

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 10 » березня 2021 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Боднар Володимир Степанович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Вплив взаємного розташування фотоелектричних панелей на ефективність роботи сонячної електростанції

Керівник роботи: Козак Катерина Миколаївна, к.т.н, доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 23 » лютого 2021 року № 4/7-132

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 червня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: _____

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О.Я. к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., ст. викладач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання 10 березня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналітичний розділ</i>	<i>18.01.21 – 05.02.21</i>	
2	<i>Проектно-конструкторський розділ</i>	<i>08.02.21 – 05.03.21</i>	
3	<i>Розрахунковий розділ</i>	<i>08.03.21 – 14.05.21</i>	
4	<i>Безпека життєдіяльності та основи охорони праці</i>	<i>05.04.21 – 21.05.21</i>	
5	<i>Вступ, висновки</i>	<i>24.05.21 – 28.05.21</i>	
6	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	<i>31.05.21 – 04.06.21</i>	
7	<i>Отримання відгуку та рецензії</i>	<i>07.06.21 – 10.06.21</i>	

Студент

_____ (підпис)

Боднар Володимир Степанович

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Козак Катерина Миколаївна

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТзс–42. - Т. : ТНТУ, 2021.

Стор. 67; рис. 15; табл. 13; аркушів презентації 17; джерел 71.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Вплив взаємного розташування фотоелектричних панелей на ефективність роботи сонячної електростанції».

Метою роботи є вивчення впливу різних параметрів на загальний енергопотенціал ФЕ модулів при їх установці на плоскому даху.

Здійснено аналітичне порівняння роботи незатіненого модуля із затіненим при різних відстанях між рядами і кутах нахилу панелей;

Змодельовано роботу ФЕ панелі та генерацію нею електроенергії;

Визначено термін окупності системи.

Ключові слова: ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СИСТЕМА. СОНЯЧНА ПАНЕЛЬ, ЗАТІНЕННЯ, ЧАСТКОВЕ ЗАТІНЕННЯ, ШУНТУЮЧИЙ ДІОД, ІНВЕРТОР, АЛЬТЕРНАТИВНА ЕНЕРГЕТИКА

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РЕФЕРАТ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Боднар В.С.						
Керівник		Козак К.М.					4	67
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ	6
ВСТУП	7
1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	9
1.1. Вивчення проблеми затінення фотоелектричних панелей	9
1.2. Часткове затінення систем з різними конфігураціями	13
1.3. Налаштування фотоелектричної системи	19
2. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	28
2.1. Результати моніторингу та порівняння з результатами моделювання	28
2.2. Визначення щорічних втрат	29
2.3. Ефективність масиву ФЕ модулів на основі місячних даних	33
2.4. Продуктивність масиву в зимовий день	35
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	38
3.1. Взаємне затінення ФЕ модулів на плоских дахах. Параметричне дослідження та методика	38
3.2. Результати для міста Лунд	41
3.3. Результати для міста Маямі	42
3.4. Генерація електроенергії	44
3.5. Витрати і доходи від системи	45
4. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	52
4.1. Класифікація та параметри електромагнітного випромінювання	52
4.2. Вплив електромагнітного поля на організм людини	54
4.3. Ризики пожежної безпеки та їх вирішення у сонячних фотоелектричних системах	56
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	59
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	61

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Боднар В.С.			ЗМІСТ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Козак К.М.					5	67
Консульт.		Козак К.М.						
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						
						ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТЗс-42		

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ТМП – Точка максимальної потужності на кривих $I-U$ фотоелектричних панелей

$P_{AC,r}$ – номінальна потужність змінного струму інвертора

$P_{DC,r}$ – номінальна потужність постійного струму інвертора

Y_r – Еталонна генерація; опромінення площини, нормалізоване на 1000 Вт/м^2

Y_{rSh} – Еталонна генерація внаслідок затінення: опромінення затіненої площини, нормалізоване на 1000 Вт/м^2

Y_A – генерація масивом панелей: генерація енергії по постійному струмові

Y_f – кінцева генерація масивом панелей

L_C – втрати при захопленні сонячної енергії: $L_C = L_r - L_A$

L_{CSh} – втрати при захопленні сонячної енергії при опроміненні: $L_{CSh} = L_r - L_{rSh}$

L_{CM} – інші втрати: $L_{CM} = L_{rSh} - L_A$

L_S – системні втрати: $L_S = L_A - L_f$

PR – показник ефективності: $PR = Y_f / L_r$

PR_{Sh} – показник ефективності з еталонною генерацією після затінення:

$PR_{Sh} = Y_f / L_{rSh}$

PR_A – показник ефективності масиву: $PR_A = Y_A / L_r$

η_{EU} – коефіцієнт «євроефективності» ФЕ інвертора:

$\eta_{EU} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$, де величина η – це ефективність інвертора у відсотках від номінальної потужності

η_s – коефіцієнт довготерміноврї ефективності: $\eta_s = Y_f / Y_A$

Підписи

11, 12, 13, 14, 21, 31, 32, 34 – позначення ФЕ підсистеми та лінії модулів

A, B, C, D – показник позиції ФЕ панелі

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Боднар В.С.			УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Козак К.М.				6	67	
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

ВСТУП

Актуальність роботи. У промислово розвинених країнах фотоелектричні (ФЕ) системи, підключені до мережі, в основному встановлюються на будівлях. Інтеграція цих систем у забудоване середовище відкриває великий потенціал для зниження витрат і може сприяти загальній цінності міської архітектури. Добре розроблений фотоелектричний фасад узгоджує сучасні технології та екологічні проблеми, а тому добре підходить для застосування в сучасному міському дизайні.

Широкий досвід використання фотоелектричних матеріалів на будівлях став доступним на початку 1990-х. У німецькій програмі 1000-Roofs-PV, яка була розпочата в 1990 р., часткове затінення масивів фотоелектричних панелей (ФЕП) виявилось однією з головних причин зменшення енергії [1]. Японська програма випробувань, започаткована у 1992 р., дала подібні результати [2]. До цього часу часткове затінення в основному розглядалося як проблема термічного руйнування сонячних елементів через гарячі точки. Тепер надмірно великі втрати внаслідок часткового затінення ФЕ-масивів стали проблемою.

Тим часом вплив часткового затінення на генерацію енергії ФЕП широко досліджується в наукових колах. Тим не менше, все ще існує багато плутанини, особливо щодо оптимального рівня модульності конфігурації системи.

У містах проживає більше половини населення планети [51] і саме міста споживають більшу частину світових енергоресурсів [52]. Розумне проектування нових міських районів допоможе містам досягти своїх цілей, як в скороченні енергоспоживання, так і у виробництві власної енергії, забезпечивши їм тим самим велику самодостатність [53]. Дах – це найважливіша частина будь-якої будівлі, яка може стати трансформатором цінного сонячного випромінювання в поновлювану енергію, однак провести розрахунок енергетичного потенціалу ФЕ

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ВСТУП	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Боднар В.С.						
Керівник		Козак К.М.					7	67
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

системи на даху не так вже й просто. Розміщення ФЕ модулів на плоскому даху завжди вимагає стратегічного підходу. Взаємне затінення ФЕ модулів буде приводити до зменшення вироблення енергії в порівнянні з тим, коли на модулі не падає тінь, і хоча взаємне затінення – це давно відомий ефект, він рідко враховується в відповідних програмах при оцінці генерації електроенергії ФЕ систем [54].

У кількох дослідженнях ефект взаємного затінення був визнаний важливим параметром [54-57], однак найчастіше його лише припускають, а не точно розраховують. Вплив взаємного затінення на зниження рівня генерації енергії передбачається на рівні 15% в рік [56], або ж просто вказується, що «затінення – це один з основних факторів втрат при виробництві фотоелектричної енергії» [54], при цьому кількісний аналіз не проводиться. Взаємне затінення залежить від затінення прилеглих об'єктів, але його ефект ми вже вивчили в перших двох розділах кваліфікаційної роботи.

Метою кваліфікаційної роботи є вивчення впливу різних параметрів на загальний енергопотенціал ФЕ модулів при їх установці на плоскому даху.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі *завдання*:

- порівняти роботу незатінений модуль із затіненим при різних відстанях між рядами і кутах нахилу панелей;
- змодельовати роботу ФЕ панелі та генерацію електроенергії;
- визначити термін окупності системи.

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 частин, висновків та переліку посилань.

Обсяг роботи: розрахунково-пояснювальна записка – 67 арк. формату А4, графічна частина – 17 аркушів презентації.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1. Вивчення проблеми затінення фотоелектричних панелей

Затінення однієї панелі в ряду сонячних елементів призводить до ефекту зворотного зміщення. Зворотне зміщення та послідовний розпад мікроплазми були фізично описані та змодельовані у роботі [3]. У роботі [4] здійснено ретельний аналіз сонячного елемента із зворотним зміщенням та застосовано модель Бішопа для того, щоб зробити висновки щодо формування гарячих точок та зниження генерації ФЕ-масивів. Для комерційно доступних кристалічних та аморфних ФЕ параметри обох моделей були отримані з вимірювань у роботі [5]. Усі автори відзначали, що $U-I$ характеристики сонячних елементів у зворотному зміщенні демонструють більшу різницю, ніж у прямому зміщенні. Результат був статистично підтверджений у роботах [6] та [7]. У роботі [4] також виявлено, що затінена частина ФЕП в масиві може призвести до великих втрат енергії і що навіть невеликі тіні можуть помітно вплинути на генерацію енергії.

З метою захисту затінених сонячних елементів від пробою застосовуються обхідні діоди. У 1980-х рр. ряд авторів сприяли оптимізації конструкції фотомодуля та визначенню максимальної кількості сонячних елементів на обхідний діод, необхідної для того, щоб уникнути утворення гарячих точок [8-9]. На основі цього досвіду, випробування на витривалість у гарячих точках стали частиною затвердженого тесту для кристалічних кремнієвих модулів згідно з [10]. Для сучасних кристалічних кремнієвих модулів напруга пробою сонячної батареї, як правило, вважається меншою – 10 В. Тому, в основному, один обхідний діод застосовується на 18 комірок послідовно. Численні паралельні взаємозв'язки між рядками комірок у межах одного модуля, про які також йдеться в літературі, сьогодні вже не застосовуються.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Боднар В.С.						
Керівник		Козак К.М.					9	67
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

Під час вимірювань на доступних комерційних сонячних елементах зі зворотним зміщенням були виявлені випадки напруги пробою до - 7,2 В, що призводило до струму витоку 1,4 А та пов'язаних максимальних температур комірок до 125 °С при —10 В зворотної напруги. Встановлено, що поведінка зворотного зміщення у цьому дослідженні є специфічним для даного типу фотоелементів [12]. Більш нещодавні вимірювання, проведені в рамках European Commission's Fifth Framework Programme (IMOTHEE ERK5-СТ1999-00005), дали подібні результати, що призвело до висновку, що сортування фотоелементів за струмом витоку має бути включене у виробничий процес. Таким чином, менше осередків може бути застосовано на обхідний діод в модулях, спеціально виготовлених з вищим струмом витоку та напругою пробою [13].

У міру зростаючої архітектурної інтеграції ФЕП у конструкції даху та фасади в середині 90-х років знову було порушено питання, чи можна пропустити громіздкі зовнішні обхідні діоди чи принаймні зменшити їх кількість. Дослідження в основному проводились в рамках німецького федерального проекту з досліджень і розробок (Q&A) “Qualifizierung von PV-Fassadenelementen” (BMBF-FKZ 032 9658). У цьому контексті було виявлено, що для певного типу модулів не можна пропускати обхідні діоди, якщо тільки конструкція модуля не модифікована шляхом застосування ширших сполучних елементів і фольги з високою теплопровідністю на задніх листах модуля [14]. За допомогою цих заходів пікову температуру можна знизити приблизно на 16 К [14]. У роботі [15] розрахунок ФЕ модулів було змодельовано включаючи затінені ділянки. Був зроблений висновок, що обхідні діоди можуть бути опущені лише в тому випадку, якщо розподіл опромінення практично завжди однорідний. Крім того, всі застосовані комірки повинні поводитися майже однаково при зворотному зміщенні, і їх опір шунту не повинен бути занадто високим. Однак це передбачає наявність сонячних елементів зі стандартизованою поведінкою зворотного зміщення. В даний час виробники ФЕП не контролюють поведінку зворотного зміщення комірок, що є причиною

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

того, що в цьому дослідженні було виявлено, що навіть клітини одного типу поведуться по-різному, коли зміщується в зворотному напрямку.

В якості попереднього висновку із згаданого німецького проекту з досліджень і розробок було запропоновано не пропускати обхідні діоди [16]. На практиці слід застосовувати один обхідний діод на 18-20 комірок фотоелементів. Застосування більш потужних сонячних елементів [16] припускає, що може знадобитися навіть менша кількість елементів на обхідний діод. Результати європейського проекту IMOTHEE, як правило, підтверджують ці висновки, однак, що важливіше, вказують на необхідність меншої кількості елементів на обхідний діод для кристалічних стандартних модулів, якщо виробники не можуть гарантувати постійно високу якість щодо пробивної напруги та струму витоку із застосованих сонячних елементів [13, 17].

Хоча з архітектурної точки зору було б бажано опустити обхідні діоди в розподільній коробці, з точки зору затінення чим більше доступних обхідних діодів, тим краще. Запропоновано рішення цієї дилеми з безпосередньою інтеграцією обхідного діода в напівпровідникову структуру кожної окремої комірки [18].

Тим часом також було докладено значних зусиль для моделювання електричної поведінки затінених ФЕ комірок. Математичний опис затінених ФЕ модулів був вперше виведений в роботі [19]. У роботі [20] вивчалась поведінка паралельних та послідовно з'єднаних сонячних елементів під частковим затіненням, застосовуючи модель Бішопа. У роботі [21] розроблено модель фотоструму частково затінених сонячних елементів. На сьогодні велика кількість програмних засобів для оцінки електричної поведінки фотоелектричних решіток є комерційно доступною, однак, не всі з них придатні для обстеження сонячних фотоелементів зі зворотним зміщенням.

Існує два принципово різних підходи до оцінки енергетичних втрат частково затінених фотоелектричних систем. Одним із підходів є імітація тіней, що падають на ФЕ масив оточуючими перешкодами та їх зміна в часі. Для цього в роботі [22] застосовано геліодон, який використовують архітектори для

					КРБ 19-047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

прогнозування природних світлових ефектів. Таким чином, можна передбачити тіні, що падають на ФЕ масив у побудованому середовищі протягом року на основі архітектурної моделі. У роботі [23] також визначено пряме та дифузне опромінення та температуру ФЕ модуля за допомогою геліодонного аналізу, дозволяючи робити висновки щодо генерації масиву ФЕ системи. Загалом, такий тип моделювання також можна виконувати на комп'ютері. Якщо розміри та розташування затінених об'єктів відомі, форму та розмір тіні, відкинutoї на ФЕ масив, можна визначити в будь-який момент року. Подальшим застосуванням синтетичних або емпіричних метеорологічних даних, опромінення на ФЕ масиві можна розрахувати дуже точно для кожного моменту часу, що дозволяє подальше моделювання поведінки електричної системи. Надано детальний опис для розрахунку сонячного опромінення на частково затінених ФЕ решітках у роботі [24], як і електричну модель високої роздільної здатності для ФЕ решіток з неоднорідно освітленими елементами. Очевидним недоліком такої моделі з високою просторовою та часовою роздільною здатністю є необхідний тривалий час обчислень. Іншим недоліком є необхідність знати точні розміри та положення всіх об'єктів, що дають тінь.

Одинадцять із 27 програм та інструментів, представлених на ринку комерційно доступного програмного забезпечення для моделювання фотоелектричних систем згідно з [25] пропонують можливості для оцінки часткового затінення. Чотири з них можуть обчислити тіні як функцію часу, як описано вище. Однак лише одна з них дозволяє провести детальний аналіз щодо окремої сонячної батареї. Ще одна з цих чотирьох програм призначена лише для розрахунків опромінення [25], а дві інші мають як найменшу просторову одиницю модуль фотоелемента без застосування моделі Бішопа для одинарних фотоелементів зі зворотним зміщенням [26].

Другий підхід заснований на описі зменшення опромінення, яке видно з певної точки спостерігача на ФЕ масиві. У більшості програм моделювання у вищезазначеному дослідженні [25], що передбачають затінення, застосовується такий підхід, коли тінь розглядається під кутом опису зменшення горизонту,

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

викликаного оточуючими перешкодами. Знання розмірів оточуючих перешкод тут не потрібно. Досить записати їх двовимірну просторову кутову карту на одиничну сферу навколо точки спостерігача. Геометрію затінення можна, наприклад, записати за допомогою простих оптичних вимірювань або за допомогою фотографії, застосовуючи сферичну лінзу або кілька фотографій із звичайної камери. Після застосування відповідного перетворення координат купола неба для конкретної лінзи, зменшення видимого горизонту навколишніми перешкодами можна дізнатись з фотографій. Оскільки просторовий кутовий підхід завжди справедливий лише для одного конкретного положення на ФЕ масиві, він в основному підходить для грубих оцінок зменшення сонячного опромінення протягом більш тривалого інтервалу часу. Для детального аналізу поведінки електричної системи цей підхід менше підходить. Запропоновано розширення просторового кутового підходу, щоб зробити метод більш зручним у застосуванні. У роботі [27] застосовано цифрову камеру та програмне забезпечення для обробки зображень з метою безпосередньої обробки геометрії оточуючих перешкод для моделювання врожаю. У роботі [28] запропоновано зробити дві або більше фотографій типу «риб'яче око», щоб побудувати тривимірне зображення навколишніх перешкод, яке потім можна було б також використовувати для розрахунку зміни часу відкинутих тіней на різні положення масиву ФЕП.

1.2. Часткове затінення систем з різними конфігураціями

На основі теоретичних міркувань, моделювання, а також лабораторних та польових досліджень було визначено ряд рекомендацій щодо оптимального розташування масивів ФЕП. Кілька авторів розраховали оптимальний інтервал між сусідніми рядами ФЕ модулів для того, щоб мінімізувати втрати внаслідок взаємного затінення одного ряду іншим [29].

Визначено вплив орієнтації модуля на його засніженість [30]. У такому випадку, коли затінена лише частина фотомодуля, орієнтація модуля сильно впливає на генерацію енергії. У роботах [31-32] рекомендовано підключити ФЕ

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

матрицю таким чином, щоб затінені та незатінені модулі могли бути з'єднані не послідовно, а паралельно. Ця рекомендація загальноновизнана, як правило, в проектуванні ФЕ масиву, однак вона застосовується лише для певних випадків. Причиною є те, що 18-коміркові лінії, обладнані обхідними діодами, утворюють найбільшу значущу одиницю ФЕ масиву з урахуванням обмеження струму лінії. Повне затінення однієї панелі призводить до зниження напруги ліній. Однак це не обмежує загальний можливий струм на лінії. З іншого боку, затінення однієї комірки із ланцюга 18-ти комірок обмежує струм цієї конкретної лінії до нуля. У той же час струм усієї лінії модуля проходить через обхідні діоди, обходячи лінію з 18 комірок, яка включає затінену комірку. Потужність 17 незатіненних комірок у цій лінії розсіюється по затіненій комірці. Таким чином, ситуація, коли затінені комірки в лінії, що складається із 18-ти комірок, не може бути поширена на цілі масиви ФЕ модулів із затіненими панелями.

Вплив розташування модулів на енерговитрати частково затемнених ФЕ комірок на практиці ще не ясний. У практичних ситуаціях необхідно враховувати велику кількість факторів, таких як точка максимальної потужності, напруга шини постійного струму, кількість паралельних ліній та тип інвертора, і, звичайно, конкретна ситуація затінення.

Іншим важливим і широко обговорюваним питанням є ступінь модульності конструкції системи. Для мережевого підключення ФЕП зазвичай доступні три різні класи конфігурації системи: інвертори модулів, інвертори ліній або центральний інвертор. Нещодавно також була представлена гібридна концепція, описана у [33]. Рішення, яку конфігурацію вибрати, може мати вирішальний вплив на витрати на встановлення, витрати на баланс системи та енерговитрати і повинно прийматися з урахуванням ситуації на конкретній ділянці та місцевого клімату (Таблиця 1.1).

В останні роки переваги та недоліки цих систем з різними конфігураціями широко обговорювались. Взагалі вважається, що модульні та лінійні інвертори менш чутливі до неоднорідного розподілу освітленості та простіші в установці [35].

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Характерні властивості різних конфігурацій системи; «Номінальна напруга PV» та «Європейська ефективність» з дослідження на ринку Німеччини [34]

	Модулі змінного струму	Лінійний інвертор	Центральний інвертор
Витрати на встановлення постійного струму	Немає установки постійного струму	Немає розподільної коробки постійного струму	Комплексна установка та захист по постійному струму
Номінальна напруга PV	17-90 В	150-800 В Максимальна напруга обмежена місцевим законодавством	34-800 В
Постійні втрати по опору (у відсотках від еталонної генерації, розрахункові)	Незначні	~1% через короткі лінії постійного струму та високу напругу постійного струму	~1-5%, залежно від постійної напруги та відстані
Європейська ефективність	87-93%	90-96%	88-96%
Моніторинг	Є складним у великих системах	Є складним у великих системах	Центральний, таким чином, легкий
Технічне обслуговування та ремонт	До встановлених інверторів іноді важко дістатися	До встановлених інверторів іноді важко дістатися	Централізоване, легке

Центральні інвертори зазвичай дешевші, ефективніші та надійніші на базі системи. З опитування на німецькому ринку виявляється, що конкретні ціни на малі модульні інвертори для модулів змінного струму все ще більш ніж удвічі вищі за ціни на інвертор для лінійної або центральної конфігурації (рис. 1.1).

Надійність інвертора дуже сильно залежить від навколишнього середовища, особливо вологості та робочої температури, а також від якості напруги мережі. Критерій придатності роботи системи в умовах затіненості, який так часто згадували як перевагу модульних систем, насправді важко визначити.

					КРБ 19-047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

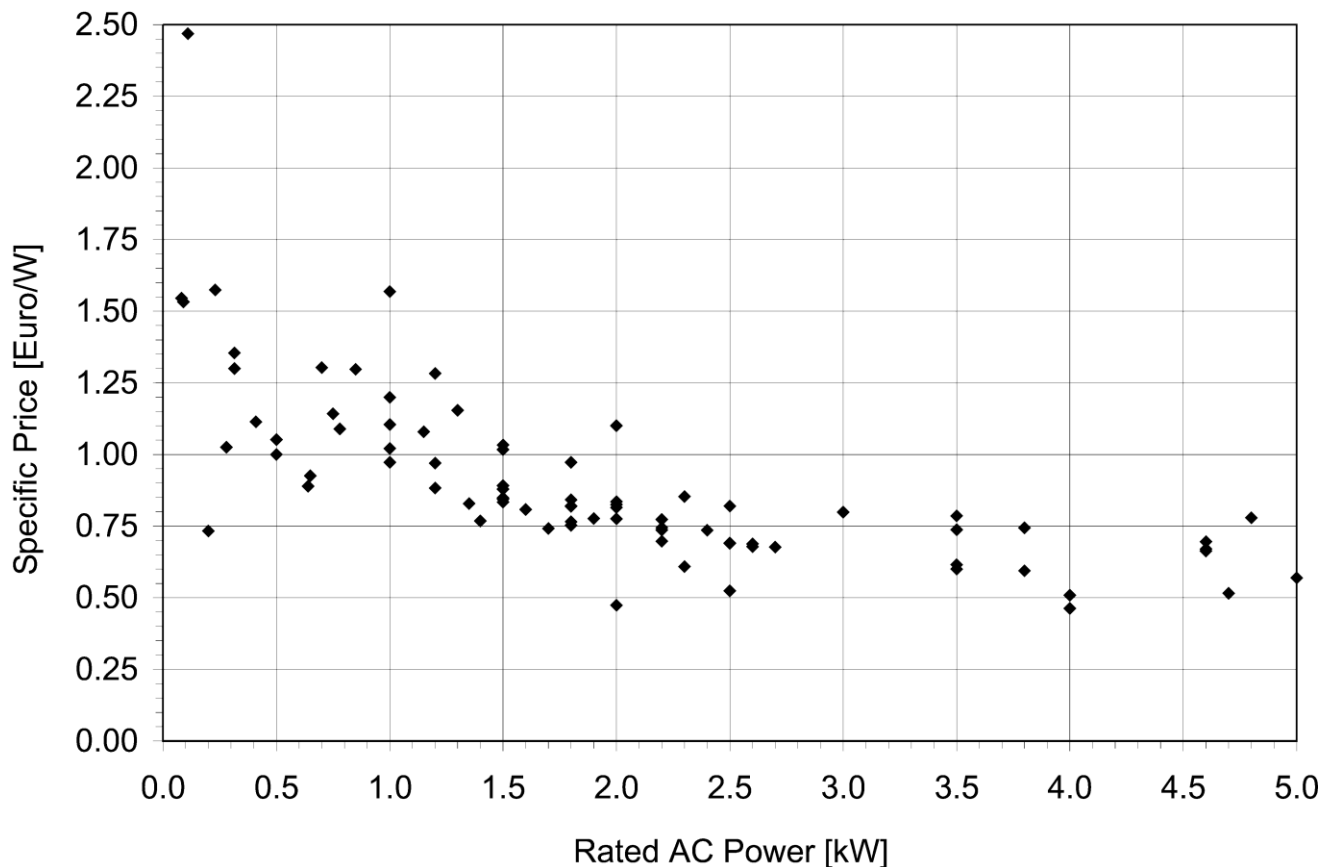


Рис. 1.1. Питомі витрати ФЕ інверторів на німецькому ринку як функція номінальної потужності (без ПДВ; [34])

Ідея того, що модульні конфігурації менше бояться затіненості ніж центральні, зазвичай походить від поточного обмежувального ефекту, який одна тіньова сонячна батарея надає на рядок елементів. Однак це не враховує вплив обхідних діодів. Знову ж таки, 18-коміркові лінії, оснащені обхідними діодами, утворюють найбільшу значущу одиницю ФЕ масиву щодо обмеження струму загальної лінії. Іншим наслідком неоднорідного освітлення масиву може бути невідповідність паралельних рядків модулів. Це дійсно може призвести до зниження продуктивності в центральних інверторних системах.

Вимірювання та дослідження існуючих фотоелектричних систем з неоднорідним розподілом освітленості не вказують на суттєво кращі результати для модульних конфігурацій. Різні автори на польових дослідженнях підтвердили, що в умовах помірного клімату невідповідність втрат по-різному орієнтованих ФЕ матриць, підключених до одного окремого інвертора, становить менше 1% річної генерації енергії. Автор роботи [37] на підставі лабораторних

вимірювань дійшов висновку, що при періодичному частковому затіненні при центральних інверторах додаткові втрати становлять менше 5% від оптимальних. Тематичне дослідження [38], яке змодельовало дві існуючі фотоелектричні системи з частковим затіненням для різних конфігурацій, не показало істотних переваг конфігурації модульного інвертора. Виходячи з витрат на інвертори та установку та з міркувань надійності, він рекомендує застосовувати центральні або лінійні інвертори.

І навпаки, в іншому тематичному дослідженні [39], що базується на геліодоновому аналізі, зроблено висновки, що заміна існуючого центрального інвертора модульним інвертором може зменшити втрати внаслідок від затінення від 25 до 19,5% річної генерації енергії. За результатами вимірювань [40] у польових умовах спостерігали суттєві відмінності у співвідношенні продуктивності між центральною інверторною фотоелектричною системою та кількістю модулів змінного струму в тому самому місці. Частково ці відмінності спричинені надзвичайно низькою ефективністю навантаження центрального інвертора. Далі припускають, що краща продуктивність модульної інверторної системи буде досягнута завдяки зменшенню обмежуючого струму, оскільки це відбуватиметься в послідовно сполучених модулях і зменшуватиме невідповідність генерації між лініями при частковому затіненні. Для аналізу використовувались функції внутрішнього контролю інверторів [40]. Для модульних інверторів, на жаль, неможливо визначити потужність постійного струму, а потужність змінного струму розрахована на основі добутку напруги та струму, не враховуючи коефіцієнт потужності (який рівний майже одиниці). Для більш глибокого аналізу щодо генерації електроенергії модульних інверторів з частковим затіненням знання цих величин було б ключовим.

Подібним чином [41] рекомендує модульний підхід для збільшення генерації частково затіненої установки на плоскій покрівлі. Очевидно, надзвичайно низька генерація, описана там, в основному походить від взаємного затінення сусідніх рядів модулів, порівняно зі сніговим покривом декількох осередків. Якщо це так, модульні інвертори, швидше за все, не принесуть

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

особливих покращень для цієї установки. Набагато ефективнішим заходом було б повернення рамок модулів на 90° . В іншому дослідженні у випадку сильно затіненої фотоелектричної системи, що застосовує модульні інвертори [42], чітко виявлено позитивний вплив модульної конструкції щодо уникнення невідповідності по параметрах між сусідніми лініями.

Фотоелектричні масиви, описані в роботах [43] та [39], є досить великими фасадними установками відповідно 10 кВт і 40 кВт. Однак, як висновок з досвіду роботи з модулями змінного струму в Нідерландах [44], рекомендується, щоб модулі змінного струму не застосовувались у системах з кількістю модулів 10 або трохи більше. Як причину вони дали відносно більші витрати на інвертори та зростаючі проблеми з технічним обслуговуванням, ремонтом та контролем установки. Ці висновки підтверджуються випробуваннями на місцях із більшими модульними інверторними системами, де різні інвертори неодноразово виходили з ладу.

Незважаючи на те, що часто стверджувалося протилежне, з літератури немає жодних доказів ні на теоретичних підставах, ні на основі практичних вимірювань того, що модульні інвертори більш стійкі до тіні, ніж лінійні інвертори. Це пояснюється тим, що, з одного боку, затінення одиничних комірок може щонайбільше вплинути на струм 18-коміркових ліній, оснащених обхідними діодом, що призводить до збільшення втрат як модульних, так і лінійних інверторів. З іншого боку, часткове затінення може призвести до різних положень точки максимальної потужності (ТМП) на вольт-амперних кривих в різних рядах модулів, як наслідок, і до невідповідності параметрів на паралельних лініях на центральному інверторі. Паралельної невідповідності можна уникнути за допомогою лінійних або модульних інверторів. Для центральних інверторів серйозність паралельної невідповідності дуже залежить від конкретної ситуації затінення, а також від якості конкретного трекера. У роботі [36] виявлено великі втрати через недостатнє відстеження точки максимальної потужності із частково затіненими масивами. У лабораторії ефективність відстежувачів ТМП з нерегулярними кривими $I-U$ можна виміряти

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

лише за допомогою досить складного і дорогого обладнання [45], що є однією з причин, чому до цього часу існує відносно невеликий досвід щодо ефективності трекерів ГМП з частковим затіненням ФЕ масивів.

Окрім цих теоретичних міркувань, практично немає результатів на реальних установках, які дозволяли б оцінити вплив різних конфігурацій системи на генерацію енергії частково затінених ФЕ модулів. Ось чому в науковому обговоренні вплив конфігурації системи на кінцеву генерацію частково затінених систем часто є не зрозумілим. Кампанії з моніторингу існуючих установок зазвичай страждають від ряду недоліків. Типовими недоліками є відсутність експлуатаційних даних, таких як опромінення на фотоелектричній матриці або на незатіненому еталонному місці, або електрична потужність постійного струму. Однак найсуттєвішим недоліком є відсутність довгострокових даних про ефективність на різних альтернативних конфігураціях з реалістичним і добре відомими параметрами затінення в однакових експлуатаційних умовах. Без таких даних практично неможливо зробити чітких висновків щодо доцільності різних доступних конфігурацій щодо часткового затінення модулів.

Ось чому в дослідницькій групі по електроенергії в університеті м. Левен, фотоелектрична система, яка була підключена до мережі ще в 2009 році мала на меті зібрати дані по роботі з різними системними підходами в неоптимальних робочих умовах, таких як часткове затінення, а також оцінити якість компонентів фотоелектричної системи. Фотоелектрична решітка з піковою потужністю 5,16 кВт розташована на даху університетського корпусу в Лювен-Геверлі в Бельгії. Довготривалий аналітичний моніторинг установки дозволяє провести більш детальний аналіз різних системних підходів, і можна зробити висновки щодо її роботи в умовах часткового затінення.

1.3. Налаштування фотоелектричної системи

Масив АТ панелей в університеті м. Левен встановлюється на плоскому даху і складається із трьох послідовних модульних рядів. Ділянка розташована на 30 м над рівнем моря на $4,7^\circ$ східної довготи та $50,9^\circ$ північної широти в

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

помірному морському кліматі. Масив затінений системою кондиціонування повітря на даху (airco box) та самими передніми рядами. Видимий горизонт зменшується рослинністю та сусідньою будівлею таким чином, що це призводить до продуктивності роботи масиву, особливо взимку.

За цих неоптимальних, але дуже типових умов була впроваджена фотоелектрична система із застосуванням усіх трьох доступних підходів до проектування [46]. Дивлячись на призначену ділянку крізь камери типу риб'ячого ока (рис. 1.2), створюється перше враження про зменшення видимого горизонту за рахунок оточуючих перешкод, якщо спостерігати з місця розташування ФЕ масиву. Фотографії на рис. 1.2 були зроблені до встановлення цього масиву. Згодом обчислюється зменшення горизонту через передній ряд ФЕ масиву та накладається на фотографії у вигляді штрихованої площі, обмеженої пунктирною лінією (рис. 1.2).

За допомогою накладання координат небесної сфери можна визначити дату та час доби, коли певна точка ФЕ масиву буде затінена. Позиція фотографа не отримує прямого опромінення з кутами підняття сонячного світла нижче 10° протягом усього дня. Дивлячись на схід, ліворуч від рис. 1.2, ви бачите окремо дерево, що закриває сонце за азимутальними кутами на схід від 110° . Ця позиція не отримує прямого випромінювання приблизно до 8:00 до 8:30 год протягом усього року. Максимальна висота сонця з середини листопада до кінця січня в Бельгії не перевищує 20° , тому можна зробити висновок, що на ділянці, показаній на рис. 1.2, слід очікувати приблизно від 8 до 15% середніх втрат при щорічному опроміненні. Маючи прийняти ці тіньові втрати для даної ділянки, все ще можна оптимізувати розташування масиву, щоб уникнути підвищених втрат спровокованих іншими причинами.

Якщо геометричні фігури, що описують навколишні перешкоди, невідомі, оцінка на основі досвіду та деяких фотографій може теж дати непогані результати. Проект для ФЕ системи університету м. Левен ґрунтується на цих оцінках і був розроблений із застосуванням вищезазначеного емпіричного правила.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

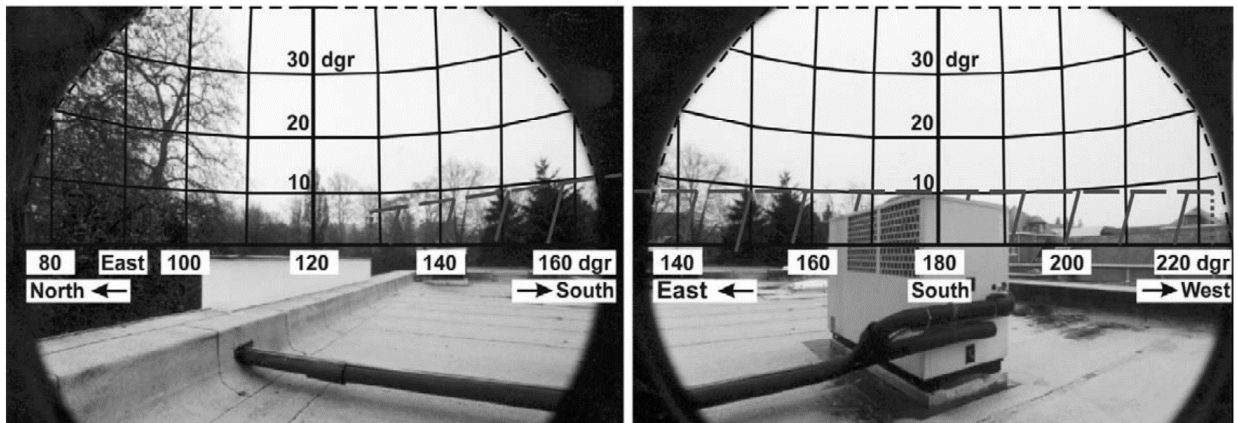


Рис. 1.2. Фотографія місця, призначеного для ФЕ масиву, зроблена на 45 см вище нижнього краю цього масиву, накладена координатами сфери неба; ліворуч: південно-східний напрямок, праворуч: південний напрямок

Лише ті модулі, які отримують однорідне опромінення в певний час і дату, були розташовані, наскільки це можливо, в загальному ланцюжку. Для того, щоб перевірити оцінки, отримані на фотографіях риб'ячого ока, втрати при щорічному опроміненні були обчислені за допомогою комп'ютерного моделювання, застосовуючи пакети StaSol і PVcad.

Програма StaSol визначає щорічні втрати на опромінення через затінення за просторовим кутовим підходом, порівняно із підходом із вищенаведеної фотографії. Затінені об'єкти характеризуються своєю двовимірною картою на сфері, коли вона розглядається з певної точки спостерігача. На карті затінених об'єктів обчислюється зменшення прямого та дифузного випромінювання для точки спостерігача. Для розрахунку дифузного випромінювання на нахиленій поверхні StaSol застосовує анізотропну модель Хея. У цьому випадку такий обчислювальний кут простору за допомогою StaSol був застосований для щільної сітки точок спостерігача в площині ФЕ масивів, з двовимірною картою тіньових об'єктів, обчисленою з їх координат у тривимірному просторі. Щільність сітки становила один вузол на 12 см. Вхідними даними для розрахунків StaSol були середні годинні значення глобального та дифузного опромінення, зафіксовані в Брюсселі-Укл Королівським метеорологічним інститутом Бельгії в 2007 р. Ці дані дозволяють визначити відносний вплив

						Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	

затінення на річну генерацію енергії та її розподіл над масивами модулів, розташованим, як показано на рис. 1.3.

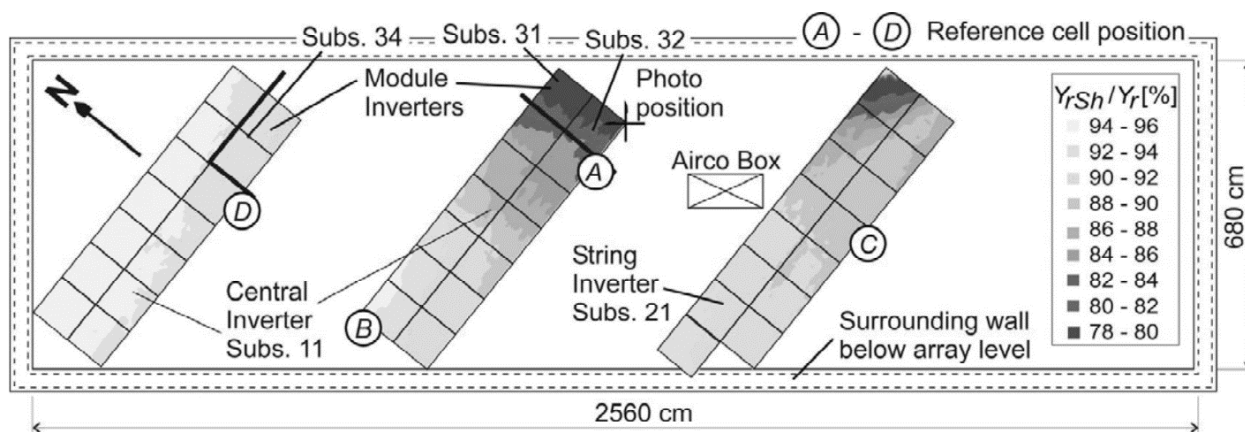


Рис. 1.3. Ділянка ФЕ масиву, розташування масиву та змодельована річна генерація енергії після затінення (Y_{rSh}), нормована на референтну генерацію без затінення (Y_r), рівень висоти нижньої краю ФЕ масиву – 45 см над площиною даху

PVcad обчислює погодинні значення освітленості, які можуть бути додатково оброблені в електричній моделі фотоелектричної системи. Алгоритм трасування променів застосовується для того, щоб розрахувати тіні, що відбиваються на масиві панелей від навколишніх перешкод. Просторова роздільна здатність PVcad – це розмір ФЕ модуля. Вважається, що весь модуль не отримує всієї кількості випромінювання доти, поки якась його частина потрапляє під тінь. Вплив зменшення горизонту на дифузне випромінювання також враховується шляхом додаткового застосування просторового кутового підходу до дифузної частини випромінювання [47]. Для розрахунку дифузного випромінювання на нахиленій поверхні PVcad застосовує анізотропну модель Переза.

На основі цих моделювань, 43 фотомодулі були влаштовані так, щоб мінімізувати втрати внаслідок затінення довколишніми перешкодами. Відстань між рядами модулів обрано 5,6 м. Модулі орієнтовані на південь і нахилені на 30°. Відповідно до [48], щорічні втрати опромінення при взаємному затіненні одного ряду іншим можуть бути оцінені приблизно в 7%. Більший інтервал між

рядами призвів би суттєвого затінення середнього масиву повітряним кондиціонером (рис. 1.3).

У таблиці 2 наведено огляд конфігурацій різних підсистем. Для всіх підсистем застосовано однаковий тип фотоелектричних модулів потужністю 120 Вт. Модулі складаються з 72 полікристалічних сонячних елементів і працюють або послідовно, або у вигляді паралельного з'єднання двох ліній по 36 елементів. На 18 комірок застосовується обхідний діод. На практиці пікова потужність модуля при стандартних умовах випробувань (а це опроміненість на рівні 1000 Вт/м² ; температура фотопанелей 25 °С) є трохи нижчою ніж 120 Вт. Пікові значення потужності для різних підсистем у таблиці 2 є більш точними значеннями, виміряними виробником перед поставкою. Подальший аналіз генерації та збитків для різних ліній та підсистем базується на цих вимірних значеннях.

Таблиця 1.2

Специфікації різних підсистем

Клас конвертера	Підсистема	$P_{AC,r}$ (Вт)	$P_{DC,r}$ (Вт)	Кількість модулів	Пікова потужність модулів при нормальних умовах (Вт _p)	Точка максимальної потужності при нормальних умовах (V)
Центральний інвертер	11	2280	2500	24	2835.0	103
Лінійний інвертер	21	1500	1650	15	1729.0	257
Модульний інвертор	31	90	100	1	118.7	34
Модульний інвертор	32	110	130	1	118.8	34
Модульний інвертор	34	200	240	2	246.3	68

Згідно з моделюванням за допомогою StaSol, для обраної схеми річне зменшення референтної генерації внаслідок затінення становить від 4 до 22% порівняно із незатіненими панелями (рис. 1.3). Особливо на зовнішній східній стороні середнього ряду тінь дуже сильна. Взимку, особливо нижні комірки модулів затінені переднім рядом модулів та повітряним кондиціонером. Влітку в ранкові години ці модулі затінюються згаданим деревом на південному сході.

Низьке опромінення передніх рядів панелей зумовлене головним чином зменшенням видимого горизонту через рослинність та сусідню будівлю. Оскільки сусідні будівлі та рослинність розташовані досить далеко від ФЕ масиву, сонячне опромінення розподіляється відносно однорідно по масиву панелей.

Щорічно середні втрати від затінення при еталонній генерації становлять 9,6%. Моделювання за допомогою PVcad, що ґрунтується на синтетичних значеннях опромінення, також для місця розташування Брюсселя-Укл, призводить до дещо вищих значень генерації після затінення із середньою втратою затінення 7%. Ці відмінності будуть детальніше описані в наступному розділі.

Вплив повітряного кондиціонеру та переднього ряду модулів на східні модулі середнього ряду можна більш детально вивчити за допомогою рис. 1.4. Якщо поглянути на фотографію, то як і кондиціонер, так і передній ряд модулів, складають приблизно 10° висоти. Для нижчих точок спостерігача на середньому ряду видимий горизонт переважно зменшується через кондиціонер до кута 23° на нижній стороні рами модуля. Це означає, що протягом зимових місяців найнижчий ряд комірок сонячних модулів практично не отримує прямого випромінювання. Оскільки рядки комірок у модулі працюють у вертикальному напрямку, це призводить до обмеження струму у всіх чотирьох 18-коміркових лініях цього модуля. У періоди з помітним прямим опроміненням та низьким сонцем над горизонтом всі чотири обхідні діоди будуть проводитись струм, і наявна потужність незатінених комірок розсіюватиметься на кількох затінених елементах, що призводить до різноманітних втрат в цьому модулі.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

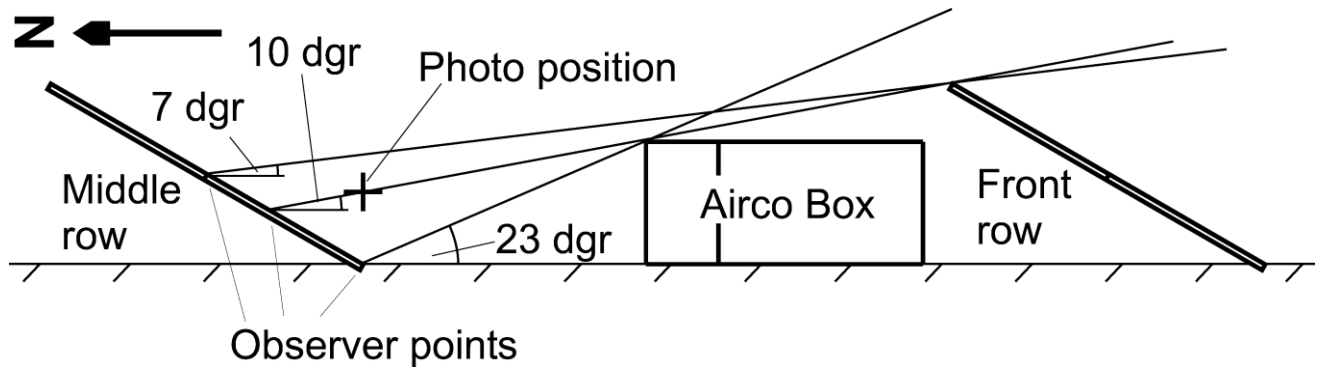


Рис. 1.4. Передній та середній ряди модулів та система кондиціонування повітря (коробка повітря); переріз у напрямку північ-південь

І навпаки, опромінення на верхніх модулях розподіляється набагато однорідніше навіть взимку. Якщо поглянути на позицію фотографа з рис. 1.2, горизонт на південному сході зменшується до 10° через рослинність та сусідньою будівлею та приблизно до 5° на південному заході. Сусідня будівля та рослинність розташовані досить далеко від масиву ФЕ. Отже, це зменшення горизонту приблизно також застосовується для верхніх модулів, і на відміну від того, що спричинене повітряним кондиціонером, воно нечутливе до невеликих варіацій положення спостерігача. Тут не слід очікувати надзвичайно різноманітних втрат на захоплення опроміненої енергії панелями.

Моделювання за допомогою StaSol не надає інформації про часові зміни сонячного опромінення на ФЕ масиві. Тут не виявляється екстремальних тіньових ситуацій, таких як, наприклад, затінення кондиціонером. Незважаючи на це, для уникнення збільшених різноманітних втрат, лише сусідні модулі, які щорічно отримують приблизно рівне опромінення, слід послідовно підключали. Для центрального інвертора ця проблема вирішена настільки, наскільки це можливо. Щодо лінійного інвертора, можуть виникнути збільшені різні втрати через локальний мінімум в опроміненні на зовнішній східній стороні. З іншого боку, немає паралельно підключених рядів модулів, тому невідповідність у втратах при затіненні виключена.

Система моніториться аналітично відповідно до принципів Європейської комісії. Величини, що контролюються, наведені в таблиці 3. Опромінення в площині вимірюється в чотирьох по-різному затінених положеннях на ФЕ масиві

					КРБ 19-047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(рис. 1.3), а також на одній незатіненій опорній позиції на іншому даху, приблизно в 80 м від даного ФЕ масиву. Температури реєструються для чотирьох модулів, розташованих поруч з різними еталонними комірками. Лінійні струми по постійній напрузі вимірюються для всіх рядів модулів, тоді як напруга та потужність по постійного струму та вихід енергії змінного струму вимірюються для кожного інвертора. Період вибірки встановлюється на 1 с, а виміряні дані зберігаються як 5-хвилинні середні значення.

Таблиця 1.3

Відстежувані величини та застосовувані датчики

Величина	К-сть.	Давач
Метеорологічна		
Глобальне горизонтальне опромінення (незатінене)	1	Піронометр, клас по WMO – II
Глобальне горизонтальне опромінення (незатінене)	1	Піронометр, клас по WMO – II
Опромінення глобальне на площині (незатінене)	1	Еталонна комірка. моно-Si, з компенсацією температури
Опромінення глобальне на площині (позиції А-D на ФЕ панелях)	4	Еталонна комірка. моно-Si, з компенсацією температури
Температура навколишнього середовища	1	Екранована термопара типу Pt 100
ФЕ масив		
Напруга на лінії постійного струму	8	Перетворювач I на ефекті Холла
Напруга системи постійного струму	5	Перетворювач U на ефекті Холла
Температура модуля	4	Термопара типу Pt 100 на тильній стороні фотоелемента
Виходи інвертора		
Електроенергія змінного струму від інвертора	5	Імпульсний лічильник енергії

Висновки до розділу.

Незважаючи на те, що вже проводились значні дослідження щодо часткового затінення ФЕ масивів, вплив конфігурації на генерацію

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроенергії частково затінених панелей не зовсім зрозумілий. Ось чому в університеті м. Левен була створена частково затінена фотоелектрична система. Там застосовується центральний інвертор, а також лінійні та модульні інвертори. Установка має *загальний* коефіцієнт ефективності 66%. Коефіцієнт ефективності *після затінення* становить 77%, що є хорошим значенням в нормальних робочих умовах і свідчить про те, що додаткові втрати на невідповідність в рядах панелей є низькими.

Проведено оцінку втрат опромінення сонячних панелей при затіненні. Вимірювання показують, що при перешкодах неправильної форми, що перебувають близько до ФЕ масиву, моделювання дозволяє оцінити втрати від затінення до 10%. У тих позиціях масиву, які в основному страждають від зменшення видимого горизонту за рахунок перешкод, що розташовані відносно далеко, моделювання дає адекватну оцінку втрат від затінення.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

2.1. Результати моніторингу та порівняння з результатами моделювання

Значення генерацій виміряні протягом 2011 року, на деяких позиціях значно нижчі, ніж результати моделювання (Таблиця 2.1). Значення моделювання за допомогою PVcad все ще трохи вище, ніж у StaSol.

Таблиця 2.1

Річна генерація на ФЕ масиві після затінення (Y_{rsh}), нормована на еталонну генерацію без затінення (Y_r)

Положення еталонної комірки	Нормалізована еталонна генерація після затінення (Y_{rsh}/Y_r) (%)		
	PVcad	StaSol	Вимірювання
A	90	85	80
B	95	93	85
C	92	89	88
D	94	92	83
Середнє	93	90	86

Підхід PVcad до розгляду ФЕ модуля при відсутності прямого опромінення, показує нижчі значення еталонної генерації після затінення від PVcad, ніж від StaSol. Також врахування освітлення горизонту в PVcad може дати дещо нижчі значення еталонної генерації після затінення в PVcad, оскільки зменшення горизонту перешкодами в основному впливає на світло, що падає з низьких кутів горизонту. Це світло недооцінене в моделі Хея порівняно з моделлю Переза. Оскільки геометричний опис тіньових перешкод ідентичний для обох

КРБ 19-047.00.00.000 ПЗ				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.		Боднар В.С.		
Керівник		Козак К.М.		
Консульт.		Козак К.М.		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.		
Затверд.		Тарасенко М. Г.		
РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА				
		Літ.	Арк.	Акрушів
			28	67
ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42				

моделювань, слід зробити висновок, що несподівано більш високе щорічне опромінення PVcad порівняно зі StaSol зумовлене щорічними варіаціями вхідних даних випромінювання. Дійсно, розсіяна частка вимірюваного глобального випромінювання 2007 року, яка була застосована до моделювання за допомогою StaSol, становить 53%, тоді як синтетичний часовий ряд глобального випромінювання від PVcad містить 63% розсіяного випромінювання. Оскільки дифузне випромінювання не має конкретного напрямку, затінення перешкодами зменшує дифузну частку лише на невелику, відносно постійну, величину, яка приблизно пропорційна частці сфери неба, покритого перешкодами. З іншого боку, пряма частка сонячного випромінювання обмежується нулем, коли точка спостерігача затінена перешкодою. Тому загалом ризик втрати від затінення є меншими, чим вища дифузна складова в опроміненні панелей.

Варіаціями розсіяних часток різних наборів вхідних даних можна пояснити коливання між результатами із PVcad та StaSol. Однак вони не можуть пояснити більшу розбіжність між результатами моделювання та вимірними значеннями. У 2011 р. виміряна розсіяна частка глобального випромінювання становила 57%. Неточності, внесені різними моделями розсіяного випромінювання на нахилений площині, також не можуть задовільно пояснити цю невідповідність, тим більше, що результати PVcad, хоча і розраховані за більш точною моделлю Переза, відрізняються більше від вимірних значень, ніж результати StaSol.

Можна зробити висновок, що незалежно від застосовуваної імітаційної моделі та вхідних даних сонячного випромінювання, програми моделювання для часткового затінення є настільки ж хорошими, як і опис тіньових перешкод. Особливо при перешкодах неправильної форми, розташованих близько до ФЕ масиву, слід враховувати значні неточності.

2.2. Визначення щорічних втрат

Аналіз ефективності відповідає термінології, запропонованій [49]. Крім того, втрати при захопленні сонячної енергії (L_c) поділяються на втрати від затінення (L_{CSH}) та інші втрати на захоплення (L_{CM}).

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для того, щоб точно визначити L_{CSh} , необхідно виміряти сонячне опромінення у всіх значущих положеннях ФЕ масиву, тобто здійснити принаймні одне вимірювання на ФЕ модуль. На практиці це неможливо, і тому величину Y_{rSh} необхідно апроксимувати для різних підсистем з наявних даних. Для лінійного інвертора та підсистем модуля змінного струму вихідний показник після затінення був апроксимований вимірним значенням із відповідної найближчої опорної комірки, як показано на рис. 1.3:

Лінійний інвертор (підсистема 21): $Y_{rSh} = Y_{rShC}$

Модуль змінного струму (підсистема 31): $Y_{rSh} = Y_{rShA}$

Модуль змінного струму (підсистема 32): $Y_{rSh} = Y_{rShA}$

Модуль змінного струму (підсистема 34): $Y_{rSh} = Y_{rShD}$

Оскільки опорні комірки А, С та D монтуються на нижньому краї ряду модуля, значення цих опорних комірок, як правило, занижують відповідний річний контрольний генерований вихід енергії після затінення. Особливо для підсистеми модуля змінного струму 31 це може бути критичним через повітряний кондиціонер, який впливає на положення опорної комірки набагато більше, ніж підсистема модуля змінного струму 31. Про цю можливу неточність слід пам'ятати при аналізі втрат на захоплення сонячної енергії з точки зору тіньових втрат.

Для центрального інвертора (підсистема 11), який просторово розширений за двома задніми рядами модулів, контрольна генерація енергії після затінення була апроксимована середнім арифметичним максимальних значень для цих двох рядів модулів. Згідно з результатами StaSol (рис. 1.3), щорічне опромінення на двох рядах підсистеми 11 є мінімальним у опорних положеннях комірок А та D відповідно внизу кожного ряду модулів зі східної сторони.

Річне опромінення на підсистемі 11 є максимальним на верхніх рядах модулів із західної сторони. Для середнього ряду це значення записується в положенні В.

Для заднього ряду вверху із заходу відсутня контрольна комірка. Оскільки згідно з рис. 1.3 це положення все ще суттєво затінене, хоча суттєво менше, ніж

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

положення В, максимальна генерація після затінення для зворотного масиву апроксимується середнім арифметичним значенням еталонної генерації в положенні В та еталонної генерації без затінення. За цим припущенням середнє арифметичне цих чотирьох крайніх значень для центрального інвертора (підсистема 11) дає:

$$Y_{rSh} = [Y_{rShA} + Y_{rShB} + Y_{rShD} + (Y_r + Y_{rShB}) / 2] / 4 = \\ = (2Y_{rShA} + 3Y_{rShB} + 2Y_{rShD} + Y_r) / 8$$

Потім середнє значення Y_{rSh} для всієї фотоелектричної системи обчислюється як середньозважене значення Y_{rSh} для всіх підсистем з урахуванням конкретних площ поверхні.

Коефіцієнт ефективності загальної системи становить 0,66. Співвідношення між середньою Y_{rSh} та контрольною Y_r генерацією енергії становить 0,86.

Це означає, що приблизно 14% доступного сонячного опромінення втрачається затіненням замість 7-10%, як слід було очікувати від моделювання. Коефіцієнт продуктивності, заснований на еталонній генерації після затінення (PR_{Sh}), становить 77%, що є хорошим значенням в нормальних робочих умовах і вказує на те, що різні втрати на захоплення не перевищують норми.

Погляд на різні підсистеми показує, що втрати розподіляються по-різному для кожної підсистеми (рис. 2.1). Втрати (L_{CSh}) від затінення є найвищими для модулів змінного струму, оскільки вони навмисно були призначені в позиції з найменшим передбачуваним річним опроміненням.

Інші втрати (L_{CM}), спричинені невідповідністю при послідовному та паралельному підключенні, неефективне відстеження точки максимальної потужності та високі температури модулів є нижчими для модулів змінного струму, ніж для інших конфігурацій. Лінійний інвертор мав відключення в червні 10 днів: його остаточну генерацію слід оцінювати приблизно на 5% вищою ніж при іншій конфігурації.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

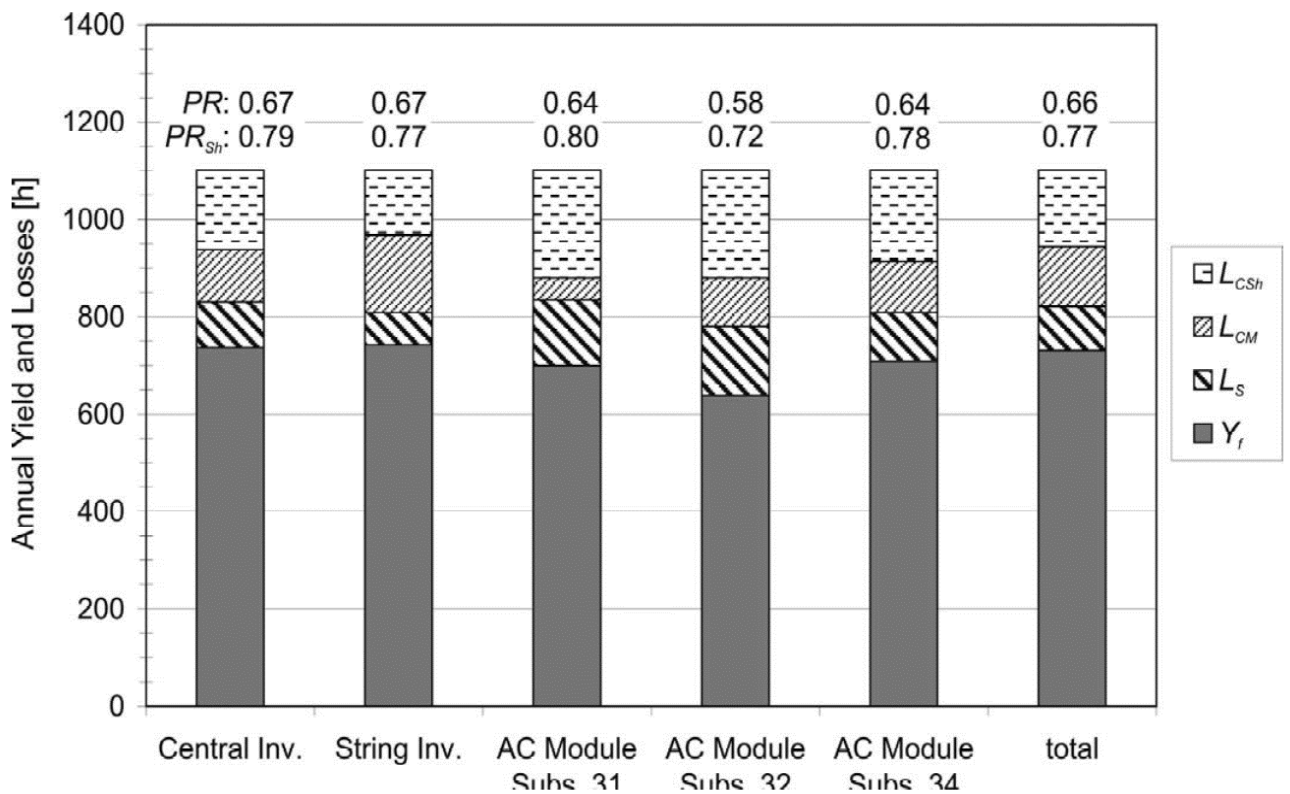


Рис. 2.1. Втрати та генерація для всіх підсистем, коефіцієнт продуктивності (PR) та коефіцієнт продуктивності з еталонною генерацією після затінення (PR_{Sh}) L_{CSh} : втрати внаслідок затінення, L_{CM} : інші втрати, L_S : системні втрати, Y_f : кінцева генерація; моніторинг з 1 січня по 31 грудня 2011 року.

Системні втрати (L_S), які в основному виникають в інверторі, є найвищими для модульних інверторів. Це можна лише частково пояснити загалом меншою ефективністю менших інверторів як функції розміру. У таблиці 2.2 порівнюється довгострокова ефективність системи в польових умовах (η_s) з європейською ефективністю (η_{EU}) різних інверторів. Ці несподівані втрати в системі можна пояснити лише тим фактом, що розглянуті підсистеми через порівняно більші втрати на затінення працюють більше часу в умовах часткового навантаження і з меншою ефективністю інвертора. З іншого боку, лінійний інвертор, як правило, мало затемнений і не містить трансформатора, що призводить до високої ефективності навіть у порівнянні з інверторами подібних розмірів.

Порівняння різних параметрів ефективності, які стосуються інверторів

Клас інвертора	Підсистеми	η_s (%)	η_{EU} (%)	η_s / η_{EU}
Центральний інвертор	11	88.7	90.0	0.986
Лінійний інвертор	21	91.8	94.4 ^a	0.972
Модульний інвертор	31	83.8	90.3 ^a	0.928
Модульний інвертор	32	81.8	90.0	0.909
Модульний інвертор	34	87.6	90.6 ^a	0.967

2.3. Ефективність масиву ФЕ модулів на основі місячних даних

На рис. 2.2а показано коефіцієнт ефективності масиву (PRA) протягом року. Підсистема 32 модуля по змінному струму значно потерпає від затінення у грудні та січні. Сусідня підсистема 31 по змінному струму, схоже, зазнає набагато менших наслідків. На основі рис. 1.4 можна зробити висновок, що це головним чином наслідок часткового затінення, яке є набагато суттєвішим для нижнього модуля (підсистема 32), ніж для підсистеми 31. Це також було підтверджено візуальним контролем. Після невеликого снігопаду рано вранці 7 січня 2013 року сніг на підсистемі модуля змінного струму 31 дуже швидко розтанув під прямими сонячними променями, тоді як підсистема 32 модуля змінного струму частково залишилася в тіні від повітряного кондиціонера і все ще була засніжена близько половини площі поверхні в районі сонячного полудня. Пильний аналіз показує, що також взимку системні втрати рівні для обох модульних інверторів. Отже, слід зробити висновок, що низька продуктивність підсистеми 32 модуля змінного струму взимку є наслідком суттєвого тіньового режиму.

Коефіцієнт продуктивності окремих рядків центрального інвертора (рис. 2.2b) не вказує на серйозне невідповідність у генерованих величинах та втратах при паралельному з'єднанні рядів. Протягом року між чотирма рядами можна спостерігати незначні відмінності в генерації енергії. Ці відмінності відповідають різниці в еталонній генерації після затінення.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

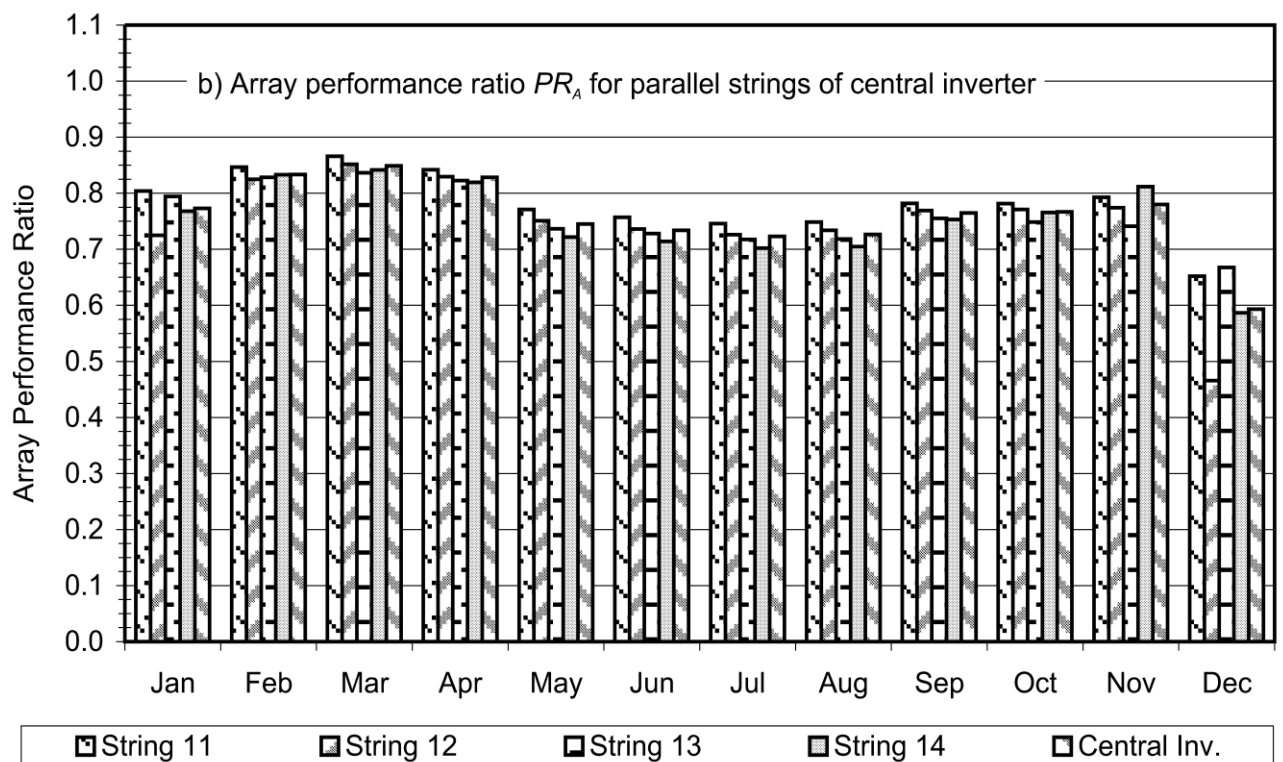
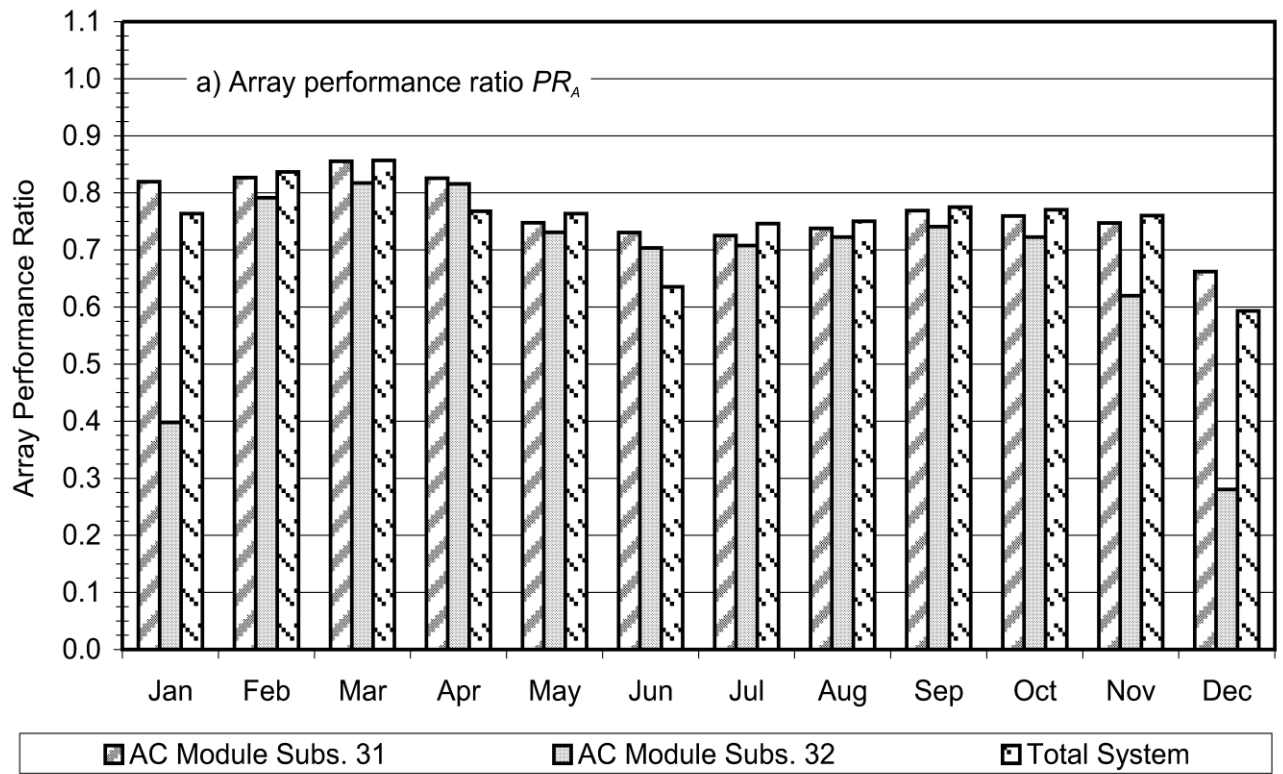


Рис. 2.2. Помісячні коефіцієнти ефективності масиву (PR) у 2011 році

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

2.4. Продуктивність масиву в зимовий день

П'ятихвилинні середні значення за ясного зимового дня служать детальним аналізом втрат при затіненні (рис. 2.3). На освітленість у площині в положеннях В і С впливає затінення лише на короткий час вранці. Дві позиції А і D на нижніх краях двох задніх масивів затінені набагато сильніше. Позиція А отримує пряме опромінення лише протягом 2 годин пізно в другій половині дня, що відповідає очікуванням, отриманим на основі рис. 1.2 та 1.4.

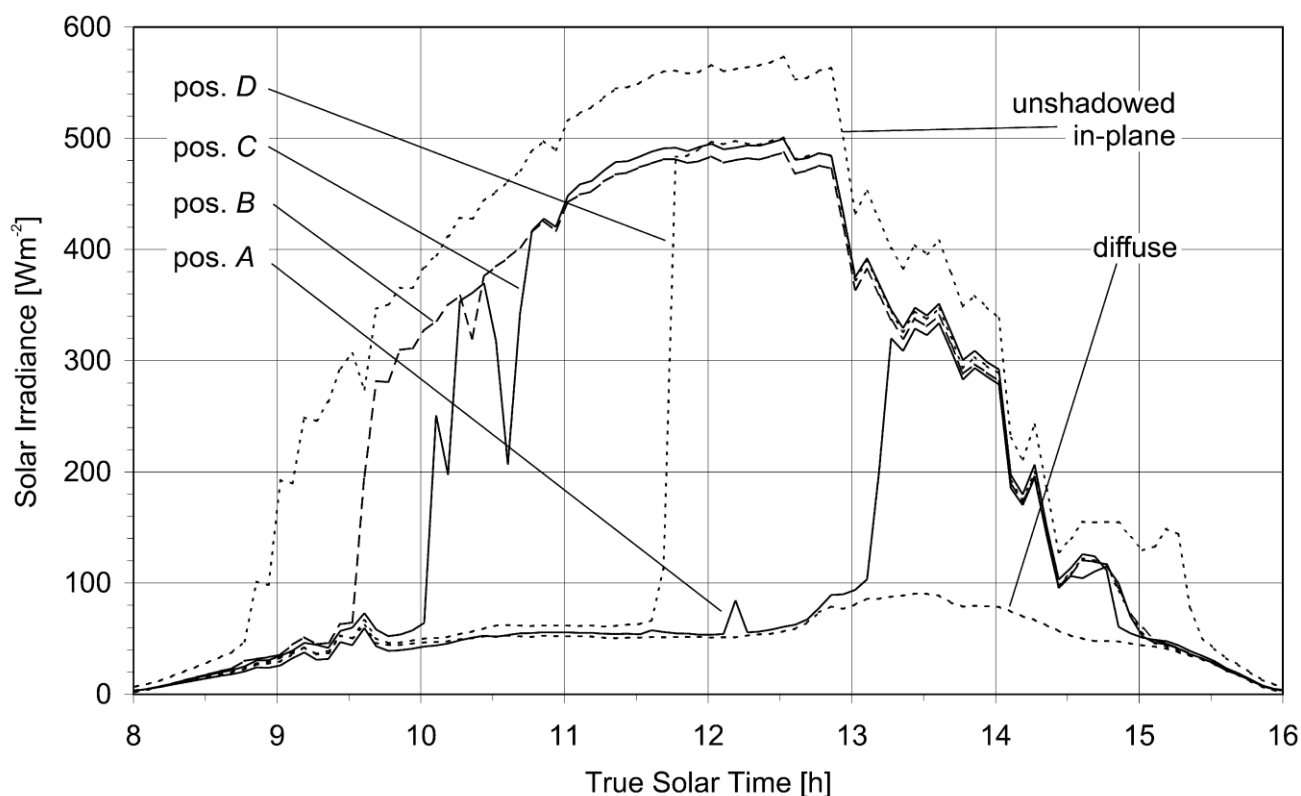


Рис. 2.3. Дані з ФЕ модулів отримані в ясний зимовий день (20 грудня 2011 р.)

Перевірка вихідної потужності рядів модулів (рис. 2.4) показує, що потужність постійного струму підсистеми 32 протягом усього дня слідує дифузному опроміненню, не демонструючи зростання при прямому опроміненні в положенні А, хоча цей модуль розташований менш ніж за один метр на схід від положення А. Це вказує на те, що частина підсистеми 32 модуля змінного струму справді не отримує прямого опромінення протягом цих годин. Його низька генерація, очевидно, зумовлена затіненням.

Напруга постійного струму в підсистемі 32 модуля змінного струму з 9:00 до 15:00 год коливалась між 28 і 33 В, що знаходиться всередині діапазону відстеження ТМП інвертора. Отже, навіть при сильному затіненні цього модуля, трекер відстеження ТМП працює добре, вказуючи на те, що низький коефіцієнт продуктивності системи не спричинений низькою ефективністю відстеження ТМП. Інші модулі змінного струму, розміщені в цьому місці, мали б однакові результати.

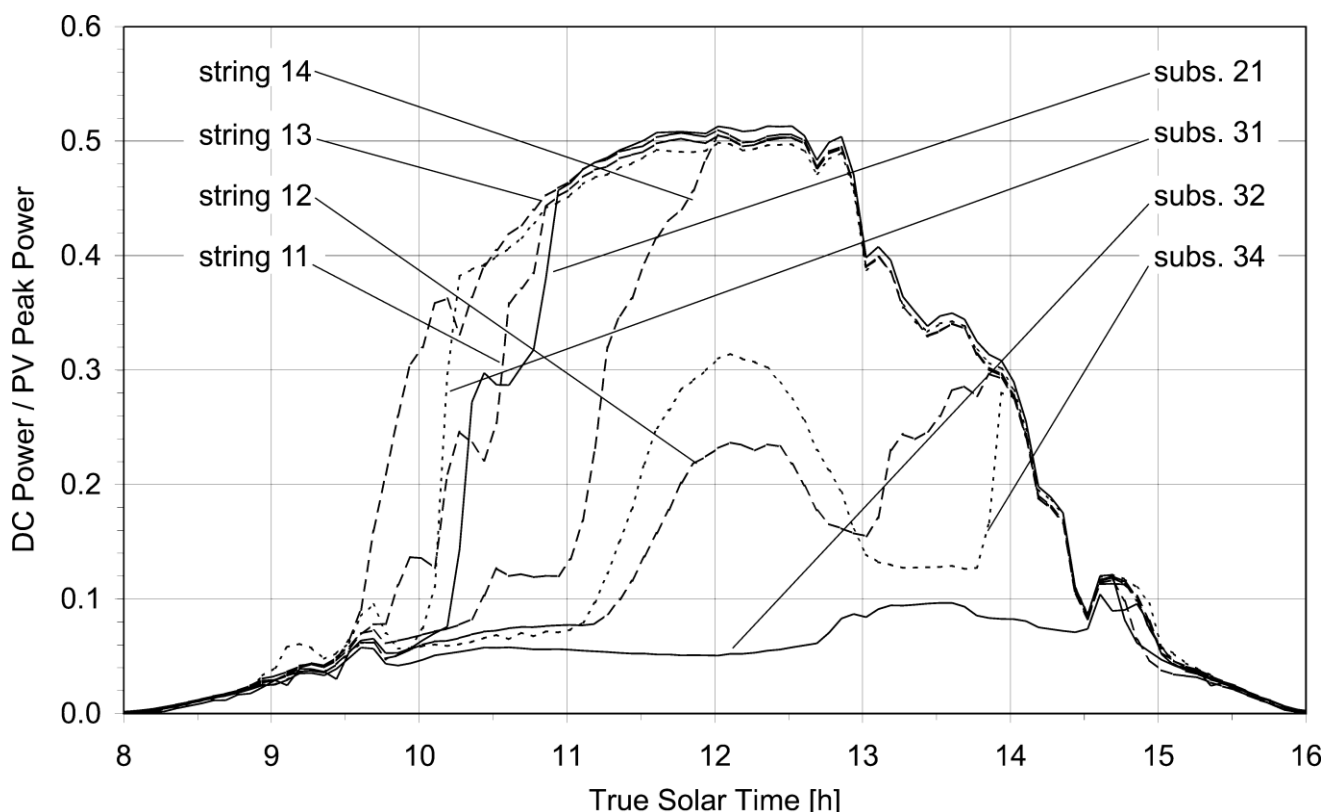


Рис. 2.4. Потужність постійного струму, нормована на пікову потужність ФЕ панелей для всіх рядів у ясний зимовий день (20 грудня 2011 р.)

Лінія 12 масиву центрального інвертора також сильно затінена у цей день. Лінія має максимум протягом 1-2 години приблизно опівдні, коли також найнижчий рядок комірок модулів у цьому ряді не затінюється передніми рядами або кондиціонером. Однак це не має суттєвого негативного впливу на потужність, що генерується іншими лініями центрального інвертора. Вони починають генерувати велику потужність, як тільки отримують достатньо

прямого опромінення. Очевидно, класичні центральні інверторні системи менш чутливі до затінення, ніж вважалося.

Висновки до розділу

Для досліджуваної системи результати моніторингу показують, що для систем з центральним, лінійним чи модульним інвертором немає різниці у втратах від затінення. Загалом, модулі змінного струму не є значно більш стійкими до затінення, ніж системи з центральним інвертором з довгими паралельними лініями. Для обмеження струму лінії на панелі найбільшим значущим блоком є панель, обладнана обхідним діодом.

Ці результати справедливі для ситуацій із перешкодами, що охоплюють видимий горизонт, або з окремими перешкодами, які мають порівняно великі розміри, які здатні затінити не лише кілька сонячних елементів на модулі протягом тривалого періоду. Для таких перешкод як антени або димоходи, які затіняють лише кілька комірок у декількох модулях, цей висновок не обов'язково застосовувати.

Для підтвердження цих результатів на більш широкій основі слід встановити подібні польові випробувальні установки в різних місцях та для різноманітних ситуацій затінення. Найважливішими даними для такої оцінки є потужність постійного струму до рівня модуля та сонячне опромінення на PV-масиві з дуже високою просторовою роздільною здатністю. Краще розуміння частково затінених ФЕ систем має вирішальне значення для оцінки різних конфігурацій системи на об'єктивній основі без впливу маркетингової аргументації.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 3

ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА

ЧАСТИНА

3.1. Взаємне затінення ФЕ модулів на плоских дахах. Параметричне дослідження та методика

Дане параметричне дослідження проводилося з використанням програми моделювання DIVA-for-Rhino [58]. Це програма моделювання оцінки випромінювання і продуктивності, впроваджена на основі програми СААD Rhinoceros з використанням моделі GenCumulativeSky [59].

Для дослідження були взяті сонячні модулі відомого типу з 3 двоядними блоками з 20 фотоелементів кожен і байпасними діодами. Модулі такого типу дуже поширені на ринку [60] (рис. 3.1).

В даному дослідженні прийнято, що енергогенерація всього блоку визначається фотоелементом, який приймає найменшу інтенсивність сонячного випромінювання (ірадіації). У нашому випадку найменший рівень ірадіації був в середині панелі (заштриховані фотоелементи на рис. 3.1). Це означає, що загальна енергогенерація модуля розраховувалася таким чином:

$$\left. \begin{array}{l} \text{min рівень ірадіації в 1-у ряді} \times \text{площа 1-го і 2-го ряду} \\ + \\ \text{min рівень ірадіації в 3-у ряді} \times \text{площа 3-го і 4-го ряду} \\ + \\ \text{min рівень ірадіації в 5-у ряді} \times \text{площа 5-го і 6-го ряду} \end{array} \right\} \times \left(\begin{array}{c} \text{ККД} \\ \text{фотоелемента} \\ (15\%) \end{array} \right)$$

1-й, 3-й і 5-й ряди завжди давали найменшу генерацію енергії через взаємне затінення. Далі енергогенерація модулів була поділена на площу модуля. При розрахунку енергогенерації модуля температурний вплив на фотоелементи не приймалося до уваги. Було прийнято допущення, що при порівнянні

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Боднар В.С.			ПРОЕКТНО- КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Козак К.М.					38	67
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

відносних різниць між затіненою та незатіненою панеллю різниці в температурах практично однакові. Насправді різниця в температурах через затінення буде, в основному, в зимовий період. Всі інші втрати в системі не враховувалися.

У програмі DIVA-for-Rhino було змодельовано два ідентичних ряди ФЕ панелей. Кожен ряд складався з п'яти панелей / модулів розміром 1 м x 1,6 м (Рис. 3.1).

Центральний модуль першого ряду завжди був контрольним модулем, а аналіз проводився на центральному модулі другого ряду. Таким чином можна було кількісно виміряти ефект взаємного затінення.

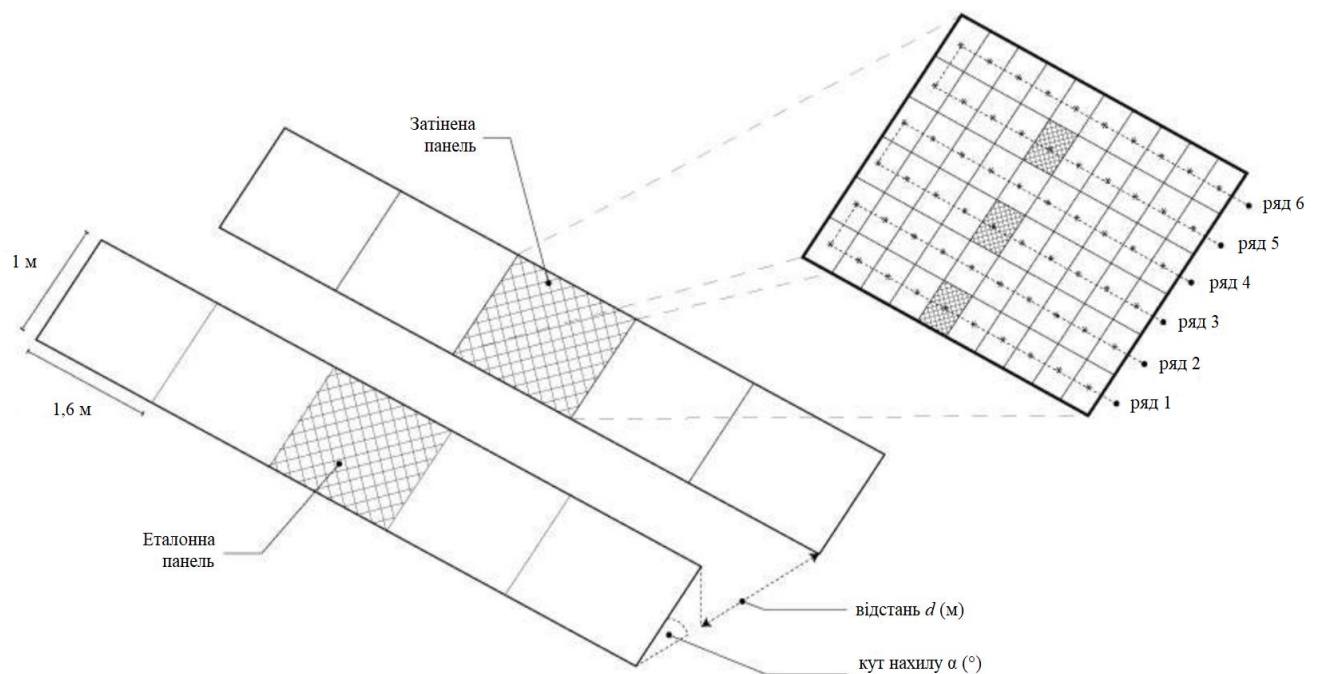


Рис. 3.1. Структура двох змодельованих рядів ФЕ модулів

При виключенні центрального модуля з ряду побічні ефекти вважалися несуттєвими.

Були вивчені наступні параметри:

- Відстань між рядами d (0,5; 1; 1,5; 2; 2,5 м)
- Кут нахилу α (0° , 15° , 30° , 45° , 60° , 75° , 90°)
- Місцезнаходження (м. Лунд, Швеція ($55^\circ 42'N$ $13^\circ 12'E$) та м. Маямі, США ($25^\circ 47'N$ $80^\circ 13'W$))

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Було прийнято допущення, що дані параметри мають значний вплив на взаємне затінення, а також визначають остаточні розміри системи в цілому, що дуже важливо для економічних розрахунків. Слід зазначити, що поєднання кута нахилу 90° і відстані між рядами 0 м неможливо, тому в результатах розрахунків його немає.

Результати моделювання контрольного і затіненого модулів у Лунді і Маямі впливають на дизайн системи в цілому. У другій частині даного дослідження розглянуто частину поверхні даху розміром 1 метр x 100 метрів для оцінки результатів даного моделювання (див. рис. 3.2). Поверхня даху спрямована на південь.

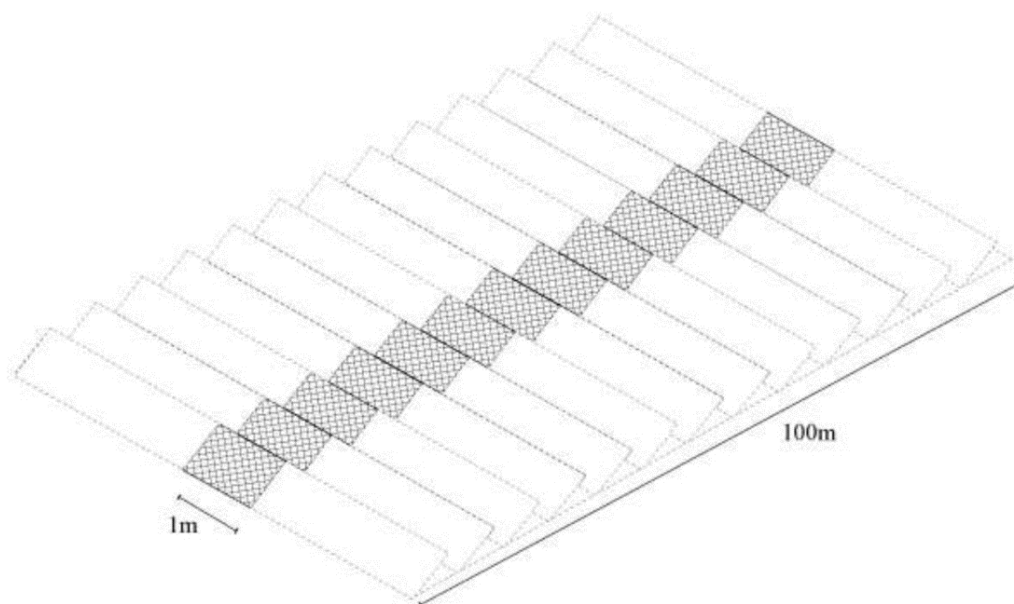


Рис. 3.2. Дах будинку із рядами панелей

Для моделювання поверхні даху були взяті ті ж параметри відстані між рядами d (0,5; 1; 1,5; 2; 2,5 м) і кута нахилу α (0° , 15° , 30° , 45° , 60° , 75° , 90°). У кожному варіанті системи перший ряд завжди був незатіненим, а інші ряди були частково затіненими. Загальна площа модулів представлена в Таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Загальна площа модулів

	0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	100	67	50	40	34	29
15°	103	68	51	41	34	29

30°	116	73	54	42	35	30
45°	141	83	59	45	37	31
60°	200	100	67	50	140	34
75°	386	133	80	57	45	37
90°	X	200	100	67	50	40

3.2. Результати для міста Лунд

Результати розрахунку річної енергогенерації модулем площею 1 м² в м. Лунд представлені на рис. 3.3.

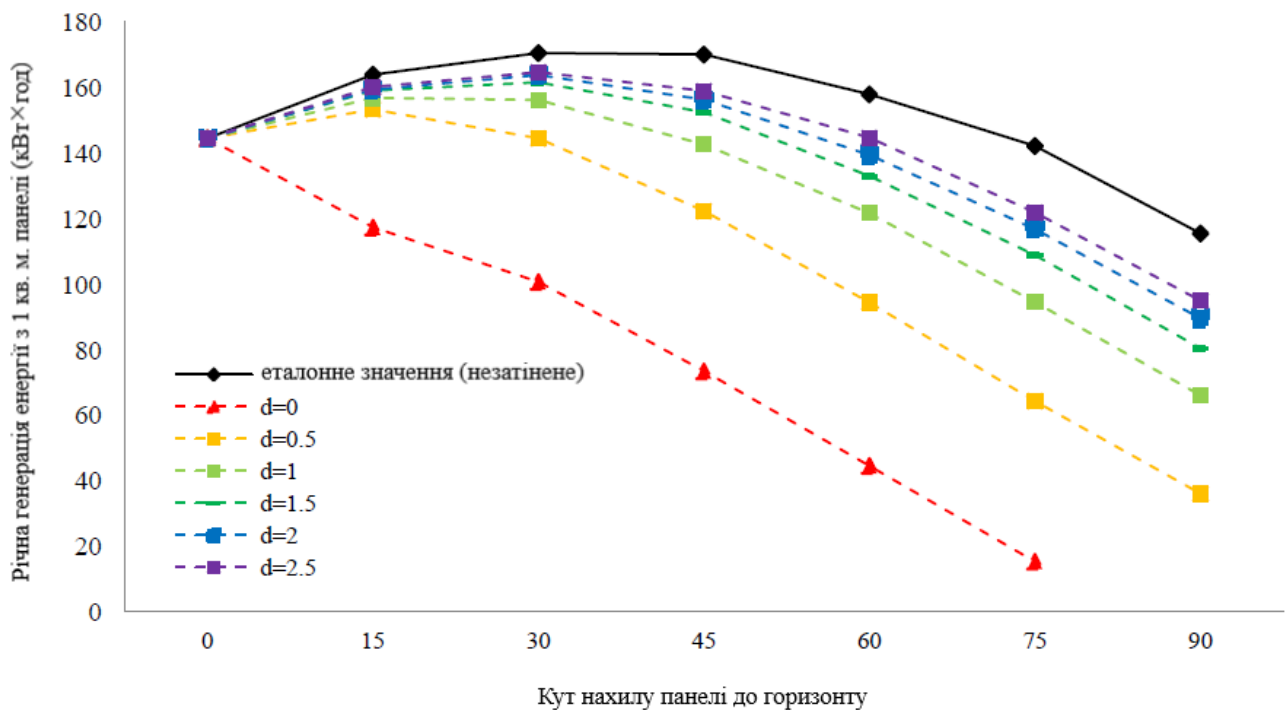


Рис. 3.3. Генерація енергії контрольним та затіненим фотомодулем у м. Лунд

Згідно з рис. 3.3, максимальна генерація електроенергії контрольним модулем досягається при куті нахилу від 30° до 45°. У таблиці 3.2 вказані відсотки генерації енергії затінених панелей від максимальної генерації. При куті нахилу рядів 0° ефект взаємного затінення відсутній. При відстані між рядами 0 метрів ефект взаємного затінення виходить максимальним, а в міру розсування рядів взаємне затінення зменшується.

Відношення генерації електроенергії до максимального значення, м. Лунд

	Контрольний модуль	Затінений модуль					
		0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
15°	96%	69%	90%	92%	93%	93%	94%
30°	100%	59%	85%	92%	95%	96%	97%
45°	100%	43%	72%	84%	89%	92%	93%
60°	93%	26%	55%	71%	78%	82%	85%
75°	83%	9%	38%	55%	64%	69%	71%
90°	68%	X	21%	39%	47%	53%	56%

3.3. Результати для міста Маямі

Результати моделювання для м Маямі представлені на рис. 3.4.

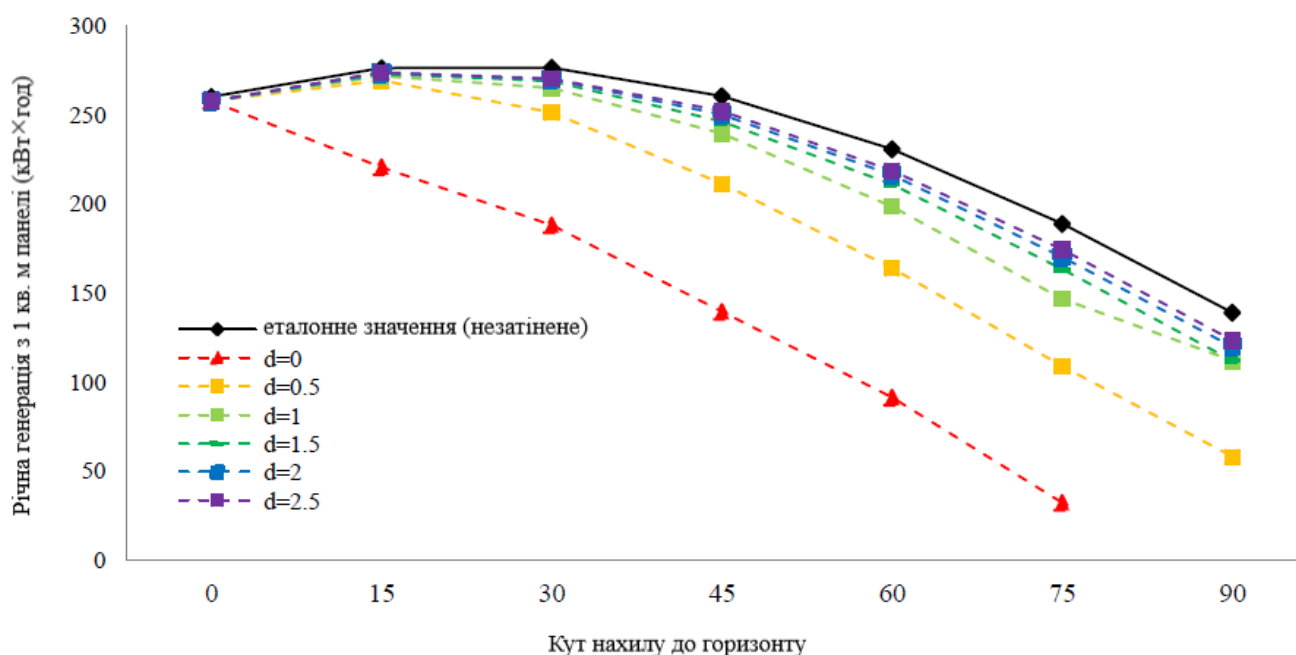


Рис. 3.4. Генерація енергії контрольним та затіненим фотомодулем у м. Маямі

Контрольний модуль в Маямі дає максимальну генерацію при куті нахилу 30°. У таблиці 3.3 вказані відсотки генерації затінених панелей від максимальної генерації електроенергії. Ефект взаємного затінення через малу відстань між рядами виявився незначним при низьких кутах нахилу рядів, що пов'язано з більш високим положенням сонця над Маямі.

Таблиця 3.3

Відношення генерації електроенергії до максимального значення, м. Маямі

	Контрольний модуль	Затінений модуль					
		0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
15°	100%	80%	97%	98%	99%	99%	99%
30°	100%	68%	91%	96%	97%	98%	98%
45°	94%	50%	76%	87%	89%	90%	91%
60°	83%	33%	59%	72%	76%	78%	79%
75°	68%	12%	39%	53%	59%	62%	63%
75°	50%	X	21%	40%	40%	43%	45%

Порівняння результатів для Лунда і Маямі показує, що ефект взаємного затінення в Маямі є меншим, ніж в Лунді. В основному це пов'язано з різницею у висоті сонця над горизонтом в даних георгафічних точках: в Лунді висота сонця коливається між 11° (січень) і 58° (липень), тоді як в Маямі висота сонця буває від 41° (січень) до 87° (липень). Крім того, на результати може впливати співвідношення між прямим і розсіяним випромінюванням, хоча, відповідно до таблиці 3.4, значна різниця між двома георгафічними пунктами спостерігається тільки в зимові місяці.

Таблиця 3.4

Відношення розсіяного випромінювання до глобального випромінювання
для м. Лунд та м. Маямі

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік
Маямі	0,41	0,40	0,42	0,41	0,47	0,54	0,52	0,52	0,52	0,48	0,45	0,42	0,47
Лунд	0,73	0,69	0,52	0,43	0,45	0,46	0,52	0,50	0,52	0,58	0,68	0,78	0,50

3.4. Генерація електроенергії

Моделювання, описане в пунктах 3.1 та 3.2, дало важливу інформацію для проектування системи, особливо за такими параметрами, як *кут нахилу панелей і відстань між рядами*. Дані параметри, в свою чергу, впливають на число рядів панелей, які можна розмістити на поверхні даху.

Генерація системи в цілому була розрахована виходячи з: енергогенерації 1-го незатіненого ряду панелей + енергогенерація *n* затінених рядів (число *n* залежить від того, скільки рядів поміщається на даху). У таблиці 3.1 представлені дані по загальній площі системи при різних значеннях вищевказаних параметрів. Енергогенерація системи в цілому показана в таблиці 3.5, де найвищі показники генерації виділені жирним шрифтом (найвища можлива генерація системи = 1).

Таблиця 3.5

Відносна генерація електроенергії всією системою

Лунд	0	0,5	1	1,5	2	2,5
0°	1,00	0,67	0,50	0,40	0,34	0,29
15°	0,83	0,71	0,55	0,45	0,37	0,32
30°	0,80	0,72	0,58	0,46	0,39	0,34
45°	0,71	0,70	0,58	0,47	0,40	0,34
60°	0,62	0,65	0,56	0,46	0,38	0,34
75°	0,41	0,59	0,52	0,43	0,36	0,31
90°	X	0,50	0,45	0,37	0,31	0,26

Маямі	0	0,5	1	1,5	2	2,5
0°	1,00	0,67	0,50	0,40	0,34	0,29
15°	0,88	0,70	0,53	0,43	0,36	0,31
30°	0,84	0,71	0,55	0,43	0,36	0,31
45°	0,76	0,68	0,54	0,43	0,36	0,30
60°	0,71	0,63	0,51	0,41	0,33	0,29
75°	0,48	0,56	0,45	0,36	0,29	0,25
90°	X	0,45	0,43	0,29	0,23	0,19

Як в Лунді, так і в Маямі, найкраще розміщувати ФЕ модулі під кутом 0° на відстані 0 метрів між рядами. Хоча кут нахилу 0° знижує річну генерацію на 15 % (Лунд) і 7 % (Маямі) в порівнянні з оптимальним кутом нахилу, дуже важливу роль відіграє те, що ряди не затіняються (тобто ефект взаємного затінення дорівнює 0). У міру збільшення відстані між рядами можна бачити, що найкращий кут нахилу – це оптимальний для обох географічних точок ($30-45^\circ$ в Лунді і 30° в Маямі). При аналізі сонячного випромінювання в містах, потенціал розміщених на дахах ФЕ систем часто розраховується шляхом множення площі поверхні на рівень іррадіації в даній місцевості. Однак такий метод лише частково коректний і годиться тільки для випадків, коли відстань між рядами дорівнює 0. Вже при відстані між рядами 0,5 м загальна генерація електроенергії системою знижується на 28% у м. Лунд та на 30% у м. Маямі в порівнянні з кутом нахилу 0° та відстанню між рядами 0 м.

Для великих ФЕ систем дуже важливо розраховувати не тільки генерацію енергії, адже інвесторів також цікавлять інвестиційні витрати і терміни окупності. Як видно з таблиць 3.1 і 3.4, системи з малою відстанню між рядами (або рівним 0) дають більше кВт×год, але вимагають більшої площі для розміщення модулів (а тому і більших витрат на інвестування). При розрахунку термінів окупності враховуються обидва аспекти – вартість виробництва електроенергії і інвестиційні витрати. Система з коротким терміном окупності часто не забезпечує досягнення максимальної генерації електроенергії.

3.5. Витрати і доходи від системи

Витрати на установку і обслуговування ФЕ систем залежать від їх призначення (житлове, комерційне, комунальне), а також від розміру системи. На рисунку 3.5 представлені ціни на встановлену ФЕ систему [63]. Ефект «економії на масштабах» чітко простежується (всі лінії являють собою логарифмічну функцію). В даному дослідженні витрати на ФЕ систему були розраховані виходячи з розміру системи та її комерційного призначення.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Велика ФЕ система, швидше за все, буде поставляти генеровану електроенергію в загальну мережу. Системи середнього розміру, наприклад в багатоквартирних будинках, як правило, живлять електроенергією як саму будівлю, на якій вони розміщені, так і загальну мережу.

Огляд цін на електроенергію в деяких країнах Європи (найвищі – в Данії, найнижчі – в Естонії) і в США [64] (див. таблицю 3.6) потрібен для розрахунку річних доходів і термінів окупності. За допомогою системи річного «чистого вимірювання» (що дозволяє споживачам, у яких є власні ФЕ системи, проводити взаємозалік споживаної і вироблюваної електроенергії, незалежно від того, чи узгоджується період генерації з періодом споживання [65]) можна легко розраховувати кількість зекономленої енергії в грошовому еквіваленті.

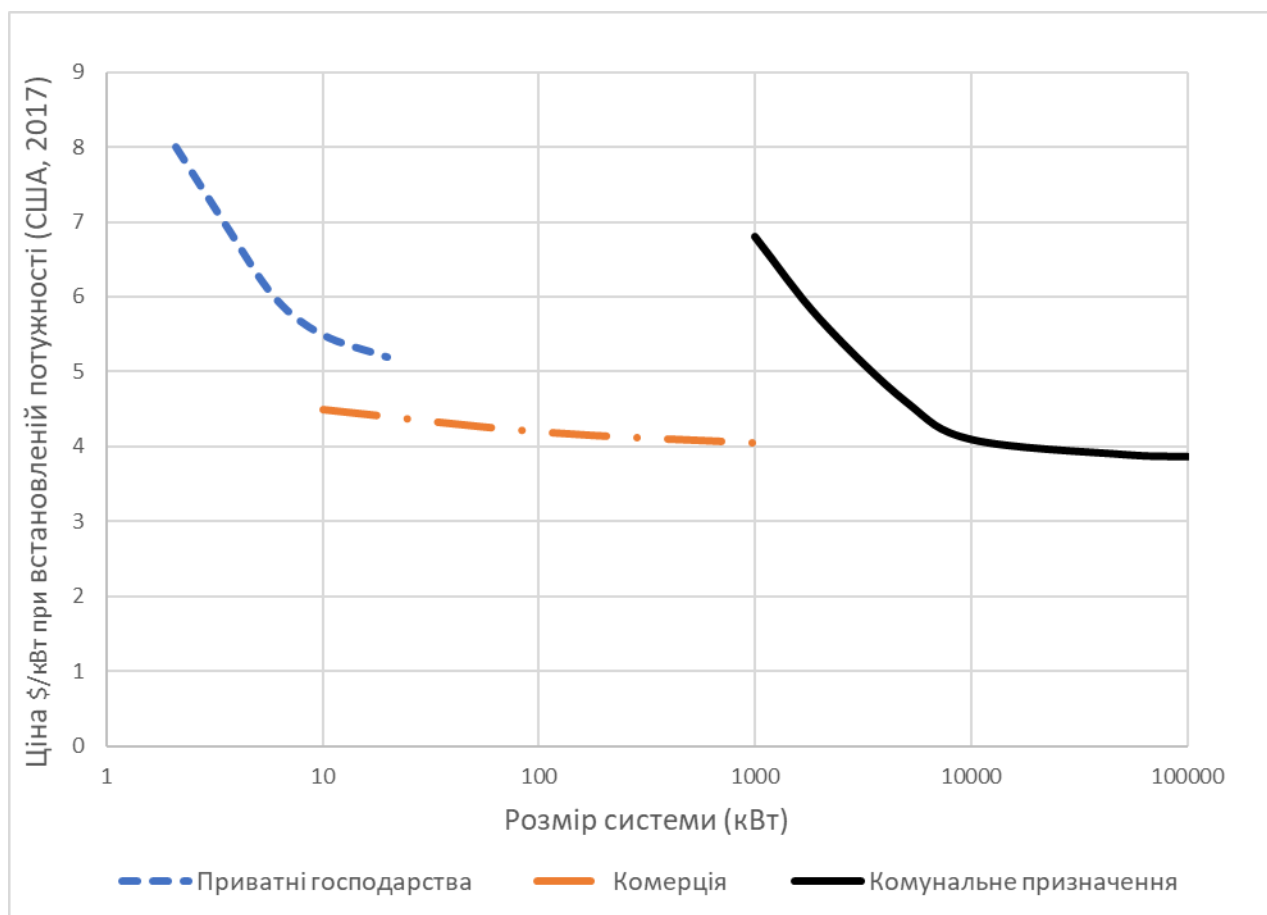


Рис. 3.5. Ціни на встановлену ФЕ систему для житлового, комерційного та комунального призначення

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для випадків продажу всієї електроенергії в мережу, в таблиці 3.6 [66] представлений огляд поточних зелених тарифів. При цьому було зроблено припущення, що на інвестиційні витрати по системі не повинні були сплачуватися відсотки.

Таблиця 3.6

Країна	Ціна за 1 кВт×год електроенергії	Країна	Тариф на генеровану енергію, за 1 кВт×год
Естонія	0,10	Австрія	5-20 кВт = €0,39 >20кВт = €0,3388
США	0,10	Данія	€0,0831
Швеція	0,20	Німеччина	0-10 кВт = €0,20
Данія	0,30		10-40 кВт = €0,19

Для визначення оптимального дизайну ФЕ системи в м. Лунд в таблиці 3.7 представлено огляд термінів окупності такої встановленої на даху системи при різних ключових параметрах.

Таблиця 3.7

Таблиця окупності при ціні зеленому тарифі 0,2 євро за кВт×год

Лунд	0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	16	16	16	16	16	16
15°	20	15	15	15	15	15
30°	23	16	15	15	14	14
45°	31	19	16	15	15	15
60°	50	24	19	18	17	16
75°	144	35	24	21	20	19
90°	X	63	35	29	26	25

Таблиця окупності при ціні зеленому тарифі 0,5 євро за кВт×год

Лунд	0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	6	6	6	6	6	6
15°	8	6	6	6	6	6
30°	9	6	6	6	6	6

45°	12	8	7	6	6	6
60°	20	10	8	7	7	7
75°	57	14	10	9	8	8
90°	X	25	14	12	10	10

При збереженні поточних цін на електроенергію в Лунді (1 кВт-год = 0,2 євро), найкоротшого терміну окупності можна досягти, встановивши ряди панелей на відстані більше 2 метрів один від одного, при куті нахилу рядів 30 °. Якщо ціна на електроенергію і/або зелений тариф виросте (1 кВт-год = 0,5 євро), то аналогічних результатів можна буде досягти і при ряді інших поєднань ключових параметрів.

У зв'язку з більш високим рівнем іррадіації в Маямі умови для установки ФЕ систем більш сприятливі, ніж в Лунді.

В таблиці 3.8 вказані терміни окупності системи при різних її параметрах в Маямі. Як при нинішніх цінах на електроенергію, так і в разі їх підвищення, найкраще встановлювати ФЕ модулі під кутом 15° на відстані не менш як 0,5 метра один від одного.

При проектуванні ФЕ системи не можна ігнорувати ефекти взаємного затінення. Однак слід мати на увазі, що при збільшенні відстані між рядами панелей взаємне затінення зменшується і тим самим збільшується генерація електроенергії, але при цьому скорочується число рядів панелей, які можна розмістити на даху. Як наслідок, виникає питання: що важливіше – короткий термін окупності або максимально можлива генерація електроенергії (або ж якийсь баланс між цими двома показниками)?

Ціни на електроенергію з роками зростають. В таблицях 3.7 і 3.8 показано, що при зростанні цін на електроенергію кут нахилу панелей і відстань між рядами стають менш важливими. Тому більше не потрібно буде стояти перед вибором, адже параметри системи, при яких буде досягатися висока генерація енергії, також стають економічно доцільними.

Таблиця окупності системи у Маямі при тарифі 0,1 Євро за 1 кВт×год

Маямі	0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	18	18	18	18	18	18
15°	21	17	17	17	17	17
30°	24	18	18	18	18	18
45°	33	22	19	19	19	19
60°	50	28	23	22	22	22
75°	138	42	32	29	28	27
90°	X	78	41	42	39	38

Таблиця окупності системи у Маямі при тарифі 0,5 Євро за 1 кВт×год

Маямі	0 м	0,5 м	1 м	1,5 м	2 м	2,5 м
0°	4	4	4	4	4	4
15°	4	3	3	3	3	3
30°	5	4	4	4	4	4
45°	7	4	4	4	4	4
60°	10	6	5	4	4	4
75°	28	8	6	6	6	5
90°	X	16	8	8	8	8

В подальшому було б дуже корисним проаналізувати місячну генерацію системи в цілому, розраховавши генерацію енергії за кожним календарним місяцем окремо, адже ціни на електроенергію в Швеції розрізняються по місяцях.

Можливо, таке додаткове дослідження дасть інші оптимальні параметри системи (кут нахилу і відстань між рядами). Крім того, є сенс доопрацювати додаток Grasshopper (середовища, де Rhino підключається до DIVA-for-Rhino), щоб можна було визначати найбільш оптимальні кут нахилу і відстань між рядами для конкретної даху. Це полегшило б для архітекторів процес прийняття рішень при проектуванні.

Висновки до розділу

В ході даного дослідження були вивчені технічні та економічні наслідки взаємного затінення модулів в ФЕ системах.

У першій частині було порівняно незатінений модуль із затіненим при різних відстанях між рядами і кутах нахилу. Результати показали, що при відстані між рядами менше 1 метра значно скорочується генерація електроенергії модулем.

Ряди модулів, розміщені на більшій відстані один від одного, також дають менше вироблення електроенергії в порівнянні з незатемненими модулями, але на них менше впливає взаємне затінення (менш ніж на 10%). Ефект взаємного затінення більш виражений в Лунді, ніж в Маямі, в основному за рахунок більшої висоти Сонця над горизонтом в Маямі протягом всього року.

У другій частині даного дослідження змодельовано генерацію енергії і терміни окупності ФЕ системи на плоскому даху розміром 1 м x 100 м. Результати показали, що енергетичний потенціал системи, що встановлюється на даху неможливо розрахувати простим множенням площі даху на рівень іррадіації, і що в рівнянні необхідно також враховувати коефіцієнт конверсії.

Даний коефіцієнт конверсії (див. таблицю 3.5) залежить від: а) кута нахилу модулів, б) відстані між рядами модулів, в) розташування, і варіюється від 0,26 до 1. Коефіцієнт конверсії в повній мірі враховує те, що більша відстань між рядами збільшує генерацію енергії кожним рядом, але зменшує число модулів, які можна розмістити на даху. Найкраща конфігурація системи створюється при куті нахилу 0° і відстані між рядами 0 метрів.

Крім генерації енергії ФЕ системи, були також розраховані терміни окупності такої системи при її установці на плоскому даху. Дохід від виробництва електроенергії розраховувався за обсягом економії на витратах або за сумою коштів, отриманих від поставки електроенергії в загальну мережу.

При поточних цінах на електроенергію в Європі і США, найкоротшого терміну окупності системи можна досягти при куті нахилу модулів 15° в Маямі і 30° в Лунді. Зростання цін на електроенергію з роками зробить дані ключові

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

параметри менш чутливими, тобто при різних поєднаннях параметрів (кута нахилу і відстані між рядами) можна буде досягати однакових термінів окупності. Ухвалення правильного рішення по куту нахилу і відстані між рядами модулів в великих ФЕ системах вкрай важливо, але не завжди просто.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4
БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ,
ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1. Класифікація та параметри електромагнітного випромінювання

Електромагнітне випромінювання (ЕМВ) існує з початку історії. У природному середовищі існують геостатичні магнітні поля, електричні поля атмосфери Землі та низькочастотні магнітні поля. Розвиток науки і техніки на межі ХІХ-ХХ століть призвів до масового використання електричної енергії в усіх сферах економіки і в господарствах, а також до використання електромагнітних хвиль різних частот в бездротовому зв'язку (рис. 4.1). Штучні ЕМВ є глобальними і люди піддаються впливу складних випромінювань, що складаються з різних частот. Працівники чи просто користувачі, які експлуатують та використовують даного робу пристрої, можуть піддаватися відносно високому впливу ЕМВ; тому умови їх опромінення цими хвилями повинні контролюватися.

Повсюдна присутність ЕМВ в робочому середовищі вимагає від персоналу, працівників, інспекторів та працівників визначити джерела та характеристики генерованих полів, оцінити рівень опромінення працівників в контексті охорони праці та допустимих нормованих доз та за необхідності зменшити виявлені небезпеки. Принцип уникнення непотрібного опромінення означає обмеження впливу ЕМВ там, де це можливо. Найвищий пріоритет слід присвоїти технічним заходам, спрямованим на усунення або зниження рівня ЕМВ в безпосередній близькості від експлуатуючих приладів. Виявлення та оцінка електромагнітних небезпек при проектуванні пристроїв, проектуванні та організації робочого місця для зниження цих рівнів є найбільш ефективними методами, з точки зору як зниження витрат на захисні заходи, так і підвищення їх ефективності.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Боднар В.С.			БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Козак К.М.					52	67
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						



Рис. 4.1. Приклади джерел електромагнітного поля:

Частота змінного в часі ЕМВ необмежена. Електромагнітний спектр (рис. 4.2) включає поля та випромінювання різних частоти та біофізичні властивості, такі оптичне випромінювання, а також рентгенівське, гамма та космічне випромінювання (іонізуюче випромінювання). У охороні праці термін *електромагнітне* поле використовується для опису статичних електричних і статичних магнітних полів (незмінних в часі) і мінливих в часі полів з частотою менше 300 ГГц, тобто полів, що виробляються джерелами з довжиною хвилі понад 1 мм. Таке випромінювання не може бути безпосередньо сприйняте людськими чуттями і не викликає іонізацію середовища, де воно поширюється.

Властивості ЕМВ зазвичай аналізуються відносно двох його компонентів: електричного та магнітного полів. Магнітне поле присутнє навколо рухомих електричних зарядів (створення електричного струму) або в результаті намагніченості деяких матеріалів.

Електричне поле існує як навколо рухомих, так і нерухомих зарядів. Рівень опромінення зазвичай описується силою електричного поля (E), силою магнітного поля (H), і частотою (f), присутніх на робочому місці (що впливають на тіло працівника) полів. Рівень електромагнітної небезпеки залежить від поляризації і просторового розподілу поля по відношенню до людського тіла і взаємозв'язку між силою електричного поля і магнітним полем.

					КРБ 19-047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

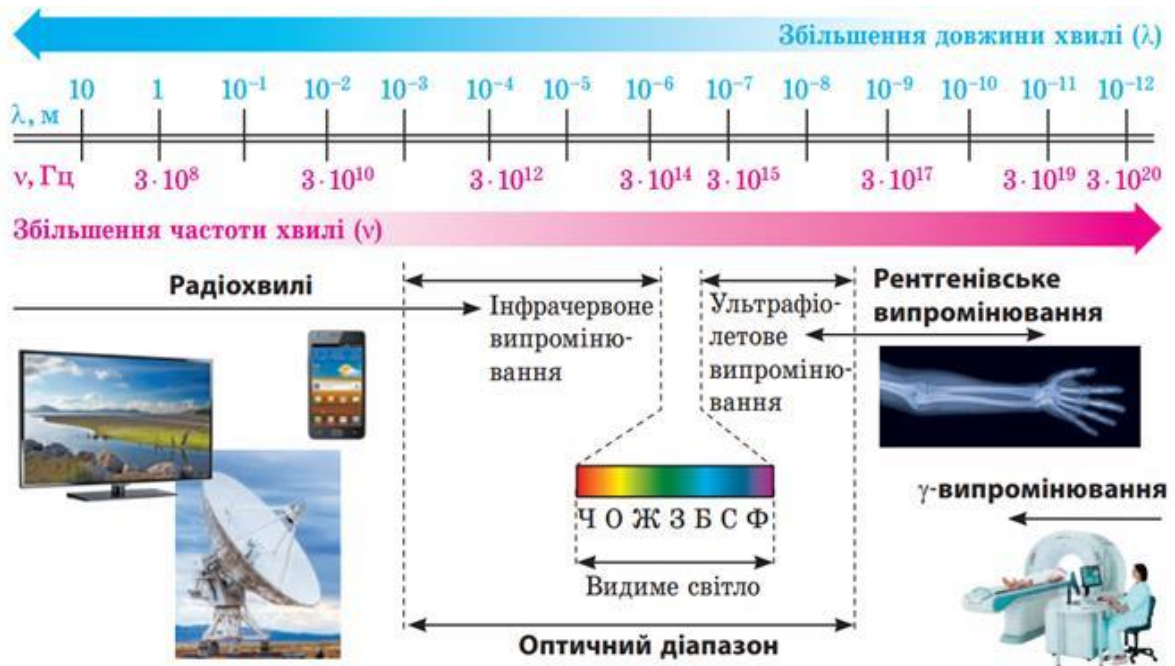


Рис. 4.2. Спектр електромагнітного випромінювання

Енергія електричних полів впливає як на рухомі, так і на нерухомі заряди, тоді як магнітні поля впливають тільки на рухомі заряди. Статичне електричне поле присутнє навколо нерухомих зарядів, а статичне магнітне поле існує в безпосередній близькості від провідників постійного струму або постійних магнітів.

4.2. Вплив електромагнітного поля на організм людини

ЕМВ може впливати на організм людини прямо або опосередковано через інші об'єкти, які її теж поглинають, відбивають чи перевипромінюють і, відповідно, теж впливають на організм людини.

Більшість непрямих ефектів викликані при контакті зі струмом, який протікає через тіло людини, що торкається металевого предмета з іншим електричним потенціалом. Різниця потенціалів є результатом впливу ЕМВ. Це явище пов'язане з небезпекою серйозних опіків та потребує уваги в областях частот менше 100 МГц, тоді як у випадку полів частотою нижче 100 кГц він може стимулювати електрично чутливі тканини, такі як м'язи або нерви, і викликати біль.

ЕМВ також може бути небезпечним для людей через вплив на технічну інфраструктуру, оскільки індуковані ЕМ хвилями струми в різноманітних пристроях можуть викликати перешкоди в автоматичному контролі пристроїв або детонації електрично керованого вибухового обладнання. Займання легкозаймистих або вибухових матеріалів іскрами, що виробляються потоком індукованих струмів або розрядом електростатичного заряду також може призвести до пожеж і вибухів. Струми, що протікають через організм, також можуть перешкоджати функції активних медичних та механічних імплантатів.

ЕМВ зазвичай не сприймаються людськими органами чуття. У деяких ситуаціях, однак, ЕМВ можна відчутти безпосередньо. Наприклад, в сильних магнітних або електричних полях низьких частот (кілька або десятки герц) у людини можуть бути візуальні відчуття, звані магніто- або електрофосфенами. Вплив імпульсних мікрохвильових полів може викликати слухові відчуття [67].

До прямих наслідків впливу ЕМВ можна віднести стимуляцію електрично чутливих тканин в результаті потоку струмів, індукованих безпосередньо в організмі і нагрівання тканин, в тому числі до серйозних опіків, викликаних поглиненою енергією поля.

Наслідки впливу різних ЕМВ на людське здоров'я поки не встановлені [68]. Існують наступні механізми взаємодії людини з ЕМВ, а саме:

1) Налагоджені механізми взаємодії людини з ЕМВ. Сюди відносять зміну активності синапсу шляхом поляризації мембран; збудження периферичних нервів і м'язових клітин деполяризацією; електропорація; резистивне нагрівання; мікрохвильовий слуховий ефект (ефект Фрея) та магнітогідродинамічний ефект.

2) Запропоновані механізми взаємодії людини з ЕМВ, а саме: просторову або часову стільникову інтеграцію; стохастичний, плазмонний, іонний та ядерно-магнітний резонанс; температурну медіацію мембранного іонного транспорту; Ca^{2+} коливання та механізм радикальних пар.

Також можуть з'явитися інші небажані ефекти, які значно знижують працездатність. Такі ефекти можуть включати запаморочення, магнітофосфени, нудоту, металевий смак в роті, а також труднощі з координацією очей і рук [69].

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виробничий вплив ЕМВ протягом багатьох років може вплинути на здоров'я та здатність працювати. Поки що результати досліджень не виключили можливості несприятливих наслідків для здоров'я від хронічного опромінення, особливо до ЕМВ високого рівня. Можливі несприятливі наслідки для здоров'я включають розвиток пухлин або збої серцево-судинної, нервової та імунної систем. Дослідження тривають і в цьому відношенні.

4.3. Ризики пожежної безпеки та їх вирішення у сонячних фотоелектричних системах

Загалом, фотоелектричні системи є безпечними, надійними і за своєю суттю не є небезпечними для людей або майна. Однак важливо пам'ятати, що під час світлої пори доби фотоелектричні панелі отримують багато енергії, тому по кабелях протікає напруга з постійним струмом. Якщо не вжити належних запобіжних заходів цей струм може становити ризик ураження для монтажників, обслуговуючого персоналу та пожежників.

В процесі монтажу підключаються фотомодулі, які мають вихідну напругу 30-60 В. Хоча напруга на одній панелі може бути безпечною, підключення декількох модулів в лінію створює високу напругу, що може бути небезпечним для робітників під час встановлення системи. Як тільки модулі з'єднані, напруга може досягати 1500 В постійного струму. Після підключення ліній до інвертора, фотоелектрична система буде працювати при цих високих напругах. Відключення головного вимикача призведе до вимкнення інвертора, але не призведе до вимкнення напруги, яка залишатиметься високою при денному світлі. Це означає, що під час виконання функцій монтажу або експлуатації та технічного обслуговування, персонал може зазнати впливу цих високих напруг. Інший проблемний сценарій – це малоймовірний випадок пожежі. На сьогодні повідомляється про невелику кількість таких пожеж, але в більшості з них зазначено, що фотоелектрична система не була причиною пожежі.

Підходячи до місця пожежі з фотоелектричними системами, пожежники усвідомлюють, що система отримує високу напругу постійного струму доти,

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поки на панелі падає сонячне проміння. Хоча пожежники відключають подачу електромережі як запобіжний захід перш ніж отримати близький доступ до гасіння пожежі, додаткові заходи все одно можуть знадобитися.

Завдяки підвищенню обізнаності щодо безпеки в поєднанні зі зростаючими ринками фотоелектричної енергії, пожежні управління, страхові компанії та комунальні компанії по всьому світу вимагають більш жорстких норм безпеки. Експерти в галузі електробезпеки, фотоенергетики, пожежної безпеки та страхування спільно працюють над розробкою кодексів безпеки фотоенергетики. Наприклад, Німеччина, лідер ринку вимог щодо безпеки фотоелектричних систем, впровадила VDE 2100-712 для безпеки у випадках пожежогашіння або технічного обслуговування для захисту від ураження електричним струмом. Посібник містить рекомендації щодо планування та спорудження фотоелектричних систем на будівлях для запобігання небезпечним напруженням дотику у разі відмови захисних заходів типу «подвійна або посилена ізоляція» (наприклад, у випадку пожежі).



Рис. 4.3. Пожежа на даху будинку з сонячними панелями

Задовольнити зростаючі стандарти безпеки за допомогою традиційних лінійних інверторів може бути складно і дорого, оскільки вони не можуть зменшити напругу постійного струму, навіть якщо вони вимкнені. Тому силова електроніка на рівні модулів, таких як оптимізатори потужності, виступає ефективним рішенням. Наприклад, у системах SolarEdge замикання на землю створить реакцію несправності ізоляції, яка призначена для зупинки системи. Не тільки відключення інвертора, але оптимізатори потужності призначені для вимкнення та переходу системи в безпечний режим, зменшуючи струм до 0 А. У

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

разі другої несправності система SolarEdge спроектована так, щоб мінімізувати ймовірність протікання зворотного струму, що згодом знижує ризик пожежі.

Оскільки все більше користувачів приймають сонячну енергію як джерело для своїх енергетичних потреб, галузь залишається зосередженою на підвищенні безпеки цих систем. На сьогоднішній день фотоенергетика вирішила ці проблеми, розробляючи все більш жорсткі стандарти безпеки та спираючись на економічно ефективні інноваційні технології. По мірі того, як технологія продовжує прогресувати, важливо розуміти місцеві стандарти безпеки, задовольняти потреби власника системи та вивчати наявні продукти на ринку при плануванні таких систем, щоб забезпечити максимальну безпеку.

Висновки до розділу

Фотоелектричні модулі складаються з полімерних матеріалів, які можуть реагувати на спалах вогню в будівлі. Це означає, що модулі горючі незалежно від їх виробника та конструкції. Скляні модулі виділяють менше тепла та димових газів при згоранні через нижчий вміст полімеру. Горіння модулів може тривати навіть якщо спалах джерело вогню в будівлі було ліквідовано. Поблизу на місці, де встановлені фотоелектричні модулі, для подолання надзвичайних ситуацій повинні бути вогнегасники. Фотоелектрична система може бути джерелом спалаху і, можливо, виділяти велику кількість тепла в разі виникнення несправності. Незважаючи на те, що пожежі, спричинені фотоелектричними модулями, не є досить поширеними і майже не спостерігаються, персонал повинен бути професійно підготовлений для боротьби з серйозними ризиками, які можуть забрати життя та майно.

Слід застосовувати ефективні стратегії для запобігання майбутнім пожежам, підкреслюючи можливі причини пожежі, перелік матеріалів, які можуть легко загорітись і пришвидшити поширення вогню. У випадках відмови подачі змінного струму в будівлю інвертори спочатку призначені для автоматичного відключення.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Часткове затінення було визначено як однією з основних причин зниження енергогенерації фотоелектричними системи. Вплив застосованої конфігурації системи на вихід енергії частково затінених масивів широко обговорювався. Тим не менше, все ще існує багато плутанини, особливо щодо оптимальної конфігурації для таких систем.

В університеті міста Левен, що у Бельгії, була встановлена фотоелектрична система потужністю 5 кВт. Система складається з трьох незалежних підсистем: центрального, лінійного інвертора та ряду модулів змінного струму. Протягом року частини фотоелектричного масиву затінені рослинністю та іншими навколишніми перешкодами. Були зафіксовані розміри тіньових перешкод та оцінені очікувані тіньові втрати за допомогою різних підходів. За результатами майже 2-річного аналітичного моніторингу проводилась оцінка фотоелектричної системи з урахуванням тіньових втрат та її залежності від обраної конфігурації.

Результати показують, що, коли перешкоди неправильної форми знаходяться близько до фотоелектричних модулів, то змодельовані втрати від затінювання получаются досить неточними. У панелях, які в основному страждають від зменшення видимого горизонту перешкодами, що знаходяться далеко від фотоелектричного масиву, моделювання дає хороші результати. Суттєвих відмінностей щодо переносимості тіні різних типів інверторів чи їх надмірних втрат при довгих рядах масивів модулів не вдалося підтвердити для досліджуваної системи. Проте негативний вплив часткового затінення на продуктивність масиву панелей не можна недооцінювати.

Для того, аби сучасні міста ставали дедалі більш енергоефективними, наше міське середовище має не тільки споживати енергію, а й виробляти її. Плоскі дахи вельми зручні для розміщення фотогальванічних систем з виробництва

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Боднар В.С.						
Керівник		Козак К.М.					59	67
Консульт.		Козак К.М.				ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТзс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.						
Затверд.		Тарасенко М. Г.						

відновлюваної енергії, але провести точну оцінку енергетичного потенціалу конкретної системи не так вже й просто. Важливими конфігураційними параметрами ФЕ систем є кут нахилу і відстань між рядами, адже обидва ці параметри впливають на взаємне затінення.

В ході даного дослідження були вивчені технічні та економічні наслідки взаємного затінення ФЕ модулів. У першій частині було здійснено порівняння незатіненого модуля із затіненим при різних відстанях між рядами і кутах нахилу, а у другій частині змодельовано генерацію енергії та терміни окупності ФЕ системи на плоскому даху. При наявності взаємного затінення спостерігалось значне зниження генерації енергії, а максимальної генерації вдалося досягти при куті нахилу 0° і відстані між рядами 0 метрів. Розрахунок окупності показав, що з урахуванням майбутнього зростання цін на електроенергію економічно вигідними можуть бути і інші значення кута нахилу і відстані між рядами.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Decker. B., Jahn, U., 1997. Performance of 170 grid connected PV plants in northern Germany—analysis of yields and optimization potentials. Solar Energy 59, 127-133.
2. Kurokawa, K., Sugiyama, H., Uchida, D., 1997b. Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese field test program. In: Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, pp. 1249-1252.
3. Spirito, P., Albergamo, V., 1982. Reverse bias power dissipation of shadowed or faulty cells in different array configurations. In: Proceedings of the 4th EC PV Solar Energy Conference, Stresa, pp. 296-300.
4. Kovach, A.M., 1995. Effect of Partial Shading on the Energy Performance of Photovoltaic Arrays Integrated onto Buildings. VDI-Verlag, Dusseldorf.
5. Alonso, M.C., Chenlo, F., 1998. Experimental study of reverse biased silicon solar cells. In: Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC, Vienna, pp. 2376-2379.
6. Danner, M., Bucher, K., 1997. Reverse characteristics of commercial silicon solar cells—impact on hot spot temperatures and module integrity. In: Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, pp. 1137-1140.
7. Laukamp. H., Danner, M., Bucher, K., 1999. Sperrkennlinien von Solarzellen und ihr Einfluss auf Hot-Spots. In: Proceedings of the 14th Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, pp. 414-419.
8. Arnett, J.C., Gonzales, C.C., 1981. Photovoltaic module hot spot durability design and test methods. In: Proceedings of the 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Kissimmee, pp. 1099-1105.
9. Bhattacharya, G., Neogy, C., 1991. Removal of the hot-spot problem in photovoltaic modules and arrays. Solar Cells 31, 1-12.
10. IEC 61215 (1993). Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules –

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ						
					ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ						
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Боднар В.С.							Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Козак К.М.								61	67
Консульт.		Козак К.М.							ТНТУ, ФПТ, гр. ЕТЗс-42		
Н. Контр.		Вакуленко О. О.									
Затверд.		Тарасенко М. Г.									

design qualification and type approval.

11. Hermann, W., Wiesner, W., Vaassen, W., 1997. Hot spot investigations on PV modules—new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. In: Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, pp. 1129-1132.

12. Hermann, W., Adrian, M., Wiesner, W., 1998. Operational behaviour of commercial solar cells under reverse biased conditions. In: Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC, Vienna, pp. 2357-2359.

13. Hermann, W., Alonso, M.C., Boehmer, W., Wambach, K., 2001. Effective hot-spot protection of PV modules—characteristics of crystalline silicon cells and consequences for cell production. In: Proceedings of the 17th EC PV Solar Energy Conference, Munich, pp. 1646-1649.

14. Knaupp, W., 1997. Evaluation of PV module designs at irregular operation conditions. In: Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA. pp. 1235-1238.

15. Laukamp, H., Kresse, A., Leithold, W., 1998. PV-Module ohne Bypass-Dioden? In: Proceedings of the 13th Symposium Photo- voltaische Solarenergie, Staffelstein, pp. 437-442.

16. Stellbogen, D., Knaupp, W., Laukamp, H., Herrmann, W., 1998. Schutz von PV-Fassadenelementen bei Teilabschattungen. In: Proceedings of the 13th Symposium Photovoltaische Solarener- gie, Staffelstein, pp. 443-447.

17. Alonso. M.C., Herrmann. W., German, R., Boehmer, W., Wam- bach, K., 2001. Outdoor hot-spot investigation in crystalline silicon solar modules. In: Proceedings of the 17th EC PV Solar Energy Conference, Munich, pp. 638-641.

18. Suryanto Hasyim, E., Wenham, S.R., Green, M.A., 1986. Shadow tolerance of modules incorporating integral bypass diode solar cells. Solar Cells 19, 109-123.

19. Rauschenbach, H.S., 1968. Electrical output of shaded solar arrays. In: Proceedings of the 7th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Pasadena, CA, pp. 243-252.

20. Abete, A., Barbisio, E., Cane, F., 1989. A study of shading effects in

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

photovoltaic generators. In: Proceedings of the 9th EC PV Solar Energy Conference, Freiburg, pp. 240-244.

21. Quaschnig, V., Hanitsch, R., 1996a. Influence of shading on electrical parameters of solar cells. In: Proceedings of the 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Washington, DC, pp. 1287-1290.

22. Blewett, T., Home, M., Hill, R., 1997. Heliodon prediction of shading on building integrated photovoltaic systems. In: Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, pp. 1393-1396.

23. Wilshaw, A.R., Gonzalez, N.J., Blewett, T., Pearsall, N.M. 1995. Temperature and shading effects on the performance of a building integrated photovoltaic array in Newcastle upon Tyne. In: Proceedings of the 13th EC PV Solar Energy Conference, Nice, pp. 664-667.

24. Quaschnig V, Hanitsch R. (1995). Shade calculations in photovoltaic systems. Paper presented to ISES World Congress, Harare.

25. Zehner, M., 2001. Virtual assistants—market survey of PV design and simulation software. Photon Int. 4(1), 31-40.

26. Viotto. M., Esser, M., Pukrop. D., Stellbogen. D., 1997. PVcad— an integrated tool for the design of PV facades. In: Proceedings of the 14th EC PV Solar Energy Conference, Barcelona, pp. 1902-1905.

27. Skiba, M., Faller, F.R., Eikmeier, B., Ziolk, A., Unger, H., 2000. Skiameter shading analysis. In: Proceedings of the 16th EC PV Solar Energy Conference, Glasgow, pp. 2402-2405.

28. Tomori. T., Otani. K., Sakuta, K., Kurokawa. K., 2000. On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs. In: Proceedings of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, AK, pp. 1599-1602.

29. Versluis. R., Jongen, S., 2001. Optimisation of PV array geometry. In: Proceedings of the 17th EC PV Solar Energy Conference, Munich, pp. 451-453.

30. Quaschnig, V., Hanitsch, R., 1997. Erhöhung des Energieertrages von Photovoltaikanlagen durch Änderung der Modulbefestigung. In: Proceedings of the 12th Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, pp. 231-235.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

31. Decker, B., Grimmig, B., Stellbogen, D., 1998. Projektierung von Photovoltaik-Fassadenanlagen. In: Proceedings of the 13th Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, pp. 197— 204.

32. Stellbogen, D., Pfisterer, F., 1992. Ausgangsleistung von PV- Generatoren mit unterschiedlicher Orientierung und bei Teilabschattungen. In: Proceedings of the 8th Internationales Sonnenforum, Berlin, pp. 707-712.

33. Meinhardt, M., Cramer, G., 2001. Multi-string-converter: the next step in evolution of string-converter technology. In: Proceedings of the European Power Electronics Conference, Graz, Proceedings on CD-ROM.

34. Hupach U. (2002). Kriterien für gute Wechselrichter, Photon Special, pp. 46-56.

35. Lindgren, B., 2000. A PV-module oriented inverter, feeding a low voltage AC bus. In: Proceedings of the 16th EC PV Solar Energy Conference, Glasgow, pp. 2531-2534.

36. Alonso, M.C., Arribas, L.M., Chenlo, F., Cruz, I., 1997. Shading effect on a roof integrated grid-connected PV plant. In: Proceedings of the 14th EC PV Solar Energy Conference, Barcelona, pp. 1891-1894.

37. Tegtmeier, D., Nasse, W., Grochowski, J., 1997. Untersuchung des Betriebsverhaltens von Wechselrichtern in netzgekoppelten

38. Beuth, O., 1998. Vergleichende Systemanalyse netzgekoppelter Photovoltaikanlagen. Universität Hannover, Fachbereich Elektrotechnik und Institut für Solarenergieforschung, Hannover.

39. Gross, M.A., Martin, S.O., Pearsall, N.M., 1997. Estimation of output enhancement of a partially shaded BIPV array by the use of AC modules. In: Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, pp. 1381-1384.

40. Wheldon, A.E., Cherruault, J.-Y., Wheeler, S.J., Doptidis, G., 2001. Comparative performance of a central inverter and individual module inverters on a building-integrated-photovoltaic roof. In: Proceedings of the 17th EC PV Solar Energy Conference, Munich, pp. 396-400.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

41. Carlsson, P, Cider, L., Lindgren, B., 1998. Yield losses due to shading in a building integrated PV installation; evaluation, simulation and suggestions for improvements. In: Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC, Vienna, pp. 2666- 2670.

42. Woyte. A., Belmans, R., Neyens, J., Nijs, J., Coppys, W., De Gheselle, L., 2000. Case study of a building-integrated photovoltaic system with modular electrical design. In: Proceedings of the Conference UIE Electricity for a Sustainable Urban Development, Lisbon, pp. 307-314.

43. Knaupp, W., Schckulin, D., Voigtliinder, I., Bleil, A., Binder, C., 1996. Operation of a 10 kW PV facade with 100 W AC photovoltaic modules. In: Proceedings of the 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Washington, DC, pp. 1235— 1238.

44. Marsman, H., Kil, A.J., Hoekstra, K.J., Burges, K., Hommerson, J.R., Oldenkamp, H., 1998. Design and operational experience with small and medium sized inverters in The Netherlands. In: Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC, Vienna, pp. 1987-1993.

45. Haberlin, H., 2001. Evolution of inverters for grid connected PV-systems from 1989 to 2000. In: Proceedings of the 17th EC PV Solar Energy Conference, Munich, pp. 426-430.

46. Woyte, A., Belmans, R., Nijs, J., Verbeeck, L., Lemmens, J.P., 2001. Optimised application of grid-connected photovoltaics. In: Power-Gen Europe 2001, Brussels, Proceedings on CD- ROM.

47. Viotto M., Giese H., Hertenstein A., Hail E., Kunz E., Funlan P, Pukrop D., Esser M., Langer C., Stellbogen D., Geyer D. (2000). Hilfe zu PVcad. PVcad 1.2.1, Help file, <http://www.iset.uni-kassel.de/pvcad/>, accessed 31 March 2003.

48. Quaschnig, V, Hanitsch, R., 1998a. Increased energy yield of 50% at flat roof and field installations without optimized module structures. In: Proceedings of the 2nd World Conference on PVSEC, Vienna, pp. 1993-1996.

49. Haberlin, H., Beutler, Ch., 1995. Normalized representation of energy and power for analysis of performance and on-line error detection in PV systems. In:

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Proceedings of the 13th EC PV Solar Energy Conference, Nice, pp. 934-937.

50. Meinhardt, M., Cramer, G., 2001. Multi-string-converter: the next step in evolution of string-converter technology. In: Proceedings of the European Power Electronics Conference, Graz, Proceedings on CD-ROM.

51. United Nations, World Urbanization Prospects, in the 2011 revision (highlights), Department of Economic and Social Affairs, Editor 2012, United Nations: New York.

52. POLIS, Identification and mobilization of solar potentials via local strategies. Guidelines based on the experiences of pilot actions., 2012, Intelligent Energy Europe.

53. Grewal, P.S. and P.S. Grewal, Can cities become self-reliant in energy? A technological scenario analysis for Cleveland, Ohio. Cities.

54. Strzalka, A., et al., Large scale integration of photovoltaics in cities. Applied Energy, 2012. 93(0): p. 413-421.

55. Kornelakis, A. and Y. Marinakis, Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO. Renewable Energy, 2010. 35(6): p. 1333-1341.

56. Halasah, S.A., D. Pearlmutter, and D. Feuermann, Field installation versus local integration of photovoltaic systems and their effect on energy evaluation metrics. Energy Policy, 2013. 52(0): p. 462-471.

57. Quaschnig, V. and R. Hanitsch, Increased energy yield of 50% at flat roof and fiels installations with optimized module structures, in 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion 1998: Vienna, Austria.

58. GSDSquare, DIVA for Rhino, 2009, Harvard University: Cambridge, MA.

59. Robinson, D. and A. Stone, Irradiation modelling made simple: the cumulative sky approach and its applications in PLEA20042004: Eindhoven.

60. REC Group. REC Peak energy series fact sheet. 2013 [cited 2013-04-22; Available from: <http://www.recgroup.com/PageFiles/2422/REC%20PE%20Series%20IEC%20ENG.pdf>.

61. PVGIS. Europe Solar Potential. 2006; Available from: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

62. Washington University. Teaching Architecture + Energy project. 1998; Available from: <http://web.utk.edu/~archinfo/EcoDesign/escriculum/CLIMATEDATA/CITYDATA/Miami/MiamiRadiation%7F.html>.

63. Goodrich, A., T. James, and M. Woodhouse, Residential, Commercial, and Utility-Scale Photovoltaic (PV) System Prices in the United States: Current Drivers and Cost-Reduction Opportunities, 2012, NREL.

64. Eurostat, Energy price statistics, 2012, Eurostat.

65. Darghouth, N.R., G. Barbose, and R. Wiser, The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. Energy Policy, 2011. 39(9): p. 5243-5253.

66. PV-tech. Tariff Watch. 2013; Available from: http://www.pv-tech.org/tariff_watch/list.

67. Reilly 1998; IEEE 2005

68. Directive 2004/40/EC; ICNIRP 1998; Karpowicz et al. 2006

69. Karpowicz et al. 2007; WHO 2007

70. Катренко Л.А. Охорона праці. Курс лекцій. Практикум // Л.А. Катренко, Ю.В. Кіт, І.П. Пістун. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2003.

71. Грибан В.Г. Охорона праці / В.Г. Грибан, О.В. Негодченко // К.: Центр учбової літератури, 2011.

					КРБ 19–047.00.00.000 ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		