: на графіку залежності  $f(s)$  потужність генерації зменшується непропорційно до збільшення  $s$ . Пов'язано це з тим, що при повному затіненні кількох осередків модуля струм протікає через обвідний діод, і з процесу генерації виключається не тільки кілька затінутих осередків, але і всі осередки, що шунтуються діодом. Відповідно, потужність модуля зменшується на десятки відсотків. При подальшому зростанні  $s$  зменшення струму генерації уповільнюється. На рис. 2.8 наведено приклад отриманої експериментальної залежності  $f(s)$  для ФМ SunRise SR-M536100 з монокристалічного кремнію при відношенні  $I_s/I_T = 0.16$ , який був орієнтований на південь із кутом нахилу  $\beta = 35$ .



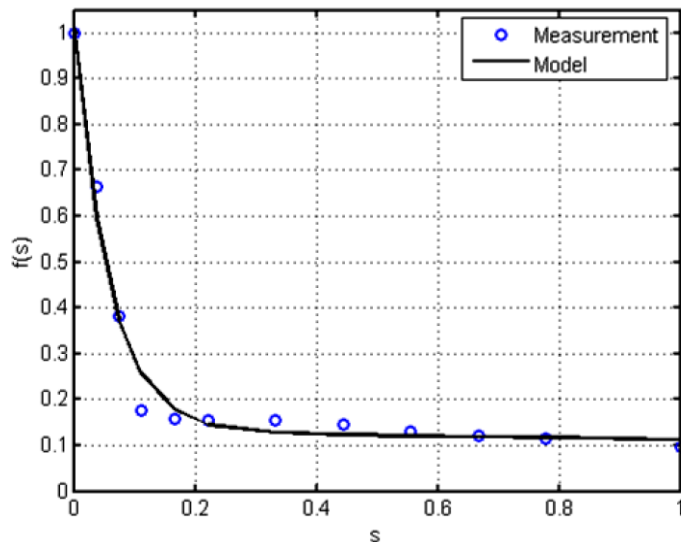


Рис. 2.8 – Фактор потужності затіненої панелі залежно від ступеня нижнього затінення при «портретній» орієнтації модуля: точки – експериментальні дані; суцільна крива – апроксимація модельною функцією (2.14) з вектором  $a = [0,8920 - 17,4656 - 0,0190 0,1316]$ .

Отримані експериментальні дані, показані точками, узгоджуються з аналогічною залежністю у роботах [18, 19]. У цій роботі в якості апроксимуючої функції (2.14) використовувалася сума експоненти, що описує початкову ділянку кривої, і лінійної функції:

$$f(s) = a_1 \exp(-a_2 s) + a_3 s + a_4. \quad (2.15)$$

Фактор потужності  $f(s)$  можна також розрахувати на основі моніторингових даних роботи ФЕС протягом дня, якщо є значення погодинного вироблення першим (незатіненим) рядом і другим (затіненим) рядом панелей. Для того щоб пов'язати втрати потужності, що визначаються за експериментальними даними, зі ступенем затінювання, необхідно піти наступним чином – обчислити ступінь нижнього затінення ряду (рис. 2.1) для кожної години через зенітний кут  $\phi$  (або кут підйому сонця  $\alpha = 90 - \phi$ ), які легко визначаються за номером дня та географічними координатами ФЕС.

Формула для  $s$ , записана через кут нахилу  $\beta$  і щільність розташування панелей  $d = l/L$  має вигляд:

$$s = 1 - \sigma, \sigma = \frac{\sin \alpha}{d \sin(\alpha - \beta)}. \quad (2.16)$$

З геометрії рис. 2.1 слідує, що умовою наявності тіні є нерівність  $\sigma < 1$ , якщо  $\sigma \geq 1$ , то тінь від сусіднього ряду відсутня.

У роботах [16, 18] було визначено втрати потужності від затінення на кількох ФЕС, розташованих у Німеччині, умовно званих «Bavaria 2» і «Saarland» і мають різне розміщення ФМ у сонячних панелях. На обох станціях використовувалися фотомодулі з монокристалічного кремнію, вимірювання проводилися певного дня у листопаді.

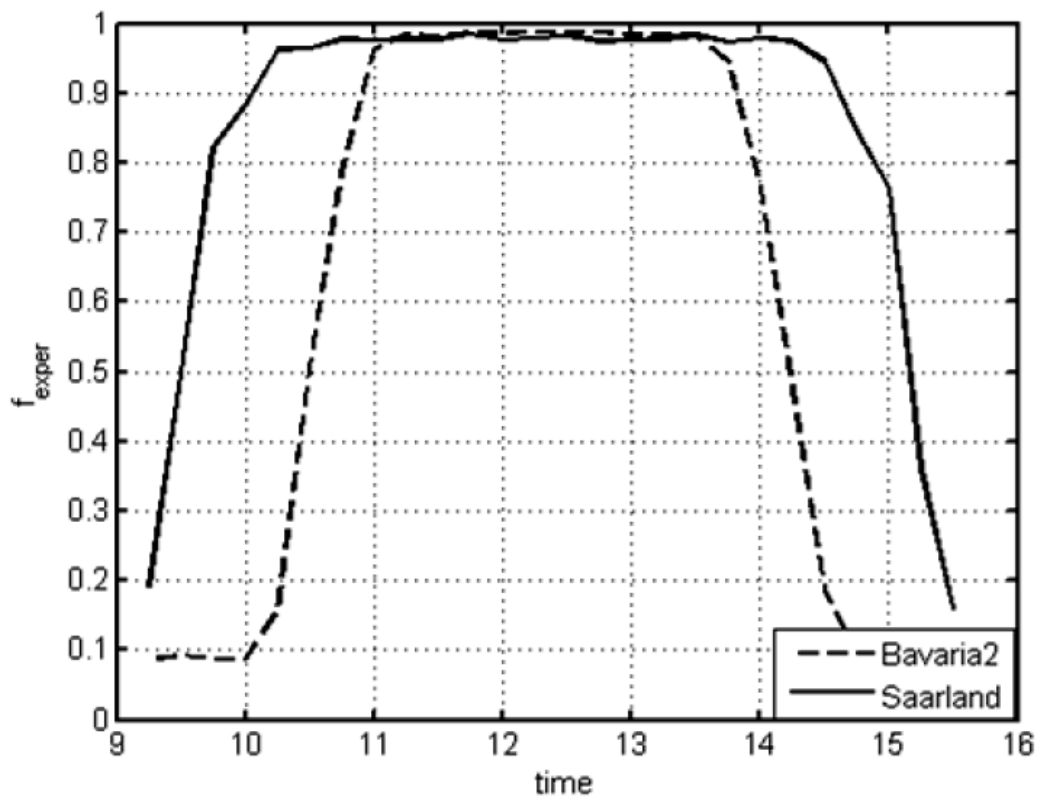


Рис. 2.9 – Зміна фактора потужності затіненого ряду сонячних панелей протягом світлового дня у листопаді, отримана на основі моніторингових даних [18] для ФЕС "Bavaria 2" (портретна орієнтація ФМ) та "Saarland" (альбомна орієнтація ФМ)

На станції «Bavaria 2» ФМ встановлені у портретній орієнтації та розміщені на сонячних панелях на один поверх (один горизонтальний) ряд), а на станції Saarland ФМ мають альбомну орієнтацію та «двоповерхове» розміщення на панелях. Обробка експериментальних даних цих робіт дозволила одержати графіки погодинної зміни фактора потужності  $f_{exp}(t)$  протягом світлового дня (рис. 2.9).

Розраховуючи ступінь затінення для кожної години за формулою (5) та використовуючи дані для  $f_{exp}(t)$  (рис. 2.3), отримуємо залежності фактора потужності від ступеня затінення  $f(s)$ . Надалі думатимемо, що отримана функція  $f(s)$  може застосовуватися для будь-якого дня робочого періоду ФЕС. На рис. 2.10 показано залежності  $f(s)$  для рядів ФМ на станціях «Bavaria 2» та «Saarland», а також для порівняння зображений графік для ФМ SunRise SR-M536100, отриманий на основі вимірювань.

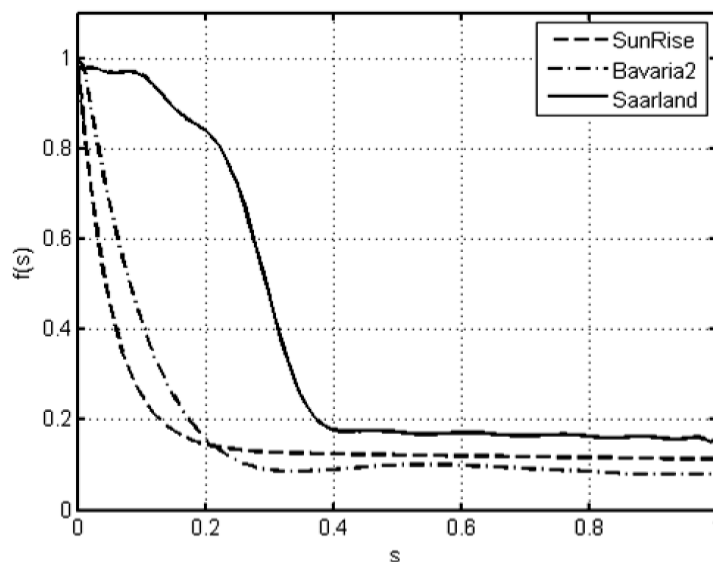


Рис. 2.10 – Залежності фактора потужності рядів ФМ від ступеня затінення. Портретна орієнтація ФМ: SunRise – штрихова лінія, Bavaria 2 – штрих-пунктир; альбомна орієнтація ФМ: Saarland - суцільна крива.

Як видно на графіках, ефект затінення при малих  $s$  сильніше дається взнаки у випадку портретної орієнтації панелей, ніж альбомної, що можна пояснити типовими схемами з'єднання осередків у ФМ.

## 2.6 Розрахунок виробітку електроенергії з урахуванням взаємного затінення фотоелектричних модулів

Вироблення електроенергії ФЕС розраховується з урахуванням взаємного затінення, яке описується фактором потужності  $f(s)$  із попереднього розділу. Припустимо, що на затінених осередках ФМ відсутня пряма радіація, і генерація може відбуватися лише за рахунок дифузного та відбитого компонентів. Представимо повну інтенсивність радіації на похилій поверхні, як звичайно [27, 3], сумою трьох компонентів: прямого  $I_{BT}$ , дифузного  $I_{DT}$  і відбитого  $I_{RT}$ . Отже, прихід радіації на похилу поверхню протягом періоду часу  $\tau$

$$E_T(j) = \int_{\tau} I_{BT}(t) + I_{DT}(t) + I_{RT}(t) dt, \text{кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 \quad (2.17)$$

Для подальшого розрахунку необхідно оцінити внесок кожного з цих компонентів. При моделюванні вироблення модулями SunRise SR-M536100 будемо вважати, що ФЕС встановлена в Одеській області, і будемо ґрунтуватися на радіаційних даних для горизонтальної поверхні [28], отриманих за тривалий період. Прямий та відбитий компоненти радіації на похилу поверхню обчислимо за допомогою простих геометричних співвідношень:

$$I_{BT} = I_B R_B, I_{RT} = \rho(I_B + I_D) R_R \quad (2.18)$$

де  $I_B, I_D$  - пряма і дифузна радіація на горизонтальну поверхню;

$\rho$  - коефіцієнт відображення (альbedo);

та  $R_R(\beta) = 1 - \cos \beta / 2$  - коефіцієнти транспозиції.

Для визначення дифузної радіації використовуємо анізотропну модель Хейя – Девіса

$$I_{DT} = I_D R_D, \quad (2.19)$$

$$R_D \equiv R_D(\beta) = AR_B(\beta) + \frac{1}{2}(1-A)(1 + \cos \beta)$$

де  $A$  – коефіцієнт анізотропії, що дорівнює відношенню прямої радіації  $I_{BN}$  на нормальну до сонячних променів поверхню до позаземної радіації  $I_{0N}$ :

$$A = I_{BN} / I_{0N} \quad (2.20)$$

У подальшому середньодобовий прихід радіації обчислюється для заданого робочого (зазвичай календарного) періоду. І тому визначаються суми радіації за місяць через погодинні суми  $E_{B,mj}, E_{D,mj}, E_{R,mj}$ , де  $m$  – номер місяця у робочому періоді;  $j$  – номер годинного відліку у «середній» день місяця. Як  $E_{B,mj}, E_{D,mj}$  використовуються довідкові дані, які є усередненими значеннями погодинних сум прямої та дифузної радіації на горизонтальній поверхні для тимчасового інтервалу  $\tau_{mj}$ . Іншими словами,  $E_{B,mj}, E_{D,mj}$  отримані шляхом усереднення за тривалий інтервал часу (кілька років) експериментальних значень, що відносяться до інтервалу  $\tau_{mj}$ .

Середньодобове виробництво електроенергії для робочого періоду  $\tau$  в рамках аналізованої моделі радіації визначається як

$$W(\tau, d, \beta) = \frac{\eta_{ФЕС}}{N} \sum_{(m,j) \in \tau} [E_{B,mj} f(\alpha_{mj}, d, \beta) + A_{mj} E_{D,mj}] R_{B,mj}(\beta) + (1 + A_{mj}) I_{D,mj} R_{D,mj}(\beta) + I_{R,mj} R_{R,mj}(\beta) \quad (2.21)$$

де  $\eta_{ФЕС}$  – ефективність (загальний ККД) ФЕС, (вважається незалежною від зовнішніх умов рівня радіації і температури);

$N$  - число днів у періоді  $\tau$ ;

$R_{B,mj}, R_{D,mj}, R_{R,mj}$  - коефіцієнти транспозиції відповідних компонентів радіації для інтервалу  $mj$ ;

$A_{mj}$  - коефіцієнт анізотропії Хейя - Девіс;

– фактор потужності затінених панелей, що залежить від кута підйому сонця  $m_j$ , нахилу та щільності  $d = l / L$  рядів панелей.

Функція  $W(\tau, d, \beta)$  є цільовою функцією при оптимізації вироблення  $d$  і  $\beta$ . Аргументи функції  $f(\alpha_{mj}, d, \beta)$  у цій моделі нижнього затінення (див. рис. 1) може бути замінені одним аргументом – ступенем затінення  $s$ . Тому функція  $f(\alpha_{mj}, d, \beta)$  зводиться до фактору потужності затіненої панелі  $f(s)$ , причому у виконаних розрахунках передбачалося, що  $f(s)$  не залежить від часу доби та номера дня.

У роботі визначалося середньодобове вироблення електроенергії  $W(\tau, d, \beta)$  для трьох фотоелектричних систем (Одеса, Bavaria2, Saarland), що працюють весь календарний рік. Розроблена програма обчислювала  $W(\tau, d, \beta)$  у кВт·год/м<sup>2</sup> при різних значеннях параметрів  $d$  і  $\beta$ . Залежності середньодобового вироблення цих двох параметрів представлені як контурних графіків (проекцій постійного рівня  $W$  на площину  $d$ . Для адекватного порівняння різних фотоелектричних систем ККД ФЕС був однаковим і рівним 0,14.

На рис. 2.11 для регіону Одеси та портретної орієнтації ФМ наведено два типи графіків: середньодобове вироблення на одиницю площі панелі (рис. 2.11a) та вироблення на одиницю площі земельної ділянки (рис. 2.11b). За допомогою першого типу графіків можна знаходити оптимальні  $d$  і  $\beta$  за умови максимуму виробітку, що припадає на одиницю площі ФМ. Другий тип графіків слід використовувати, коли стоїть завдання оптимізації  $d$  і  $\beta$  за умови отримання максимального виробітку з одиниці площі земельної ділянки.

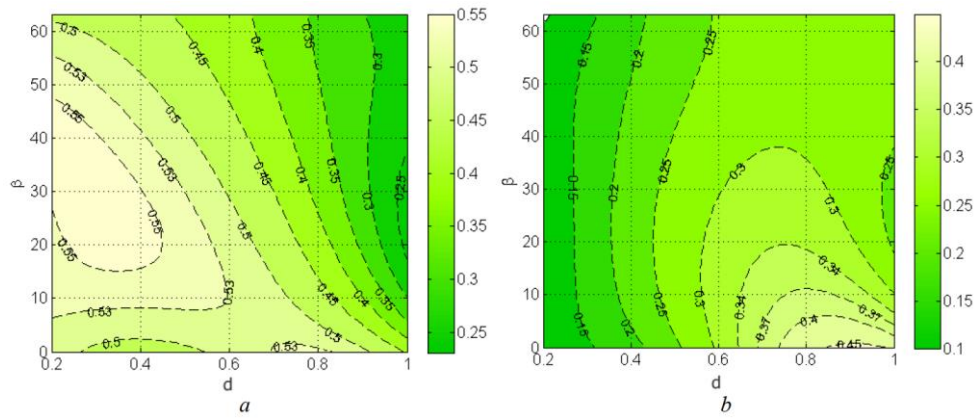


Рис. 2.11 – Карти  $W(d, \beta)$  середньодобової генерації ФЕС у районі Одеси при портретній орієнтації ФМ: а – вироблення енергії (кВт · год) на  $1 \text{ м}^2$  площі ФМ; б – вироблення енергії (кВт·год) на  $1 \text{ м}^2$  земельної ділянки

На графіці (рис. 2.11а) видно, що для розглянутого регіону максимального виробітку з одиниці площі ФМ можна досягти при щільності рядів, що не перевищує 0,45, та вугіллі нахилу приблизно  $20^\circ$ . Зазначимо, що такий нахил ФМ, розрахований з урахуванням часткового затінення, суттєво відрізняється від типових значень оптимальних кутів нахилу, що обчислюються для ізольованих модулів без урахування затінювання.

Якщо умовою оптимізації є отримання максимального виробітку з одиниці площі земельної ділянки, на якій розташована ФЕС, то при даній орієнтації панелей (портретної) оптимальним буде максимально повне заповнення ділянки з  $d = 0,9 \text{ } 0,95$  та кут нахилу менше  $1^\circ$ .

Аналогічні розрахунки генерації фотоелектричних систем, розташованих у Німеччині та мають різну орієнтацію ФМ, були виконані за допомогою функції потужності  $f(s)$  (див. рис. 2.10) та метеоданих NASA при визначенні інтенсивності радіації у межах анізотропної моделі. Отримані контурні графіки залежностей середньодобової виробітку від кута нахилу та щільності сонячних панелей показані на рис. 2.12 та 2.13.

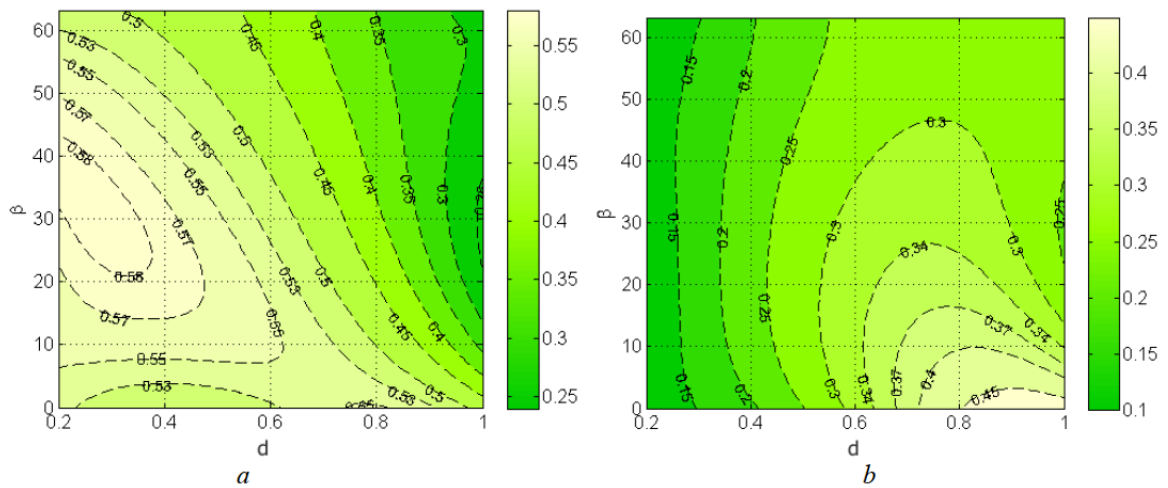


Рис. 2.12 – Карти середньодобової генерації ФЕС при портретній орієнтації ФМ: а - вироблення енергії (кВт · год) на 1 м<sup>2</sup> площі ФМ; б – вироблення енергії (кВт·год) на 1 м<sup>2</sup> земельної ділянки

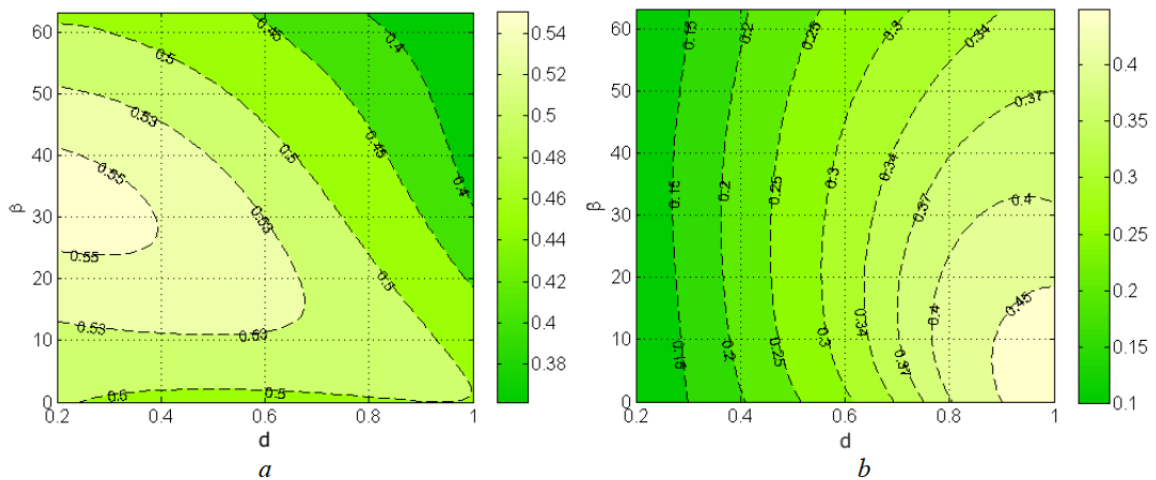


Рис. 2.13 – Карти середньодобової генерації ФЕС при альбомній орієнтації ФМ: а - вироблення енергії (кВт·год) на 1 м<sup>2</sup> площі ФМ; б – вироблення енергії (кВт·год) на 1 м<sup>2</sup> земельної ділянки

Порівняння графіків на рис. 2.12b і 2.13b показує, що крутизна схилу поверхні  $W(d, \beta)$  у напрямку  $d$  майже однакова для обох видів орієнтації ФМ, у той час як у напрямку значення  $W(d, \beta)$  у разі альбомного розміщення зменшується значно повільніше зі збільшенням кута нахилу. Таким чином, за заданої щільності рядів можна збільшити кут нахилу, вибираючи альбомну



орієнтацію. При цьому не буде програшу в обсязі вироблення енергії, однак це дозволить збільшити просвіт між рядами, що дорівнює  $L - l \cos \beta$ , і полегшить технічне обслуговування ФМ.

Залежності середньодобової виробітку від щільності рядів у розрахунку на 1 м<sup>2</sup> земельної ділянки показані на рис. 2.14 у вигляді двовимірних графіків для портретної та альбомної орієнтацій ФМ на ФЕС відповідно. На цих графіках відображені сімейства кривих, що різняться різними кутами нахилу рядів модулів. Найбільше вироблення за обох видів орієнтації досягається, коли щільність рядів становить >0,95 і кут нахилу незначний (менше 1°).

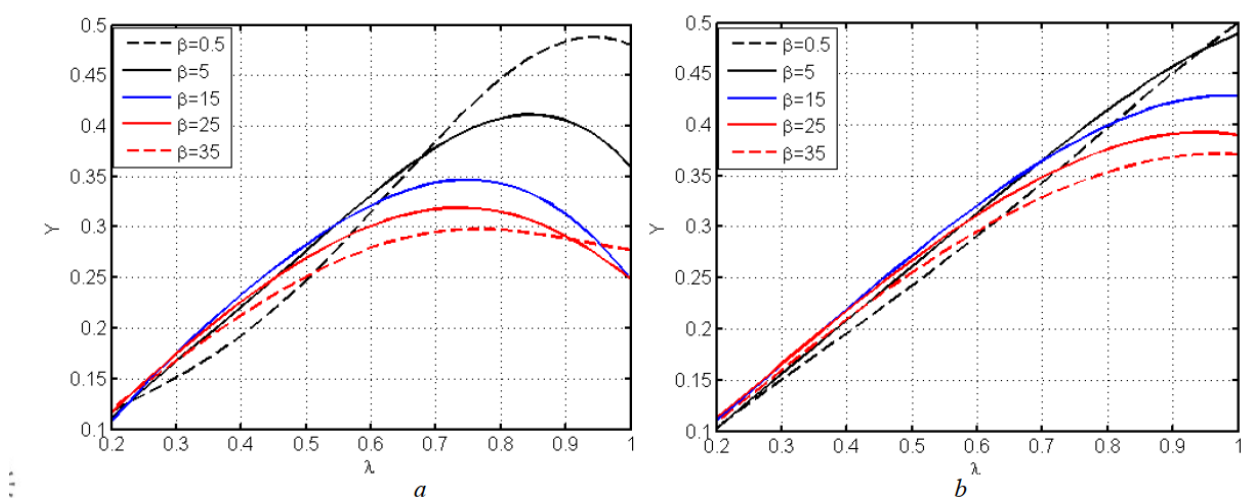


Рис. 2.14 – Залежності середньодобової виробітку від щільності рядів у розрахунку на 1 м<sup>2</sup> земельної ділянки: а - портретна орієнтація ФМ; б – альбомна орієнтація ФМ

На рис. 2.14а для портретної орієнтації ФМ видно, що вибір кута нахилу, як це заведено для ізольованих панелей, наприклад, рівним 35°, повинен бути забезпечений взаємною міжрядною відстанню, що відповідає щільності  $\sim 0,75$ . Однак при цьому середньодобовий виробіток знизиться майже в 2 рази порівняно із зазначеним вище варіантом з оптимальними  $\beta$  та  $d$ . У разі альбомної орієнтації ФМ (рис. 2.14б) вплив кута нахилу панелей на вироблення позначається меншою мірою. Тут переважна висока щільність

заповнення земельної ділянки (відстань між рядами має дорівнювати приблизно висоті рами панелей,  $d \approx 1$ ). Вибір кута нахилу  $35^\circ$  призведе до зниження вироблення приблизно на 25% порівняно з горизонтальним розташуванням панелей.

### **Висновка до розділу.**

1. Розраховано оптимальний кут нахилу сонячної панелі відносно поверхні землі, враховуючи географічне положення та пору року.

2. Запропоновано для розрахунку пливу часткового затінення на роботу фотоелектричного модуля, використовувати фактор потужності, що служить для визначення сумарної радіації, що падає на похилу поверхню панелей протягом кожного дня робочого періоду станції.

3. Досліджено вплив затінення на продуктивність сонячних електростанцій та розглянуто заходи щодо його зменшення. Показано, що слабка затіненість значно менше впливає на потужність однієї сонячної панелі ніж на продуктивність всього стрінгу.

## 3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА

### 3.1 Розрахунок кількості фотоелектричних модулів

Залежно від технології виконання фотоелектричного модуля, для фотоелектричної ферми, загальна кількість фотоелектричних панелей, необхідних в системі, буде відрізнятись, а також буде відрізнятись площа, необхідна для впровадження фотоелектричної установки.

Для реалізації проекту фотоелектричної ферми в якості фотоелектричних модулів було обрано панелі фірми Risen марки RMS144-6-380M. Габаритні розміри та електричні характеристики фотомодуля показано на рис. 3.1 та таблиці 3.1.

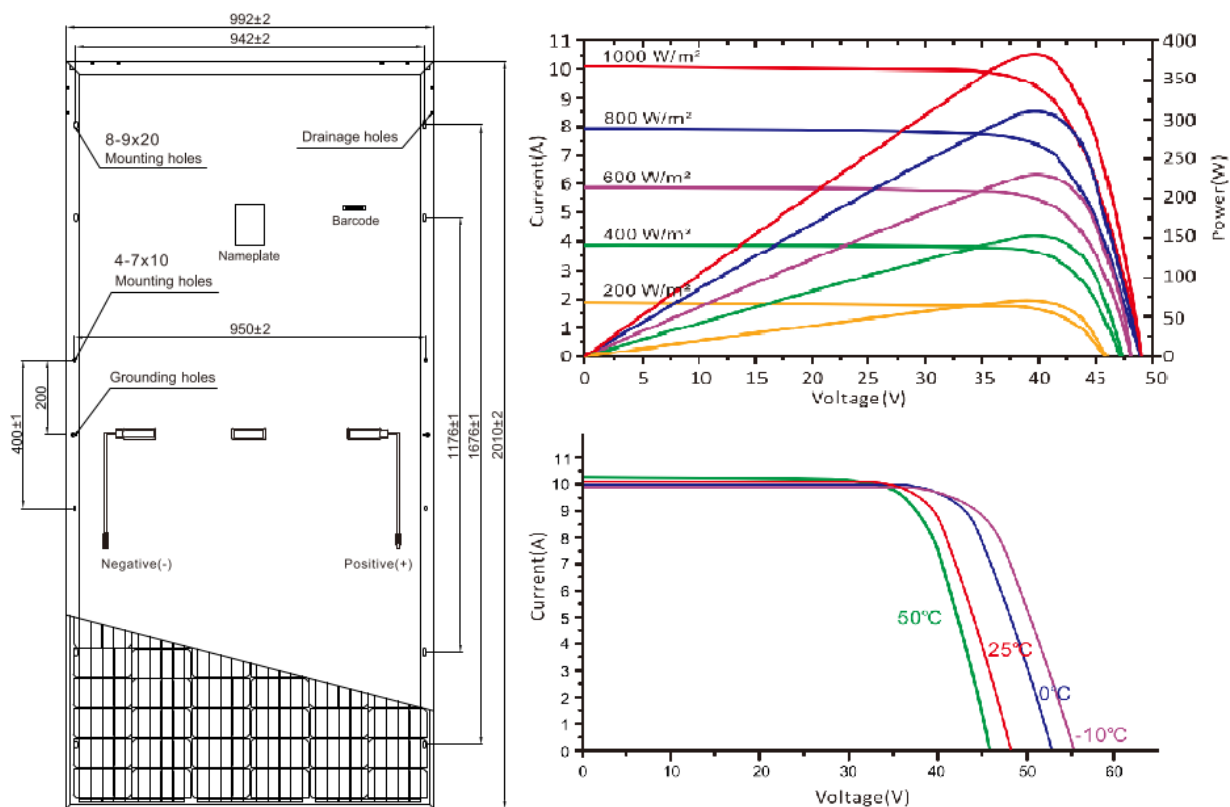
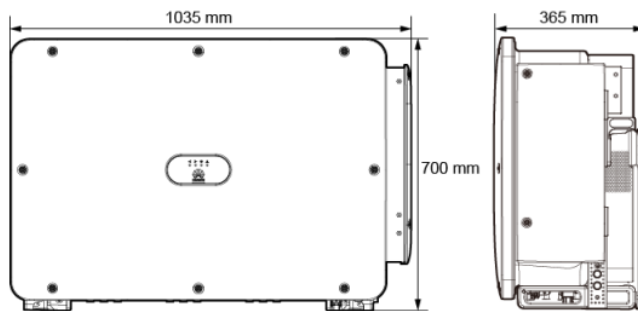


Рис. 3.1 – Габаритні розміри та електричні характеристики фотомодуля RMS144-6-380M

Таблиці 3.1 Технічні характеристики фотомодуля RMS144-6-380M

|  |       |
|--|-------|
| $P_{max}$ - максимальна потужність, Вт         | 380   |
| $V_{OC}$ - напруга холостого ходу, В           | 44,2  |
| $I_{SC}$ - струм короткого замикання, А        | 8,28  |
| $V_{mpp}$ - Напруга на максимумі потужності, В | 40,05 |
| $I_{mpp}$ - Струм на максимумі потужності, А   | 9,5   |

В якості перетворювача постійного струму на змінний було вибрано стрінг-інвертор SUN2000-185KTL-N1. Загальний вигляд та лінійна діаграма показано на рис.3.2. Технічні характеристики зведено в таблицю 3.2.



Лінійна діаграма

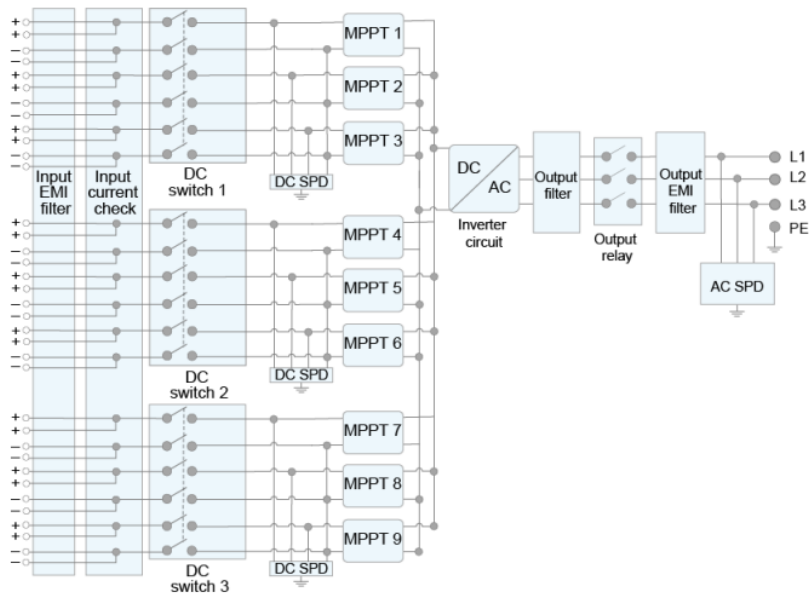


Рис. 3.2 – Загальний вигляд та лінійна діаграма стрінг-інвертора SUN2000-185KTL-N1

Таблиця 3.2 Технічні характеристики стрінг-інвертора SUN2000-185KTL-N1

|                                 |            |
|---------------------------------|------------|
| Макс. Ефективність, %           | 98,9       |
| Стартова напруга, В             | 550        |
| Робочий діапазон МРРТ, В        | 500 ~ 1500 |
| Макс. кількість вводів          | 18         |
| Кількість МРР трекерів          | 9          |
| Макс. повна потужність АС ВА    | 185000     |
| Макс. допустима напруга DC      | 1500       |
| Макс. сила струму на кожен МРРТ | 30         |

Інвертор отримує вхідні сигнали від 18 ФЕ-струн. Потім входи групуються в дев'ять схем МРРТ всередині інвертора для відстеження точки максимальної потужності фотоелектричних струн. Потужність постійного струму перетворюється в трифазну змінного струму через схему інвертора. Захист від перенапруг реалізується як на стороні постійного, так і на стороні змінного струму.

Для розрахунку необхідної кількості фотоелектричних панелей  $N$  використовується таке рівняння:

$$N_{PV} = \frac{P \cdot 10^6}{P_M} = \frac{7 \cdot 10^6}{380} = 18421$$

Де  $P$  [МВт] — проектна потужність електростанції, а  $P_M$  [Вт] — номінальна потужність фотоелектричного модуля.

Розрахунок кількості фотоелектричних модулів є лише орієнтовним розрахунком на основі проектної потужності електростанції, остаточна кількість фотоелектричних модулів у системі буде перераховано пізніше.

Для розрахунку площі, яку будуть займати фотоелектричні модулі скористаємося виразом:

$$S_{PV} = lS_M = 2.01 \cdot 0.99 = 1.99 \text{ м}^2$$

де  $l$  довжини модуля [м] а  $S_M$  - ширину [м].

Для розрахунку загальної площі, зайнятої масивом фотомодів, [км<sup>2</sup>], використовується формула:

$$S_{заг} = S_{PV} N_{PV} \cdot 10^{-6} = 1.99 \cdot 18421 \cdot 10^{-6} = 0.37 \text{ км}^2$$

Знову ж таки, цей розрахунок не враховує остаточне значення кількості фотоелектричних модулів, тому цей параметр також буде перераховано пізніше.

Уточнений розрахунок необхідної кількості фотоелектричних модулів залежить від того яка їх кількість буде з'єднана паралельно, а яка послідовно. Розрахунок кількості послідовно та паралельно з'єднаних фотоелектричних модулів залежить від технічних характеристик обраного інвертора. Алгоритм, який використовується для розрахунку максимальної кількості фотоелектричних модулів для даної серії інвертора показано на рис. 3.3:

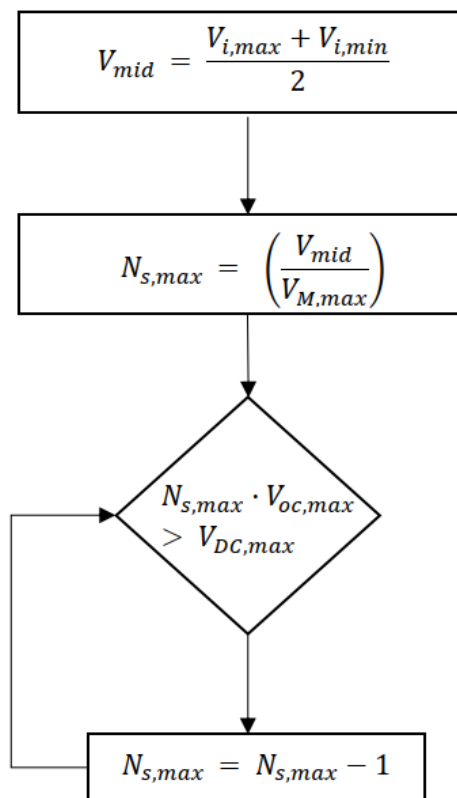


Рисунок 3.3. – Максимальна кількість фотоелектричних модулів у послідовному алгоритмі.

Тут відповідно до специфікації інвертора:  $V_{i,max}$  — максимальна вхідна напруга МРРТ,  $V_{i,min}$  — максимальна вхідна напруга МРРТ,  $V_{DC,max}$  — максимально допустима вхідна напруга. Згідно специфікації фотоелектричного модуля:  $V_{M,max}$  — максимальна напруга МРР,  $V_{OC,max}$  — максимальна напруга холостого ходу.

Оптимальна кількість послідовно з'єднаних модулів, буде меншою, ніж  $N_{S,max}$  але для спрощення подальших розрахунків кількість фотоелементів, які з'єднані послідовно, будемо вважати рівним  $N_{S,max}$ . Вибираючи максимальну кількість фотоелектричних модулів послідовному з'єднанні, необхідна кількість  $x$  інверторів зменшується, але з точки зору вловлювання фотоелектричної енергії ця процедура не завжди є найкращим варіантом, оскільки інвертор більш ефективний, коли працює ближче до своєї номінальної потужності.

Кількість фотоелектричних модулів, підключених паралельно, розраховується виходячи з величини струму модуля та струму інвертора:

$$N_{p,max} = \left( \frac{I_{DC,max}}{I_{M,max}} \right) = \frac{30}{9,5} = 3,15$$

Тут відповідно до специфікації інвертора:  $I_{DC,max}$  — максимальна сила струму, а  $I_{M,max}$  — максимальний струм в точці МРР фотоелектричного модуля. Як це було в попередньому пункті під час розрахунку кількості модулів при послідовному з'єднанні, оптимальна кількість модулів в паралельному блоці повинна бути менша менше за  $N_{p,max}$ . Знову ж таки, щоб полегшити розрахунки вибирається як кінцева кількість модулів  $N_{p,max} = 3$ .

### 3.2 Розрахунок кількості інверторів

Після розрахунку загальної кількості фотоелектричних модулів на установці, та кількості модулів з'єднаних послідовно та паралельно, можна отримати кількість необхідних інверторів у системі. Для цього розрахунку використаємо вираз:

$$N_i = \left\lceil \frac{N_{PV}}{N_s N_p} \right\rceil = \left\lceil \frac{18421}{3 \cdot 28} \right\rceil = 219$$

Будемо вважати, що  $N_s = N_{s,max}$ ,  $N_p = N_{p,max}$ . Остаточне значення отримується шляхом округлення результату до більшого найближчого цілого значення, отриманого в розрахунку. В результаті приймемо  $N_i = 219$ . Оскільки вибрана модель стрінг-інвертора має 9 МРР трекерів, що дозволяє зменшити кількість інверторів до 24.

Оскільки кінцева кількість необхідних інверторів є округленим числом, то загальну кількість попередньо розрахованих фотоелектричних модулів необхідно перерахувати. Також можна, замість перерахунку кількості фотоелектричних модулів, вважати, що один інвертор (або більше одного) не було підключено до максимальної кількості модулів послідовно та паралельно. Як наслідок збільшити кількість модулів в системі, щоб зробити всі фотоелектричні комплекти однакового розміру (кількість модулів на інвертор). Формула, яка використовується для розрахунку остаточної кількості фотоелектричних модулів на фотоелектричній установці, показана нижче:

$$N'_{PV} = N_s N_p N_i = 28 \cdot 3 \cdot 219 = 18396$$

Оскільки кількість фотоелектричних модулів змінюється відповідно до початкових умов проекту, загальна розрахована потужність фотоелектричної електростанції також змінюється:

$$P_{заг} = N'_{PV} P_M = 18396 \cdot 380 = 6.990 \text{ МВт}$$

*Фактична вихідна потужність кожного фотоелектричного модуля*



Після отримання максимальної потужності кожного модуля можна розрахувати фактичну вихідну потужність з урахуванням втрат. Формула, що описує фактичну вихідну потужність:

$$P_{PV} = \left(1 - \frac{df}{100}\right) \left(1 - \frac{S_p}{100}\right) P_M = \left(1 - \frac{6.9}{100}\right) \left(1 - \frac{3}{100}\right) \cdot 380 = 343$$

Де  $df$  — коефіцієнт зниження вихідної потужності фотоелектричного модуля через забруднення, на його поверхні. ( $df$  встановлено на рівні 6,9%).

$S_p$  – втрати через ефект затінення, для даної конструкції складають 3%. Втрати від затінення, що розглядаються на цьому етапі розрахунку, є лише припущенням, заснованим на результатах, отриманих з літератури, але для більш точного розрахунку втрат від затінення необхідно змоделювати 3D-модель ландшафту фотоелектричної електростанції або отримати шляхом польових вимірювань. Після обчислення максимальної потужності кожного модуля і фактичної вихідної потужності кожного модуля, можна легко отримати втрати потужності:

$$P_{em} = P_M - P_{PV} = 380 - 343 = 37$$

*Вихідна потужність кожного фотоелементу*

Кількість фотоелектричних модулів, що утворюють набір фотоелектричних пристроїв, утворюється як кількість модулів, розташованих послідовно, помножена на кількість модулів, розташованих паралельно (див. рисунок 3.4). Кількість фотоелектричних комплектів у фотоелектричній електростанції дорівнює кількості необхідних інверторів.

Розрахунок вихідної потужності кожного комплекту залежить від фактичної вихідної потужності кожного модуля, ефективності MPP інвертора, падіння напруги на кабелі постійного струму та втрат на невідповідність:

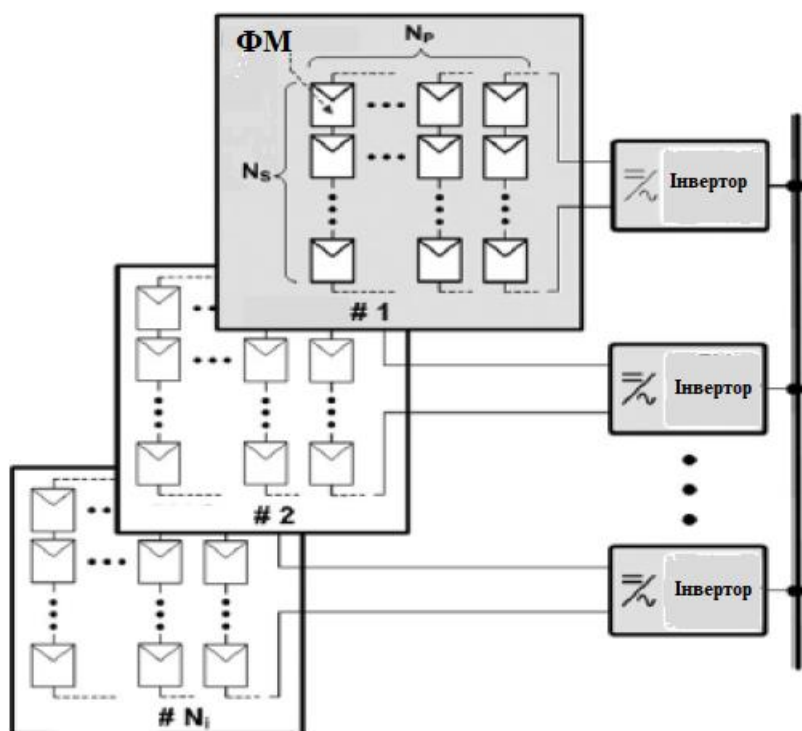


Рис. 3.4 – Конфігурація фотоелектричної установки на фотоелектричній фермі

$$\begin{aligned}
 P_{in} &= N_S N_P \frac{\eta_{MPPT}}{100} \left(1 - \frac{\eta_{DC}}{100}\right) \left(1 - \frac{\eta_{mish}}{100}\right) P_{PV} = \\
 &= 3 \cdot 28 \frac{98.9}{100} \left(1 - \frac{1.5}{100}\right) \left(1 - \frac{2}{100}\right) \cdot 343 = 27507 \quad (Вт)
 \end{aligned}$$

де  $\eta_{MPPT}$ — ефективність МРР інвертора постійного/перемінного струму в нашому випадку становить 98,9%.  $\eta_{DC}$  – падіння напруги кабелю постійного струму, не повинно перевищувати 1,5% Іншим важливим фактором, що впливає на вихідну потужність фотоелементів, є втрати на невідповідність  $\eta_{mish}$ . Ці втрати виникають через незначну різницю параметрів окремих фотоелектричних модулів, або вони також можуть бути викликані тим, що фотоелектричні модулі перебувають в одному масиві у різних умовах. Втрати від невідповідності для цього проекту візьмемо рівними 2%. Сумарні втрати в даному вузлі становлять 9,5%. Дане рівняння можна покращити

додавши втрати від затінення, але для отримання реалістичних значень потрібне більш детальне вивчення системи в польових умовах.

### *Загальна вихідна потужність кожного інвертора*

Кожен фотоелектричний масив підключений до інвертора, і в залежності від технічних характеристик останнього кінцева отримана енергія буде змінюватися. Вихідна потужність кожного інвертора розраховується за допомогою наступного рівняння:

$$1) \quad \text{Якщо } P_{in} \leq P_{i,na} \text{ тоді } P_0 = \frac{\eta_{inv}}{100} P_{in}, \text{ інакше } P_0 = \frac{\eta_{inv}}{100} P_{i,na}$$

$$2) \quad \text{Якщо } P_{in} \leq P_{i,sc}, \text{ тоді } P_0 = 0$$

де  $P_{i,na}$  — максимально допустима потужність інвертора,  $\eta_{inv}$  — ефективність інвертора,  $P_{i,sc}$  — власне споживання потужності інвертора.

Для спрощення розрахунків ККД інвертора вважається постійним і однаковим у всіх комплектах. Крім того, напруга фотоелектричного комплекту завжди вважається вищою за мінімально допустимий рівень напруги МРР інвертора, у разі недотримання цієї умови вихідна потужність інвертора буде дорівнює нулю.

Потужність, яка може бути введена в мережу, розраховується з урахуванням втрат у підвищуючому трансформаторі та в кабелях змінного струму. Для цього розрахунку використовується така формула:

$$P_{\phi} = \frac{\eta_{Tp}}{100} \frac{\eta_{каб}}{100} P_0 \cdot N_i = \frac{99}{100} \cdot \frac{99,5}{100} 27507 \cdot 219 = 5,9 \quad \text{MВт}$$

де  $\eta_{Tp}$  — це ККД трансформатора і встановлено на рівні 99% ,

$\eta_{каб}$  — це ККД кабельних з'єднань змінного струму, це значення встановлено на рівні 99,5%.

Для більш точного результату загальної потужності, яку може ввести установка в мережу, потрібне більш складне дослідження системи.

З практичних міркувань цей показник розглядається як максимально можлива потужність, яка вводиться в мережу.

### 3.3 Вибір елементів для внутрішньої мережі фотогальванічної ферми

Внутрішня мережа як правило складається з трьох частин з різним рівнем напруги. Перша частина включає контури постійного струму розподілені на значній території, що складаються з великої кількості фотомодулів, магістральних кабельних ліній постійного струму, інверторів. Напруга цієї частини мережі не перевищує 1 кВ. Друга частина внутрішньої мережі – трифазна мережа змінного струму першого рівня з вихідною напругою 10 кВ. Включає в себе радіальні та магістральні трифазні лінії змінного струму. Третя частина – центральна підстанція з лінійною напругою 35 і 110 кВ.

#### *Вибір кабелів.*

При визначенні перерізу кабелю необхідно враховувати три основні фактори:

Номінальна напруга кабелю: слід брати до уваги граничні напруги фотоелектричного модуля або мережі. Номінальна напруга кабелю  $V_{oc}$  для фотоелектричних модулів розраховуються з врахуванням температури.

Поточна потужність кабелю: розташування кабелю, кількість жил, слід враховувати температуру і спосіб укладання. Крім того, переріз кабелю повинен відповідати максимальному струму, який він пропускає. Зворотний струм у масиві може виникнути під час незвичайної ситуації, яку потрібно врахувати.

Мінімізація втрат в кабелі: оптимальний відсоток падіння напруги становить 3%, а втрати в кабелі повинні становити лише 1,5%. Тому втрати потужності та пов'язані з цим втрати напруги повинні бути якомога нижчими. На практиці це два основні фактори, які обмежуватимуть вибір перерізу кабелів.

Правильний вибір електричного кабелю для з'єднання сонячних модулів та підключення до приладів дозволить уникнути втрат. Переріз кабелю безпосередньо впливає на опір ділянки. Кабель має бути

максимально коротким. Поперечний переріз кабелів, що з'єднують прилади, має бути не менше  $0,15 \text{ мм}^2 \cdot \text{метр} \cdot \text{А}$ .



Рис. 3.5 – Вигляд кабеля для приєднання фотоелектричної панелі

Кабелі струн і кабелі модулів, та заземлення, повинні бути надійно закріплені та належним чином прокладені до монтажної конструкції за допомогою кабельних лотків або кабельних стяжок. Крім того, їх слід захистити від води, прямих сонячних променів і протирання гострими кінцями опорних конструкцій.



Рис. 3.6 – Прокладання кабелів в лотках та за допомогою стяжок.

При виборі кабелю необхідно враховувати кількість рядків на масив і кількість підключених модулів. Оскільки напруга, визначається кількістю модулів, а кількість використовуваних струн визначає максимальний зворотній струм. Тому для підключення модулів краще використовувати

одножильні кабелі з подвійною ізоляцією. Крім того, кабелі мають бути розраховані температуру 80 С.

### *З'єднувальні коробки.*

Окремі ряди, що утворюють масив, з'єднуються разом паралельно, використовуючи з'єднувальні коробки, через основний кабель постійного струму перед інвертором. Для запобігання перегріву та втрат, з'єднання виконані високоякісними гвинтовими клеммами. З'єднувальні коробки забезпечені захисними компонентами та ізоляційним обладнанням, таким як запобіжники та роз'єднувачі.

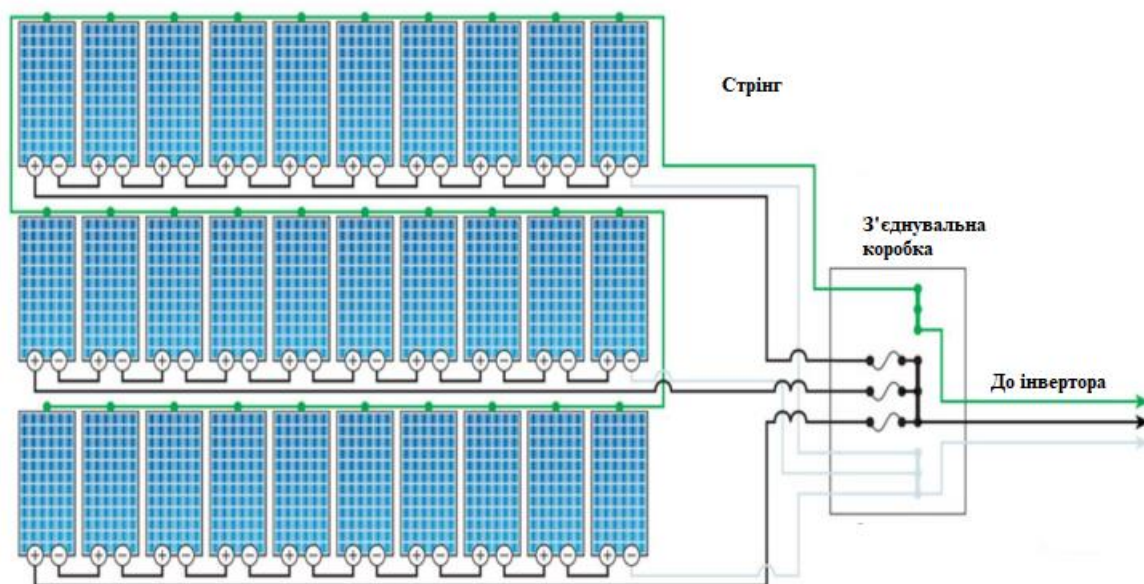


Рис. 3.7 – Підключення з'єднувальної коробки

З міркувань безпеки з'єднувальні коробки повинні бути правильно позначені попереджувальними знаками, оскільки задня сторона фотоелектричної системи впродовж дня постійно перебуває під напругою. Для захисту фотоелектричної системи слід передбачити запобіжники та роз'єднувачі, оскільки вони захищають від несправностей окремих струн.

Якщо масиви фотомодулів формуються з більш ніж чотирма рядками, він повинен бути забезпечений ПЗВ. Крім того, в певних частинах фотоелектричної станції де є можливість зворотного струму в разі несправності, слід встановити вимикачі.

Вимикачі повинні бути встановлені на всіх незаземлених кабелях, оскільки несправність виникає на обох незаземлених кабелях

Розподільні коробки слід тримати в тіні, оскільки вони можуть перегріватися, що призведе до відключення. Вимикачі мають бути розраховані на значення, яке на 1,25 перевищує номінальний струм стрінга, щоб уникнути відключення.

Для вибору запобіжника слід використовувати наведені нижче формули:

$$V_z = V_{oc, стрінг} \cdot M \cdot 1.25$$

де  $M$  - кількість стрінгів.

#### *Система моніторингу параметрів фотогальванічної ферми*

Система моніторингу та обліку електроенергії дозволяє розраховувати ліквідність та збирати дані з фотоелектричної системи. Технологія автоматичного збору даних і моніторингу забезпечує високий рівень продуктивності, скорочення часу на ліквідацію поломок

Система моніторингу діє як еталон, оскільки отримує дані від системи та порівнює їх із теоретично розрахованим значенням, та посиляє попередження, якщо система не працює. Вона підтримує продуктивність системи на високому рівні, виявляючи та усуваючи несправності до їх появи. За відсутності системи моніторингу можна очікувати втрати доходу, оскільки для виявлення проблеми та її усунення потрібно дуже багато часу.

Метеостанція, встановлена в системі фотоелектричної ферми, надає нам інформацію по рівень освітленості, температуру навколишнього середовища, переважно глобальне горизонтальне опромінення, вологість і

швидкість вітру. Необхідно проводити імітаційні вимірювання сонячного опромінення, умов навколишнього середовища та потужності установки, оскільки це допомагає ефективно виявляти несправності та контролювати систему.

Під час моніторингу великомасштабної сонячної енергетичної системи дані напруги та струму на рівні інвертора, з'єднувальної коробки або стрінга будуть перебувати під спостереженням. Цей рівень моніторингу забезпечує глибокі знання про продуктивність компонентів системи та покращує виявлення несправностей. Тим не менш, дуже часто систему моніторингу встановлюють лише на рівні інвертора, оскільки це знижує вартість енергоустановки, але слід розуміти, що встановлення системи моніторингу на вищезгаданих трьох рівнях підвищить продуктивність системи та надасть більше інформації.

Дані з компонентів системи збиратимуться реєстраторами даних і надсилатимуться в систему моніторингу через Ethernet за допомогою протоколу зв'язку «Modbus».

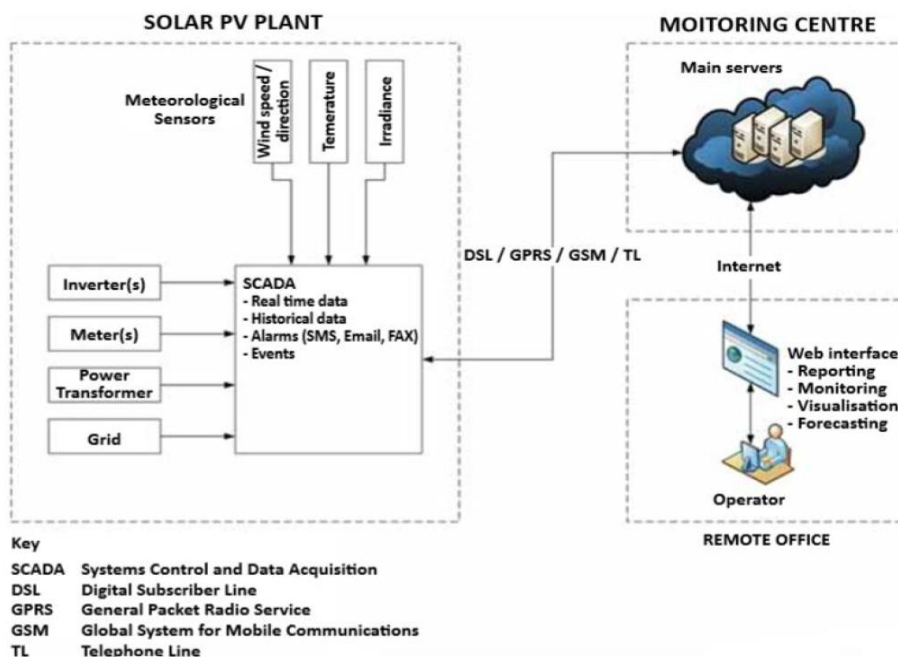


Рис.3.8 – Система моніторингу на основі Інтернет-протоколу



Інтернет-система моніторингу забезпечує наступну функціональність:  
Дозволяє моніторинг інверторів або стрінга на рівні з'єднувальної коробки.

Якщо будь-який компонент системи не працює за попередньо визначеним алгоритмом, це буде виявлено системою моніторингу. Повідомлення про помилку буде надіслано команді електростанції електронною поштою або текстовим повідомленням

Оцінювання ефективності окремих компонентів та порівняння отриманих результатів з іншими компонентами або з змодельованими даними..

Для моніторингу кількості виробленні електроенергії було вибрано багатофункціональний лічильник електроенергії SL7000 Smart.

#### **Висновки до розділу.**

1. В даному розділі проведено розрахунок необхідного числа фотоелектричних модулів, визначено кількість інверторів та спосіб їх з'єднання в стрінг.
2. Показано, що втрати потужності фотоелектричних модулів за рахунок затінення та забруднення становлять 9,9 %.
3. Показано, що сумарні втрати фотоелектричної ферми складають 16 %.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Заходи захисту при роботі з електроустановками.

Струмоведачі частини електроустановки повинні бути недоступними для випадкового прямого дотику до них, а доступні для дотику відкриті її частини і сторонні провідні частини не повинні знаходитися під напругою, яка становить небезпеку ураження електричним струмом як у нормальному режимі роботи електроустановки, так і при пошкодженні її ізоляції.

Для захисту від ураження електричним струмом при прямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі основні заходи захисту:

- основна ізоляція струмоведачих частин;
- огорожі і оболонки;
- бар'єри;
- розміщення поза зоною досяжності;
- наднизька (мала) напруга. Для додаткового захисту від прямого

дотику в електроустановках

напругою до 1 Кв можуть застосовуватись ПЗВ.

Захист від прямого дотику не вимагається, якщо номінальна напруга не перевищує:

- 25 В змінного або 60 В постійного струму при застосуванні системи БНН, а також системи ЗНН у випадку, коли

електрообладнання

експлуатується тільки в сухих приміщеннях і знаходиться в зоні дії системи зрівнювання потенціалів, а ймовірність контакту людини з частинами, які знаходяться під напругою, мала;

- 6 В змінного або 15 В постійного струму у всіх інших випадках.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому

дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі заходи захисту:

- захисне заземлення;
- автоматичне вимикання живлення;
- зрівнювання потенціалів;
- вирівнювання потенціалів;
- подвійна або посилена ізоляція;
- захисний електричний поділ кіл;
- ізолюючі (непровідні) приміщення, зони, площадки;
- наднизька (мала) напруга.

Захист від непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо напруга електроустановці перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму. В приміщеннях з підвищеною небезпекою, в особливо небезпечних і в зовнішніх установках виконання захисту від непрямого дотику може знадобитися при більш низьких напругах, наприклад: 25 В змінного і 60 В постійного струму або 12 В змінного і 30 В постійного струму за наявності відповідних вимог до конкретних електроустановок або електроприймачів.

Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути передбачені в електроустановці чи її частині або застосовані до окремих електроприймачів і можуть бути реалізовані при виготовленні електрообладнання, або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках. Застосування двох і більше заходів захисту в електроустановці не повинно чинити взаємного впливу, що знижує ефективність кожного з них.

Для захисного заземлення електроустановок можуть бути використані штучні і природні заземлювачі. В першу чергу слід використовувати природні заземлювачі. Якщо при використанні природних заземлювачів опір заземлювальних пристроїв задовольняє пред'явлені до них вимоги, то виконання штучних заземлювачів в електроустановках напругою до 1 кВ не обов'язкове. Використання природних заземлювачів як елементів

заземлювальних пристроїв не повинно приводити до їх ушкодження при протіканні по них струмів короткого замикання або до порушення роботи пристроїв, з якими вони зв'язані.

Для заземлення в електроустановках різних призначень і напруг, територіально зближених, необхідно, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовується для заземлення електроустановок одного або різних призначень і напруг, повинен задовольняти усі вимоги, висунуті до заземлення цих електроустановок: захист людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції; умови режимів роботи мереж; захист електрообладнання від перенапруги; електромагнітну сумісність комп'ютерних і мікропроцесорних систем, РЗА і АСУ ТП, які застосовуються у цих електроустановках, тощо - протягом усього періоду експлуатації. В першу чергу повинні дотримуватись вимоги, висунуті до захисного заземлення.

При виконанні незалежного окремого заземлювача для функціонального заземлення за умовами роботи інформаційного або іншого чутливого до впливу перешкод устаткування повинні бути вжиті спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які виключають одночасний дотик до частин, що можуть при ушкодженні ізоляції опинитися під небезпечною різницею потенціалів.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій можуть бути використані природні і штучні заземлювальні провідники при їх кількості не менше двох.

Необхідні значення напруг дотику і опорів заземлювальних пристроїв при стіканні з них струмів замикання на землю і струмів витoku повинні бути забезпечені при найбільш несприятливих умовах у будь-яку пору року.

При визначенні опору заземлювальних пристроїв повинні враховуватися штучні і природні заземлювачі. При визначенні питомого

опору землі за розрахункове слід приймати його сезонне значення, яке відповідає найбільш несприятливим умовам. Заземлювальні пристрої повинні бути механічно міцними та динамічно стійкими до струмів замикання на землю і не повинні термічно ушкоджуватись за час їх протікання. Матеріал і переріз заземлювачів повинні забезпечувати їх стійкість до корозії на весь період експлуатації.

Електроустановки напругою до 1 кВ житлових, громадських і промислових будинків, приміщень для утримування тварин і зовнішніх установок повинні, як правило, отримувати живлення від джерела з глухозаземленою нейтраллю із застосуванням системи заземлення TN. Вимоги до вибору системи TN-C, TN-S, TN-C-S для конкретних електроустановок подаються у відповідних главах ПУЕ.

TN-S система заземлення – нульовий робочий та нульовий захисний провідники працюють окремо в усій системі. TN-C-S система заземлення – функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в частині мережі.

TN-C система заземлення – функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в усій мережі.

ІТ-система заземлення – мережа живлення системи ІТ не має безпосереднього зв'язку струмовідних частин з землею, а відкриті струмопровідні частин електроустановки заземлені.

L – фазний провідник.

N – нульовий робочий провідник.

PE – нульовий захисний провідник.

PEN – об'єднаний нульовий робочий та захисний провідник.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику в електроустановках із системою TN повинно виконуватися автоматичне вимикання живлення відповідно до підрозділу 1.4. На повітряних лініях мереж з системою TN повинно виконуватись повторне заземлення PEN-

провідника відповідно до вимог підрозділу 1.6. Рекомендується також виконувати повторне заземлення PEN (PE) – провідника на вводі в електроустановки будинків згідно з підрозділом 1.6. В середині великих і багатоповерхових будинків аналогічну функцію виконує зрівнювання потенціалів шляхом приєднання нульового захисного провідника до головної заземлювальної шини.

#### **4.2 Інженерні норми проектування об'єктів енергетики.**

Заходи щодо підвищення стійкості об'єктів енергетики здійснюються відповідно до вимог Норм проектування інженерно-технічних заходів, які починають діяти після прийняття постанови урядом. Вимоги норм призначені для того, щоб в умовах НС:

- забезпечити захист населення та знизити масштаби руйнувань (пожеж, затоплень, заражень);
- підвищити стійкість роботи об'єктів господарювання і галузей економіки;
- створити умови для успішного проведення робіт з ліквідації наслідків НС.

Вимоги норм проектування реалізують під час проектування та забудови міст, будівництва нових промислових підприємств, об'єктів енергетики, транспортних систем, систем водо- та газопостачання, а також під час їх реконструкції.

Головним документом, відповідно до якого слід планувати та здійснювати інженерно-технічні заходи цивільного захисту (ІТЗ ЦЗ) є «Будівельні норми і правила» (БН і П 2.00.05-90), а також «Загальні вимоги до розвитку і розміщення потенційно небезпечних виробництв з урахуванням ризику надзвичайних ситуацій техногенного походження» (Київ, НАН України, 1995). Запровадження норм проектування ІТЗ ЦЗ здійснюється диференційовано з урахуванням ролі і важливості міст і об'єктів економіки. Для цього міста поділяють на групи, а об'єкти – на категорії за такою

класифікацією: міста: «Особливої групи», I, II та III груп; об'єкти господарювання: «Особливої важливості», I та II категорій. Об'єкти атомної енергетики виділяють в окрему групу.

Для «категорійних» міст і об'єктів з метою реалізації ІТЗ встановлено дві зони: можливих слабких руйнувань, де очікується (за прогнозом) надмірний тиск у фронті повітряної УХ  $P_{\phi} = 10\text{--}30$  кПа; можливих сильних руйнувань, у межах якої очікується  $P_{\phi} 30$  кПа.

Межа зони сильних руйнувань для міст «особливої», I, II, III груп пролягає в межах проектної забудови міста (ПЗМ), а зони слабких руйнувань – на відстані 7 км від межі проектної забудови міста (ПЗМ приймають відповідно до затвердженого генерального плану забудови на розрахунковий період). Для об'єктів «особливої важливості» межа зони сильних руйнувань пролягає на відстані 3 км від межі проектної забудови об'єкта; слабких – 10 км

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1 Проведено аналіз факторів, що впливають на ефективність фотогальванічної ферми а саме географічний та кліматичний аналіз району, середньостатистична кількість енергії яка припадає на 1 м<sup>2</sup> поверхні, оптимальний кут нахилу сонячної панелі щодо поверхні землі.

2 Досліджено вплив затінення на продуктивність сонячних електростанцій та розглянуто заходи щодо його зменшення. Показано, що слабка затіненість значно менше впливає на потужність однієї сонячної панелі ніж на продуктивність всього стрінгу.

3 Проведено розрахунок необхідного числа фотоелектричних модулів, визначено кількість інверторів та спосіб їх з'єднання в стрінг. Показано, що сумарні втрати фотоелектричної ферми складають 16 %.

4 Вибрано електрообладнання для передачі та перетворення електроенергії. В якості провідних матеріалів вибрано кабель в ізоляції із зшитого полімеру XLPE/PVC 3x300. Проведено вибір комутуючих пристроїв та апаратів захисту.

5 Розроблено заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, реалізація котрих дозволить провести заходи при роботі з електроустановками та виконати норми при проектуванні об'єктів енергетики.



## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
2. Germany's electricity generation mix 2015. STROM-Report Renewable energy Germany, 2015. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://strom-report.de/renewable-energy/>
3. Городов Р.В, Губин В.Е., Матвеев А.С. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та, 2009. – 294 с.
4. Atmospheric Science Data Center. NASA Surface meteorology and Solar Energy, 2016. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?>
5. Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г. и др. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России. – М.: Изд-во МФТИ, 2010. – 83 с.
6. Research cell record efficiency chart. The National Center for Photovoltaics (NCPV) at the National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.nrel.gov/ncpv/>
7. Основы возобновляемой энергетики. Компания «Ваш Солнечный Дом», 2016. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.solarhome.ru/ru/basics/pv/>
8. Карпишин Р. А. Застосування гібридних вітро-сонячних електростанцій для електрозабезпечення автономних споживачів / Р. А. Карпишин, Н. В. Бабанін, М.С. Наконечний // Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 24–25 листопада. 2021 NYNE – Тернопіль: ТНТУ, 2021. – , Т 2 — С. 33.
9. Коваль В. П. Енергоефективність системи позиціонування фотоелектричних батарей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, Ю. О. Пилипчук // Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 16-17 листопада 2017 року. — Т. : ТНТУ, 2017. — Том 3. — С. 139. — (Електротехніка та енергозбереження).
10. Ali Sayigh. Comprehensive Renewable Energy. Volume One. Photovoltaic Solar Energy // Elsevier Ltd – 2012. – P. 746. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com.focus.lib.kth.se/>
11. Ермолова Н.С., Моураов А.Г. Возобновляемые источники энергии: новые технологии использования солнечной энергии // Наука вчера,

сегодня, завтра: сб. ст. по матер. XVI-XVII междунар. науч.-практ. конф. № 9-10(16). – Новосибирск: СибАК, 2014.

12. Косяченко, Л.А. Проблемы эффективности фотоэлектрического преобразования в тонкопленочных солнечных элементах / Л.А.Косяченко // Физика и техника полупроводников, 2006.- том 40. вып. 6. 730-746с.

13. Мехтиев А.Д., Эйрих В.И., Югай В.В., Алдошина О.В., «Перспективы использования солнечных электростанций на основе двухсторонних модулей», Всероссийская научно – практическая конференция «Энергетика и энергосбережение: теория и практика». Кемерово: Изд-во КузГТУ, 2014.

14. Удалов С. Н. Солнечные электростанции : учебник / С. Н. Удалов. - LAP LAMBERT Academic Publish, 2012. - 103 с.

15. Levent Bas. Thin film vs. crystalline silicon PV modules. Article, 2010. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.civicsolar.com/resource/thin-film-vs-crystalline-silicon-pv-modules>

16. Гаевский, А.Ю. Метод определения оптимального угла наклона и ориентации фотоэлектрических модулей на основе экспериментальных данных солнечной радиации / А.Ю. Гаевский, А.Н. Гаевская // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAEЕ). – 2018. – № 13–15. – С. 15–29.

17. Гаевский, А.Ю. Определение параметров фотоэлектрических модулей на основе точного решения уравнения для ВАХ / А.Ю. Гаевский // Відновлювана енергетика. – 2012. – № 4. – С. 32–39.

18. Гаевский, А.Ю. Анализ эффекта затенения фотоэлектрических модулей в последовательно-параллельном соединении / А.Ю. Гаевский, М.О. Врещ, О.В. Мельник // Відновлювана енергетика. – 2013.– № 1. – С. 28–30.

19. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 162 с.

20. Дулесова, Н. В. Системы электроснабжения : учебное пособие по курсовому проектированию / Н. В. Дулесова. – Абакан: :Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2016. –30 с.

21. 15. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для студентов высших учебных заведений.– 2-е изд. / Б. И. Кудрин.– Москва. : Интермет Инжиниринг, 2006. –672 с.

22. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) Застройки и элементов городской распределительной сети. Изменения и дополнения. – Введ. 01.08.1999. – Москва : Стандартинформ, 2013 – 12 с.