

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)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **РОЗРОБКА ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВЛАСНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОТРЕБ У БУДИНКУ**

Виконав студент IV курсу, групи ЕТз-41
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Скочко П.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент Шелестовський Б.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2024

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

« _____ » _____
(підпис) Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)
« _____ » _____
2024 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 Скочку Павлу Анатолійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка фотоелектричної установки для забезпечення
власних енергетичних потреб у будинку

Керівник роботи к.т.н., доц. Коваль В.П.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «19» квітня 2024 року № 4/7-384.

2. Термін подання студентом завершеної роботи до 05.06.2024

3. Вихідні дані до роботи Спроектувати фотоелектричну систему підключену до мережі і
встановлену на даху будинку. Вона має покрити потребу будинку в енергії за рахунок
власного споживання, а також додатково покрити зарядку електромобіля.

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

1. Основи фотоелектричної енергетики
2. Проектування та розрахунок фотоелектричної системи
3. Система акумулювання
4. Моделювання та симуляція фотоелектричної системи
5. Висновки

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

1. Фотоелектричні системи електропостачання
2. Ділянки на будівлі для розміщення фотомодулів
3. Графік навантаження домогосподарства у будні та вихідні дні
4. Графік виробництва електроенергії при різних кутах нахилу модулів
5. Схема підключеної до мережі фотоелектричної системи
6. Графік заряджання та розряджання акумулятора

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Безпека життєдіяльності, основи охорони праці</i>	<i>Гурик О.Я. к.т.н., доцент кафедри МТ</i>		

7. Дата видачі завдання _____ 19.04.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний огляд за напрямком кваліфікаційної роботи	з 19.04.2024 по 25.04.2024	
2	Підготовка основної частини пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	з 25.04.2024 по 21.05.2024	
3	Підготовка розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці»	з 21.05.2024 по 23.05.2024	
4	Складання переліку використаних літературних джерел	з 23.05.2024 по 24.05.2024	
5	Підготовка вступу, висновків, змісту, реферату	з 24.05.2024 по 28.05.2024	
6	Підготовка, оформлення та друк графічного матеріалу кваліфікаційної роботи	з 28.05.2024 по 01.06.2024	
7	Отримання відгуку та рецензії на кваліфікаційну роботу, підготовка доповіді на захист	з 01.06.2024 по 05.06.2024	

Студент _____
(підпис)

Скочко П.А.
_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Коваль В.П.
_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Розробка фотоелектричної установки для забезпечення власних енергетичних потреб у будинку».

Метою роботи є спроектувати та змодельовати підключену до мережі фотоелектричну систему, встановлену на даху будинку, яка може покрити потребу будинку в енергії за рахунок власного споживання, а також додатково покрити зарядку двох електромобілів.

У роботі спроектовано, підключену до мережі, фотоелектричну систему, яка генерує енергію для власного споживання, проаналізовано можливе затінення оточуючими об'єктами та взаємо затінення фотоелектричними модулями, Розроблено та оцінено за допомогою програмного забезпечення для моделювання продуктивність підключеної до мережі фотоелектричної системи для власного споживання, встановленої на даху будівлі. Здійснено вибір відповідного місця для встановлення та обладнання, яке буде використовуватися, проведено розрахунки розмірів фотоелектричної системи, характеру навантаження, моделювання будівлі та її імітаційне моделювання. В результаті моделювання були визначені необхідний склад та параметри фотоелектричної системи, яка забезпечить річне виробництво енергії на рівні 20,38 МВт·год/рік.

Ключові слова: ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ, ЗАТІНЕННЯ

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Сонячне випромінювання.....	9
1.2 Атмосферні явища.....	9
1.3 Повітряні маси	10
1.4 Положення Сонця.....	10
1.5 Основи фотовольтаїки	11
1.6 Сонячні фотоелектричні модулі	13
1.7 Орієнтація фотоелектричних модулів.....	14
1.8 Електрична конфігурація модулів	15
1.9 Інвертори.....	16
1.10 Висновки до розділу	19
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	20
2.1 Вихідні дані до розташування будівлі	20
2.2 Навантаження аналізованої будівлі.....	21
2.3 Вибір фотоелектричних модулів	27
2.4 Величина напруги	29
2.4.1 Максимальна напруга холостого ходу.....	30
2.4.2 Мінімальна напруга MPP	30
2.4.3 Максимальний струм фотомодуля	31
2.5 Граничний розмір стрінга.....	32
2.5.1 Максимальна кількість фотоелектричних модулів в одній лінії	32
2.5.2 Мінімальна кількість фотоелектричних модулів в одному стрінгу.....	32
2.5.3 Максимальна та мінімальна напруга в стрінгу	33
2.6 Оцінка енергетичного потенціалу	34
2.7 Висновки до розділу	36

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	38
3.1 Програмне забезпечення.....	38
3.2 Процес проектування	38
3.2.1 Місцезнаходження і кліматичні дані	38
3.2.2 Компоненти системи.....	40
3.2.3 Нахил і орієнтація модуля.....	41
3.2.4 Відстань між стрінгами (рядами)	43
3.2.5 3D моделювання.....	46
3.2.6 Розташування модулів та ближнє затінення	48
3.3 Сценарії моделювання	53
3.4 Результати	55
3.5 Висновки до розділу	61
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	63
4.1 Основні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації технологічного обладнання.....	63
4.2 Причини електротравм, напруга кроку.....	64
4.3 Заходи безпеки при монтажі енергоустановок	66
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	70

ВСТУП

Актуальність теми.

Енергія є фундаментальною основою людського прогресу. Понад два століття викопне паливо (вугілля, а віднедавна природний газ і похідні нафти) були основними джерелами енергії, але з розвитком суспільства і промисловості потреба в енергоресурсах зростає. Очікується, що до кінця століття населення світу збільшиться до більш ніж 11,2 мільярдів, і нещодавно математична модель, яка об'єднала світове населення, багатство і споживання нафти, підрахувала, що для підтримки природного глобального зростання валового внутрішнього продукту світове споживання енергії має збільшитися приблизно на 1,7 мільярда тон нафтового еквіваленту на рік до 2025 року. Це означає, що для збереження частки нафтової енергії на рівні близько 33% (рівень 2015 року) необхідно буде збільшити поточний видобуток нафти більш ніж на 11 мільйонів барелів на день.

Однак викопні ресурси не лише вичерпні, але й спричиняють викиди парникових газів, відповідальних за зміну клімату, що може мати руйнівні та незворотні наслідки для довкілля. Тому прогнозоване зростання попиту на енергію та вичерпання запасів викопного палива змушує людство прискорити перехід до низьковуглецевої економіки, що вимагає пошуку екологічно чистих і відновлюваних альтернативних джерел енергії. До них відносяться гідроенергія, вітер, біомаса, геотермальна та сонячна енергія. Всі вони є відновлюваними джерелами енергії, а це означає, що вони поповнюються природним шляхом і, отже, є невичерпними. Тим не менш, кількість енергії, яку вони виробляють за одиницю часу, обмежена, а з іншого боку, не всі ці джерела є сталими.

Сонячна енергія є найчистішим і найпоширенішим джерелом енергії нашої планети, а також невичерпним. За підрахунками NASA, Сонцю залишилося 6500 мільйонів років життя, і щогодини воно викидає на Землю більше енергії, ніж потрібно для забезпечення глобального попиту протягом

цілого року. Поверхня Землі отримує 120 000 терават сонячного випромінювання, що в 20000 разів більше енергії, ніж потрібно всій планеті, і підраховано, що лише за 18 днів сонячного випромінювання Земля отримує кількість енергії, еквівалентну тій, що накопичена за всіма світовими запасами вугілля, нафти і природного газу.

Як зазначалося, завдяки своєму надзвичайному потенціалу сонячна енергія стала предметом інтенсивних досліджень і зазнала вражаючого розвитку, особливо в останні роки, в основному застосовуючись для перетворення сонячної енергії в електричну або теплову, або для виробництва палива за допомогою штучного процесу фотосинтезу. Серед відновлюваних джерел енергії фотоелектрична енергія має деякі унікальні переваги, яких не мають інші технології:

- Вона на 100% відновлювана: сонячна енергія буде випромінюватись на Землю мільйони років.

- Вона є сталою: вона не виділяє парникових газів або будь-яких інших забруднюючих речовин.

- Глобальну доступність: її можна використовувати в будь-якій точці світу, досягаючи місць, куди не доходять лінії електропередач.

- Вона може використовуватися як на великих заводах, так і в домашніх умовах.

- Оскільки фотоелектричні панелі не мають рухомих частин, їх обслуговування є дешевим і простим і не спричиняє шумового забруднення.

Хоча вона також має деякі недоліки:

- Потребує високих початкових інвестицій.

- Вироблена енергія є змінною, оскільки залежить від географічного розташування установки та погодних умов.

- Сонячні системи для зберігання енергії ще недостатньо розвинені.

- Установка вимагає достатнього простору.

- Ефективність панелей обмежена.

Незважаючи на ці недоліки, фотоелектрична сонячна енергетика не припиняє розвиватися, зумівши знизити ціни на панелі, поки вони не стали конкурентоспроможними з традиційними джерелами генерації електроенергії в деяких країнах, і таким чином можна передбачити, що через кілька років вона стане істотною частиною глобальної стійкої енергетичної системи.

Мета кваліфікаційної роботи: спроектувати та змодельовати підключену до мережі фотоелектричну систему, встановлену на даху будинку, яка може покрити потребу будинку в енергії за рахунок власного споживання, а також додатково покрити зарядку двох електромобілів.

Відповідно до даної метою ставляться такі **завдання**:

- спроектувати, підключену до мережі, фотоелектричну систему, яка генерує енергію для власного споживання.
- проаналізувати можливе затінення оточуючими об'єктами та взаємне затінення фотоелектричними модулями;
- провести імітаційне моделювання розробленої фотоелектричної системи;
- визначити кількість енергії, яка буде вироблятися щорічно;
- вивчити та спроектувати систему зберігання, яка може відповідати графіку навантаження домогосподарства, і яка може допомогти використати весь потенціал установки, допомагаючи купувати мінімальну кількість енергії з електромережі.

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 – 72 арк. формату А4, 33 рисунків, 6 таблиці і 17 посилань на використані літературні джерела. Графічна частина – __ аркушів презентації.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Сонячне випромінювання

Сонце - це елемент, що поводить себе як чорне тіло з температурою 5778 К. Воно є ідеальним поглиначем і випромінювачем досить постійної кількості випромінювання зі своєї поверхні за допомогою термоядерних реакцій.

Сонячна стала, під якою розуміють інтенсивність потоку сонячного випромінювання, що взаємодіє з одиницею поверхні, при вимірюванні за межами земної атмосфери в площині, перпендикулярній до сонячних променів, має значення $G_{SC} = 1367 \text{ Вт/м}^2$. Воно включає всі довжини хвиль сонячного випромінювання, а не лише видимий діапазон. Однак це значення широко змінюється, коли воно досягає атмосфери, через явища і взаємодії, які будуть більш детально пояснені в наступних розділах.

1.2 Атмосферні явища

Досягнувши атмосфери, сонячне випромінювання зазнає впливу різних основних факторів, які зменшують його потужність і розщеплюють його [1]. Це поглинання випромінювання (пиллом і молекулами повітря), розсіювання і відбиття.

Як наслідок, сонячне випромінювання поділяється на три складові: пряме, розсіяне та відбите. Пряме випромінювання (G_b), найбільш важливе з точки зору фотоелектричних застосувань, досягає поверхні Землі, не змінивши свого напрямку через атмосферу, тому воно не розсіюється. По-друге, дифузне (або розсіяне) випромінювання (G_d) зазнає деяких попередніх змін напрямку на шляху до поверхні Землі. Сума цих двох типів становить глобальну сонячну радіацію (G). Нарешті, відбита радіація (G_r) від ґрунту або інших елементів також може поглинатися іншими об'єктами.

1.3 Повітряні маси

Повітряна маса визначається як відношення відстані, яку сонячне випромінювання проходить через атмосферу Землі (довжина шляху), до відстані, яку воно пройшло б, якби сонячні промені були прямо над головою (найкоротша довжина шляху) [2]. Зазвичай під цим показником розуміють масу повітря, через яку має пройти сонячне випромінювання, щоб досягти поверхні Землі. Її можна розрахувати за формулою нижче (1.1)

$$Air\ Mass = \frac{1}{\cos(\phi) + 0,5072 \cdot (96,07995 - \phi)^{-1,6364}} \cdot \frac{1}{\cos(\phi)} \quad (1.1)$$

де ϕ - вертикальний кут Сонця або зенітний кут

Отже, повітряна маса відображає зменшення потужності світла через його поглинання пилом і повітрям при проходженні через атмосферу.

Спектральний розподіл Сонця за межами атмосфери вважається нульовою повітряною масою, або AM0, а його густина потужності - сонячною сталою, про яку йшлося вище. Однак всередині атмосфери, коли вертикальний кут (зенітний кут) сонця дорівнює $\theta = 0$, цей спектр, що проходить прямо над головою, називається AM1. Тому стандартне значення для фотоелектричної роботи було зафіксовано на рівні AM1,5, що відноситься до зенітного кута $48,2^\circ$ над головою, і який дає густину потужності приблизно 1000 Вт/м^2 , включаючи пряме і розсіяне випромінювання [3].

1.4 Положення Сонця

Положення Сонця постійно змінюється в залежності від сезону року і часу доби, а отже, змінюється і його випромінювання. Кут схилення - це кут, який вимірюється між прямою лінією, що з'єднує центр Землі з центром Сонця, і земною віссю. Отже, через обертання Землі та її орбіту кут схилення змінюється залежно від вищезгаданих факторів, коливаючись від $+23,45^\circ$ у

день літнього сонцестояння до $-23,45^\circ$ у день зимового сонцестояння, тоді як у дні рівнодення це значення досягає 0° [4]. Ці коливання необхідно враховувати при виборі розміру фотоелектричних установок.

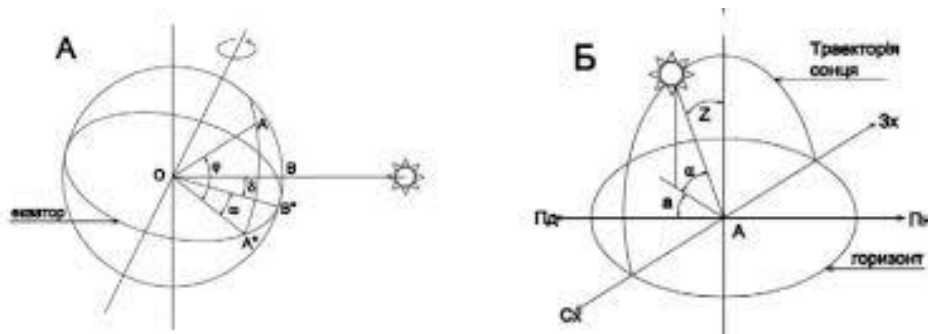


Рисунок 1.1 - Кути, що враховуються для сонячної орієнтації].

Крім того, ще два кути (рис. 1.1) є важливими для фотоелектричних установок: кут підйому та азимутальний кут. Кут піднесення (α) можна виміряти між Сонцем і горизонталлю, тому він дорівнює 0° під час заходу і сходу сонця. Азимутальний кут (θ) - це компасний напрямок, звідки падають промені, відносно точного півдня.

1.5 Основи фотовольтаїки

Метою фотоелектричної енергетики є перетворення світла в електричний струм постійного струму за допомогою фотоефекту, який демонструють деякі матеріали. Такі матеріали (зазвичай кремній), що використовуються в сонячних елементах, класифікуються як напівпровідники. Отже, сонячний елемент - це пластина напівпровідникового матеріалу, що складається з верхнього шару кремнію n-типу, кристалічна решітка якого має більшу кількість вільних електронів, ніж шар чистого кремнію, і нижнього шару легovanого кремнію p-типу, який також має меншу кількість вільних електронів, ніж шар чистого кремнію, і, отже, позитивно заряджених дірок у ньому. Це називається p-n переходом.

Коли утворюється p-n перехід, між шаром n-типу, який містить високу концентрацію вільних електронів, і шаром p-типу, з великою кількістю дірок,

виникає дифузійний потік. Таким чином, вільні електрони мігрують з однієї частини, щоб заповнити дірки, в іншу, і це призводить до позитивного заряду вздовж переходу в n-області (де електронів не вистачає) і негативного заряду вздовж переходу в p-області (де дірки були заповнені). Як наслідок, посередині між ними створюється збіднений шар. Цей шар не містить ні електронів, ні дірок, а це означає, що з його боків з'являється рушійна сила, тобто електричне поле (рис. 1.2).

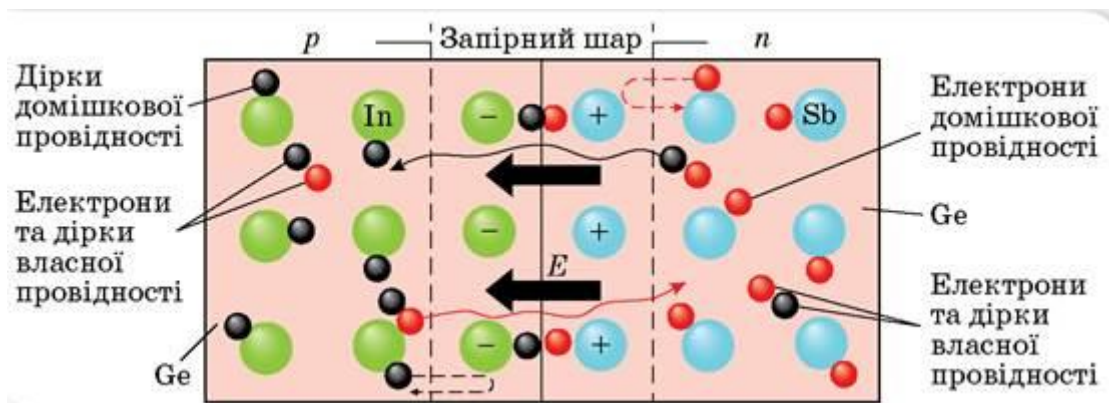


Рисунок 1.2 - P-N перехід напівпровідника

Отже, коли сонячне випромінювання відповідної довжини хвилі потрапляє на n-шар комірки, поглинені фотони проходять через матеріал, розриваючи кремнієві зв'язки і відриваючи вільні електрони, тим самим створюючи дірки в збуджених атомах. І вільні електрони, і дірки об'єднуються в пари в області збіднення. Однак рушійна сила цього шару витісняє електрони і дірки з нього. Таким чином, вільні електрони і дірки під дією електричного поля рухаються в протилежних напрямках. Це призводить до високої концентрації електронів в n-області і дірок в p-області, створюючи таким чином чітку різницю потенціалів між шарами.

Щоразу, коли між цими двома сторонами підключається навантаження, через нього проходить електричний потік, який переходить з n-області в p-область і зрештою рекомбінує з дірками в цій частині. Таким чином, сонячні елементи безперервно виробляють постійний струм. Зазвичай у сонячних елементах використовується тонкий і сильно легований електронами n-шар, а також товстий і легко легований p-шар, завдяки чому область виснаження

розширюється, а продуктивність елемента збільшується.

1.6 Сонячні фотоелектричні модулі

Фотоелектричний модуль утворюється, коли кілька сонячних елементів організовуються та інкапсулюються за допомогою з'єднувачів шини, щоб максимізувати їхню вихідну потужність. Аналогічно, якщо модулі з'єднати послідовно, вони утворюють фотоелектричні панелі, які також з'єднуються в сонячні ланцюжки або масиви, коли вони з'єднані між собою [5,6].

Більшість фотоелектричних модулів - це стабільні блоки з передньою поверхнею з невідбиваючого матеріалу, щоб вони могли поглинати найбільшу кількість випромінювання. Цей матеріал, зазвичай загартоване скло з низьким вмістом заліза, запобігає контакту фотоелементів з водою, пилом, газами та іншими елементами, тому вони не піддаються корозії або пошкодженню. Крім того, оскільки клітини тонкі і делікатні, передня кришка також забезпечує механічну стійкість і жорсткість, а також є захисним бар'єром, що запобігає ураженню користувача електричним струмом. Тому вони повинні мати низький тепловий опір, високу стійкість до ударів і води, хорошу ударостійкість і водонепроникність, а також високу стабільність при тривалому впливі УФ-променів.

Другим компонентом модулів є шари інкапсуляції. Інкапсулянт відповідає за забезпечення адгезії між рядками сонячних елементів і передньою та задньою поверхнями модуля. Найчастіше використовується етилвінілацетат (EVA). При нагріванні до 150 °C він полімеризується і з'єднується з елементами та покриттям. Він повинен бути прозорим, з низьким термічним опором і стабільним.

Потім необхідна задня поверхня, яка захищає задню частину модуля і слугує опорою для вищезгаданих елементів та електропроводки. Зазвичай вона виготовляється з полімерного матеріалу. Нарешті, до країв цієї серії елементів додається алюмінієва рамка, щоб закріпити їх і уникнути бокового

потрапляння бруду або води, таким чином збільшуючи термін служби модуля.

1.7 Орієнтація фотоелектричних модулів

Потужність, яка досягається фотомодулем, залежить не тільки від потужності сонячних променів, але і від кута нахилу між панеллю і Сонцем. Щільність потужності досягає максимального піку, коли панель повністю перпендикулярна до сонячних променів. Теоретично, якби не було втрат, густина потужності поглинаючої поверхні дорівнювала б густині сонячного світла. Проте, через постійну зміну положення Сонця та різні види втрат, ця густина потужності завжди менша за густину падаючого світла.

Пошук оптимального кута нахилу панелей має важливе значення для отримання максимальної вихідної потужності [4]. Існує два основних типи кріпильних конструкцій для сонячних систем: фіксовані системи та трекінгові системи. Коли панель фіксована, найкращий кут нахилу дорівнює широті місця розташування. При збільшенні кута нахилу оптимізується виробництво енергії в зимовий сезон. Зменшення кута нахилу є доцільним для виробництва енергії влітку. Тим не менш, вони не здатні змінювати ні свою орієнтацію, ні кут нахилу.

Враховуючи ці умови, можна максимізувати вихідну потужність фотоелектричної системи, встановивши сонячні панелі, що стежать за Сонцем [2,4]. Ці конструкції слідують за Сонцем протягом дня, уловлюючи його пряму перпендикулярну складову світла протягом максимально можливого проміжку часу. Найпоширеніші типи систем стеження мають одну або дві осі обертання, а отже, відрізняються за ступенем свободи, яку вони мають.

Одновісні системи відстеження зазвичай вирівняні з меридіаном північ-південь, тому вони можуть відстежувати шлях Сонця зі сходу на захід. З іншого боку, двовісні системи стеження мають першу вісь на меридіані північ-південь (нахил, β), а другу вісь на лінії схід-захід (азимут, θ), тому вони здатні відстежувати Сонце в будь-якому положенні на небі, а також змінювати кут

нахилу при сезонних змінах висоти Сонця. Такі системи, звичайно, набагато дорожчі, ніж стаціонарні, і вимагають більших витрат на встановлення та обслуговування, але, як відомо, вони значно ефективніше використовують енергію.

1.8 Електрична конфігурація модулів

Одиночний звичайний сонячний елемент призначений для отримання потужності близько 1 Вт в стандартних умовах випробувань (STC; AM1.5, $T=25\text{ }^{\circ}\text{C}$, 1000 Вт/м^2). При послідовному розташуванні на модулі зазвичай використовується від 60 до 72 фотоелементів.

Якщо модулі з'єднані послідовно, створюється сонячна панель або стрінг. В іншому випадку, коли кілька стрінгів з'єднані паралельно, вони утворюють сонячну батарею (рис. 1.3).

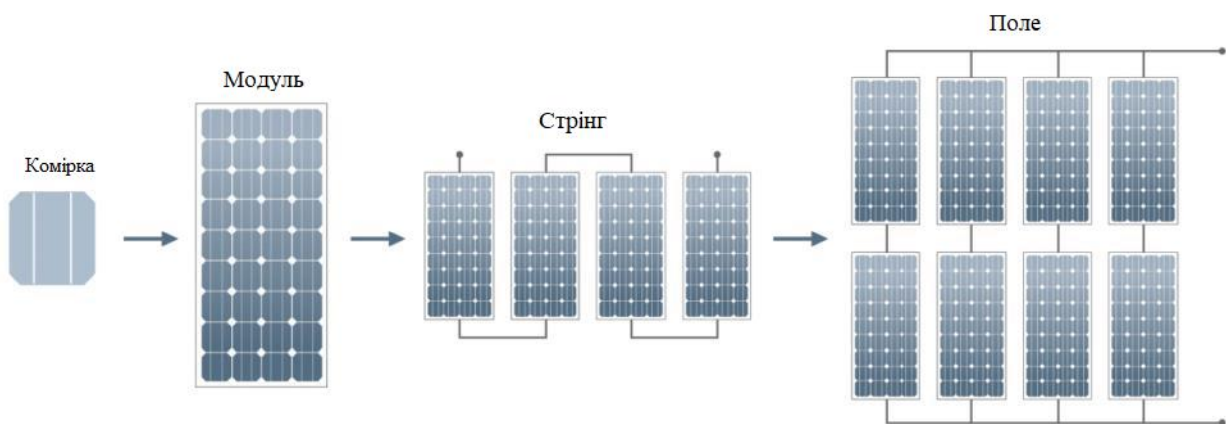


Рисунок 1.3 - Електричні конфігурації сонячних елементів

За однакових умов експлуатації, тобто з однаковими елементами і при однакових значеннях освітленості і температури, щоб не виникало ефекту неузгодженості, можна помітити відмінності між цими двома типами розташування. При послідовному з'єднанні кожен окремий модуль працює з тим же струмом, що й інші, але додає до загальної напруги струни. Однак основним недоліком є те, що коли модуль затінюється, струм всієї струни зменшується до струму модуля з найменшим струмом.

Тим не менш, при створенні масивів шляхом паралельного з'єднання панелей напруга на кожній панелі залишається незмінною, тоді як сила струму зростає з кожною наступною панеллю. Коли панель затінена, решта масиву продовжує працювати в нормальному режимі без зниження напруги (рис.1.4). Це буде більш детально пояснено в наступних розділах.

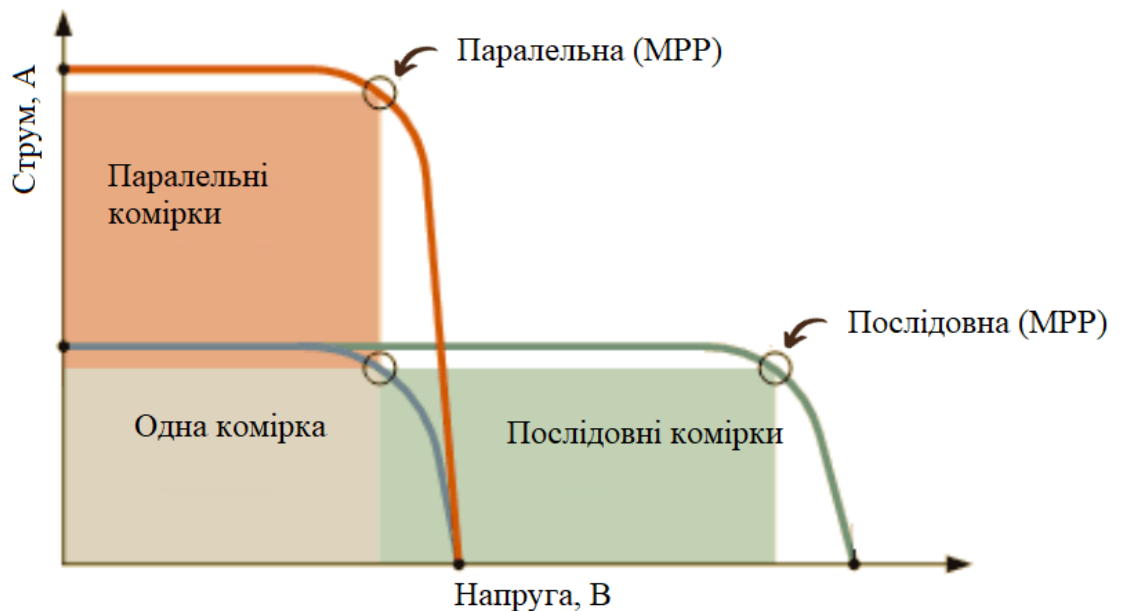


Рисунок 1.4 - Порівняння I-V кривих залежно від електричної конфігурації модулів

1.9 Інвертори

Інвертори необхідні для зміни типу вихідного струму відповідно до його кінцевого використання. У випадку фотоелектричних станцій або установок вони виробляють постійний струм. У середині установок розподіл здійснюється також з використанням постійного струму, але при подачі в мережу він повинен бути в формі змінного струму, тому для його перетворення в змінний струм, сумісний і синхронізований з електромережею, необхідно використовувати інвертор. Крім того, вони оснащені системою відстеження точки максимальної потужності (MPPT), яка шукає точку, в якій вихідна потужність максимальна, підбираючи найкращу пару напруги і струму (МРР), яка постійно змінюється в залежності від освітленості і температури

елемента. Існує кілька типів сонячних інверторів [7]:

- Центральні інвертори: працюють в діапазоні 100-1200 кВт, це інвертори, які об'єднують кілька лінійок разом, з'єднуючи їх паралельно і підвищуючи їх струм і напругу. Вони класифікуються як одноступінчасті інвертори, оскільки лише один перетворювач відповідає за відстеження точки максимальної потужності (MPPT), контроль струму мережі та посилення напруги. Вони використовуються в системі, коли всі модулі працюють в однакових умовах, і, як правило, у великих фотоелектричних станціях [8,9].

- Стрінгові інвертори: це найбільш використовуваний і поширений тип інверторів. Оскільки стрінг - це група модулів, з'єднаних послідовно, кожній з цих стрінгів у фотоелектричній установці призначається один сонячний інвертор. Як пояснюється, якщо модуль затінений, потужність стрінгів зменшується до тієї, що генерується цим модулем, тому стрінгові інвертори не є хорошим рішенням, коли модулі орієнтовані в різних напрямках, як, наприклад, на двох сторонах даху. Вони можуть працювати в діапазоні потужностей 0,4-2 кВт і є найдоступнішим типом інверторів. Обслуговувати їх дуже просто, оскільки потрібно стежити лише за однією ділянкою ланцюга. Батареї можна заряджати, якщо їх підключити перед інвертором, тому вони можуть живитися від джерела постійного струму до того, як він перетвориться на змінний.

- Мікроінвертори: цей тип інверторів використовується у протилежний спосіб від стрінгових. У цьому випадку до інвертора підключається ціла лінія, але кожен фотомодуль масиву також підключається до мікроінвертора, і всі ці мікроінвертори з'єднуються паралельно, створюючи ланцюг змінного струму. Таким чином, кожна окрема фотоелектрична панель працює незалежно, а отже, якщо одна з них виходить з ладу, решта масиву може продовжувати працювати в нормальному режимі, не зазнаючи жодного впливу. Таким чином, затінення або різна орієнтація не є проблемою для цих установок. Вони працюють в діапазоні від 50 до 400 кВт в невеликих фотоелектричних установках.

Крім того, кожен мікроінвертор може виконувати функції моніторингу для кожної окремої панелі, виявляючи проблеми та вирішуючи їх. Хоча заземлення досить просте, оскільки його можна інтегрувати в загальний контур, така система коштує набагато дорожче, ніж інші, і її обслуговування також складне, оскільки кожен інвертор знаходиться під панелями. Якщо панелі встановлені таким чином, що до них важко дістатися, обслуговування стає складним завданням. Крім того, оскільки вихідний постійний струм панелей безпосередньо перетворюється на змінний струм, немає можливості заряджати акумуляторну батарею.

- Багатострунні інвертори: ця система схожа на конфігурацію стрінгового інвертора. Однак, кожна струна спочатку підключається до DC/DC перетворювача для відстеження МПП і посилення напруги. Потім кілька струн підключаються до звичайного DC/AC перетворювача або інвертора, який контролює струм мережі. Ця двофазна інверторна топологія використовується в невеликих наземних фотоелектричних станціях або в середніх і великих дахових панелях зі струнами потужністю від 1,5 до 6 кВт.

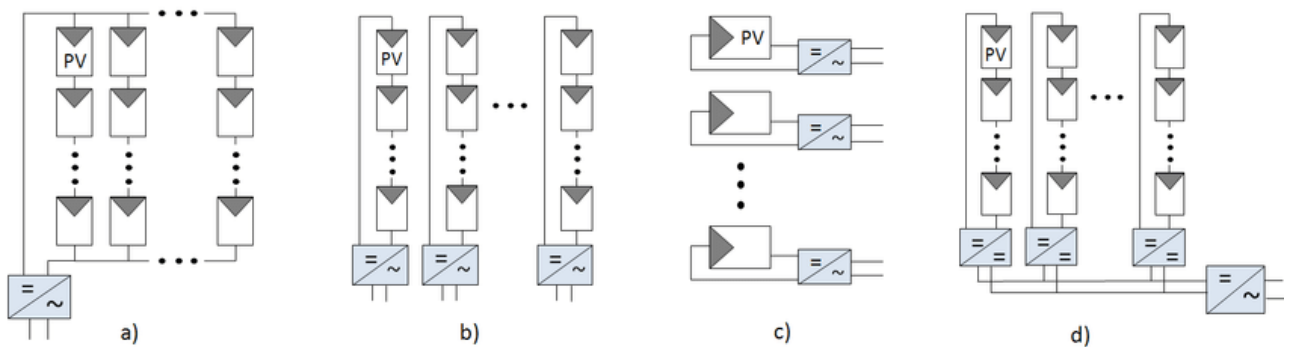


Рисунок 1.6 - Типології інверторів: а) центральний інвертор, б) стрінговий інвертор, в) мікроінвертор, г) багатострінговий інвертор

Поки напруга масиву перевищує максимальну межу інвертора, виробництво буде перериватися на виході інвертора і, крім того, оскільки інвертор працює за межами свого номінального діапазону, термін його служби може істотно скоротитися. З іншого боку, якщо напруга масиву нижче

мінімальної межі обраного інвертора, інвертор не буде працювати, поки не буде досягнута пускова напруга. Таким чином, вся фотоелектрична система буде недовиробляти електроенергію.

1.10 Висновки до розділу

1. Проведено аналіз сонячного випромінювання, атмосферних явищ та повітряних мас, які на нього впливають.
2. Проаналізовано положення сонця відносно земної поверхні та визначено кути, які позначають його координати.
3. Проведено аналіз принципу роботи фотоелектричного елемента та модуля в цілому, а також способи їх з'єднання для отримання більшої напруги та струму.
4. Розглянуто принцип роботи інверторів. Проаналізовано їх типи, особливості експлуатації та характеристики.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вихідні дані до розташування будівлі

Досліджуваною будівлею для цього проекту є житловий будинок, розташований у м. Шаргород. Точне місцезнаходження будинку є таким.

Таблиця 2.1 - Розташування досліджуваного будинку

Широта	48°45'19" пн. ш.
Довгота	28°04'44" сх. д.
Висота над рівнем моря	245 м

Ділянка, як видно на рис. 2.1, розміщена в куті, утвореному перехрестям вулиць. Виміряна площа всієї ділянки, включаючи простір саду, становить 488,5 м². Передній фасад будівлі орієнтований майже на північний напрямок, під кутом 2,2° по відношенню до нього (87,8° від східного напрямку).



Рисунок 2.1 - Ділянка місцевості, на якій розташована досліджувана будівля

Будинок має два поверхи і два балкони, які є марним простором з точки зору встановлення фотоелектричної системи для енергозабезпечення будівлі. Тим не менш, дах будівлі - це плоский і широкий простір, який повністю

підходить для встановлення фотоелектричних модулів. Ця поверхня під відкритим небом позначена зеленим кольором на зображенні нижче (рис. 2.2). Вона забезпечує 161,66 м² вільного простору для фотоелектричної інфраструктури.



Рисунок 2.2 - Доступні та недоступні площі на будівлі для розміщення фотоелектричних модулів

Тому буде досліджено цю площу, показано та змодельовано декілька варіантів розміщення модулів для того, щоб знайти оптимальний, який зможе покрити енергоспоживання домогосподарства.

2.2 Навантаження аналізованої будівлі

Електронавантаження представляє собою вимірювання попиту на електроенергію протягом певного часу. При проектуванні системи власного споживання важливо знати електронавантаження користувача, щоб визначити його величину і розрахувати деякі параметри, такі як ефективність або ступінь автономності установки. Крім того, ці дані дають інформацію про піки і спади навантаження.

Навантаження завжди буде залежати від типу користувача, пори року,

місцевих свят і т.д.. Таким чином, визначення даних навантаження має вирішальне значення для розрахунку та оцінки потреб в обладнанні, технічному обслуговуванні та модернізації, а також для того, щоб знати, коли система може забезпечити користувача або коли вона не може цього зробити.

Для обраної будівлі буде створено варіант першого навантаження. Вважається, що в цьому домогосподарстві проживає сім'я з двома дітьми шкільного віку, в якій обидва дорослі батьки мають звичайну денну роботу. Це означає, що цей будинок, швидше за все, матиме піки споживання вранці та вдень, в той час як в робочий час нікого не буде вдома, і на профілі буде відображено лише споживання в режимі очікування.

Період відпустки вважається 27 днів з 1 по 28 серпня для всіх членів сім'ї, оскільки в цей період всі члени сім'ї будуть відсутні вдома і всі електроприлади будуть вимкнені. Тим не менш, робиться припущення, що деякі прилади все ще увімкнені і перебувають у режимі очікування, оскільки сім'я не вимикає їх усі з розетки. Отже, деяке споживання енергії все ще присутнє в графіку навантаження.

Решта свят, такі як Різдво чи Великдень (плюс враховуючи всі свята календаря), проводяться вдома з піками енергоспоживання, про які свідчить цей факт.

Крім того, було додано звичайний маршрут для визначення шляху між домом і робочим місцем. Для перевезення дорослих було обрано два види транспорту: один автомобіль, що зазвичай рухається зі середньою швидкістю 50 км/год (який долає 5 км до місця роботи в міській місцевості) та швидкісний автомобіль, що рухається зі середньою швидкістю 70 км/год (який долає 30 км до другого місця роботи) [10,11]. Обидва ці електромобілі можуть заряджатися з максимальною потужністю 22 кВт. Однак зарядна станція, встановлена в домогосподарстві, здатна видати на виході лише 3,7 кВт. Ця домашня зарядна станція вважається такою, що має динамічне регулювання навантаження, тобто якщо споживання домогосподарства зростає, то потужність, яка потрібна електромобілю, що заряджається в цей момент,

зменшується, щоб не перевищити договірну потужність.

Враховуючи, що автомобілі використовуються вдень, зарядка буде здійснюватися або після закінчення робочого дня, або вночі. Графіки навантаження для зарядних автомобілів, що виступають в якості навантаження, можна побачити на рис. 2.3:



Рисунок 2.3 – Графіки навантаження електромобілів у будні та вихідні дні

З іншого боку, для кожного члена сім'ї визначено перелік видів діяльності, використовуваних пристроїв, особистих потреб та періодів хвороби, тому індивідуальне та колективне споживання можна розрахувати окремо, хоча для точної фіксації графіку навантаження домогосподарства слід використовувати загальні значення даних. Кількість часу, витраченого на кожну дію членами домогосподарства показано на рис. 2.4.

Розглянуті види діяльності включають основні домашні справи, такі як прання, приготування їжі, сушіння, охолодження, використання світла або ванної кімнати, а також інші дії у вільний час, такі як перегляд телевізора, гра на музичних інструментах або використання комп'ютера. Приклад графіків споживання пристроїв, що використовуються для кожної роботи, показаний на рис. 2.5 для звичайного робочого дня.

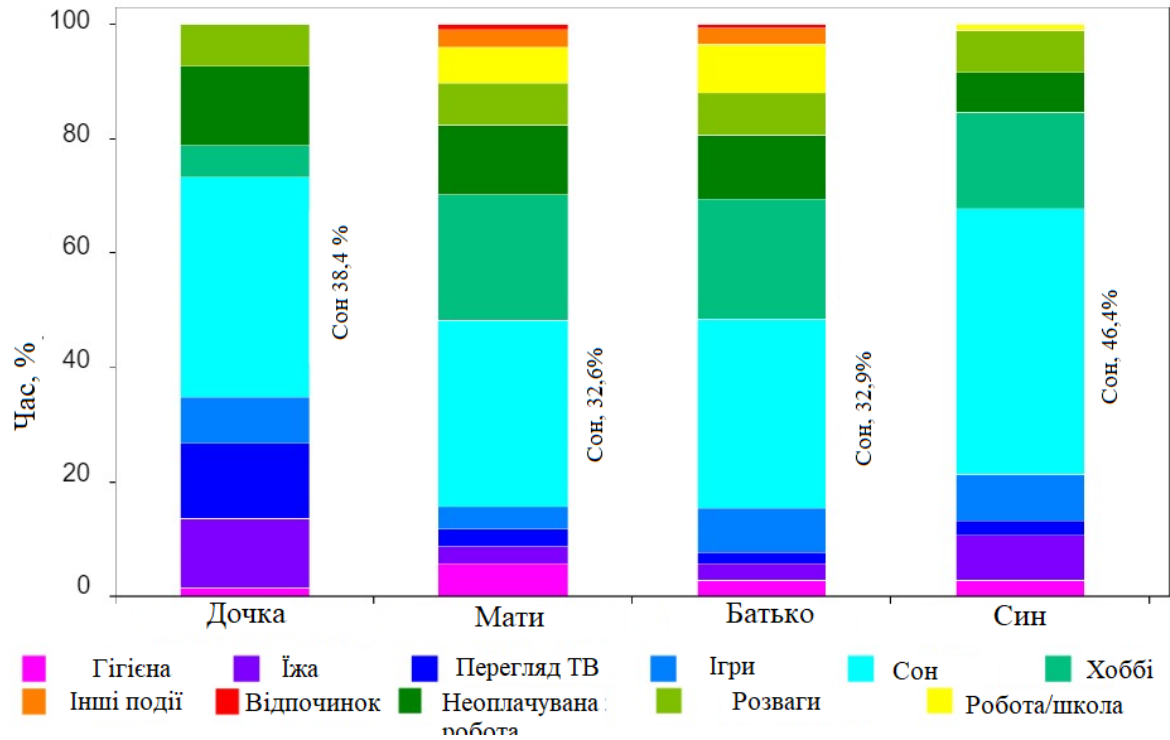


Рисунок 2.4 - Розподіл часу на щоденну діяльність для кожного члена сім'ї [12]

Потім у графіки споживання навантаження вводяться конкретні моделі пристроїв, щоб можна було зареєструвати значення потужності і побудувати криві тривалості, щоб отримати загальне уявлення про енергоспоживання, як показано на рис. 2.6.

Розрахунок профілю навантаження здійснюється з кроком у 15 хвилин протягом цілого року, з 1 січня по 31 грудня. Створені дані профілю навантаження потім будуть введені в програмне забезпечення для моделювання у форматі CSV для розрахунку фотоелектричного живлення будинку. Ключовий графік показаний на рис. 2.7, де середньодобова крива показана для різних сезонів і розділена на робочі дні, суботи та неділі.

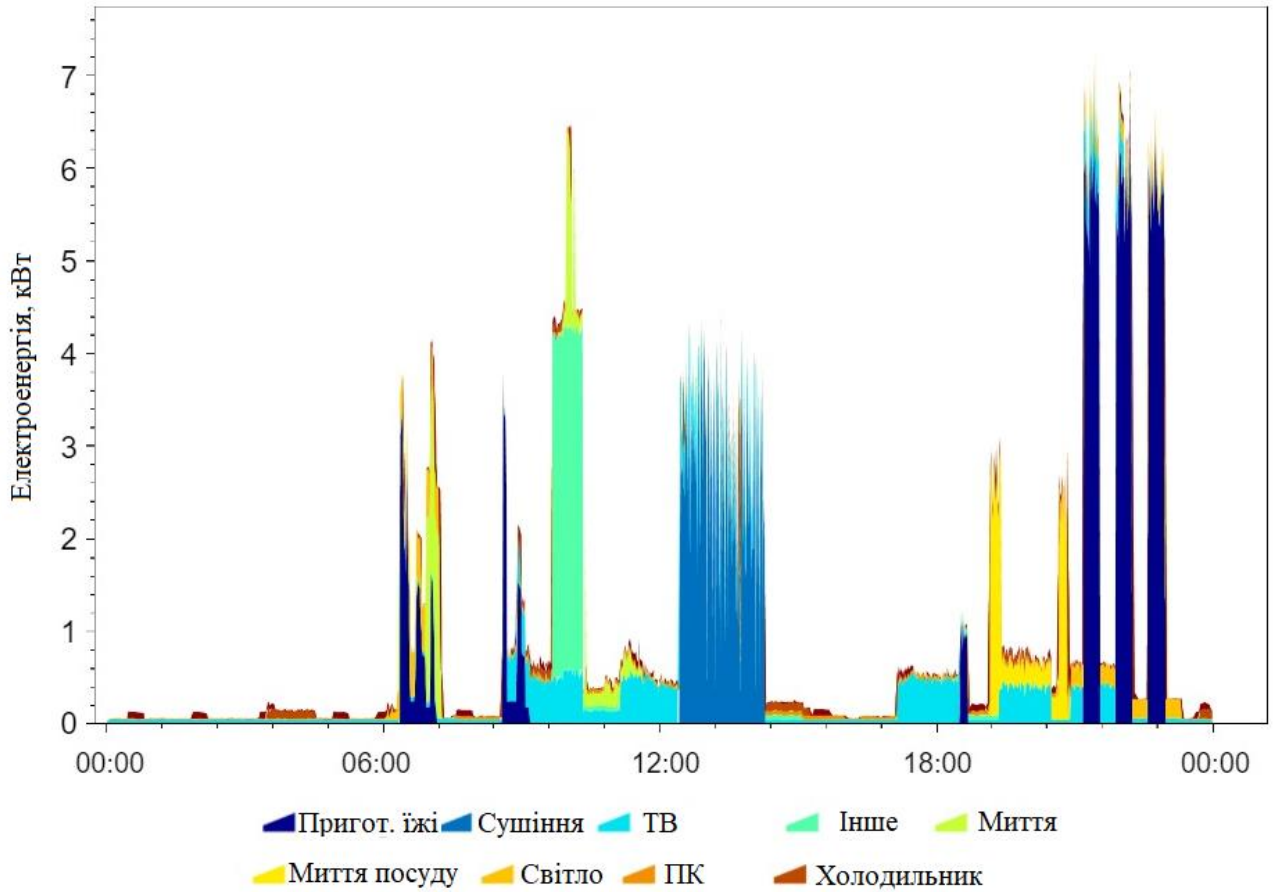


Рисунок 2.5 – Графік електроспоживання пристроїв на 14.02.2023 [12]

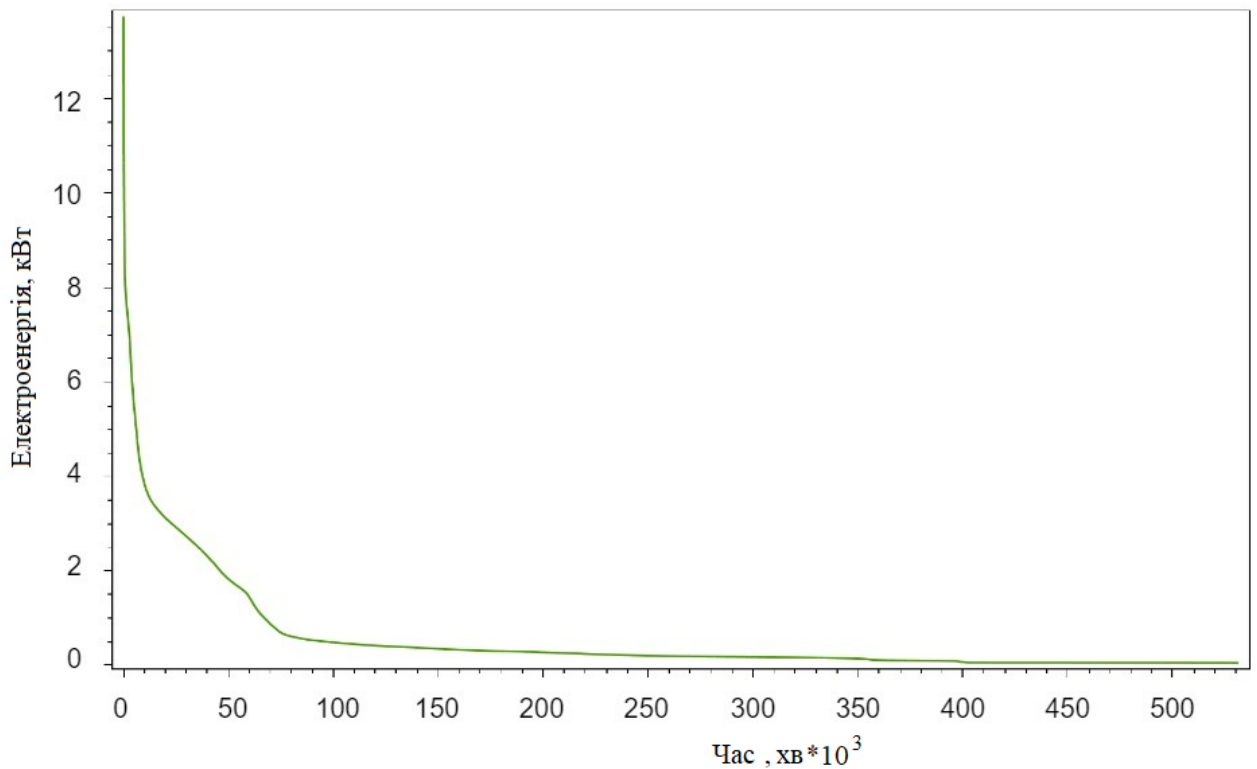


Рисунок 2.6 - Криві тривалості для пристроїв у домогосподарстві [12]

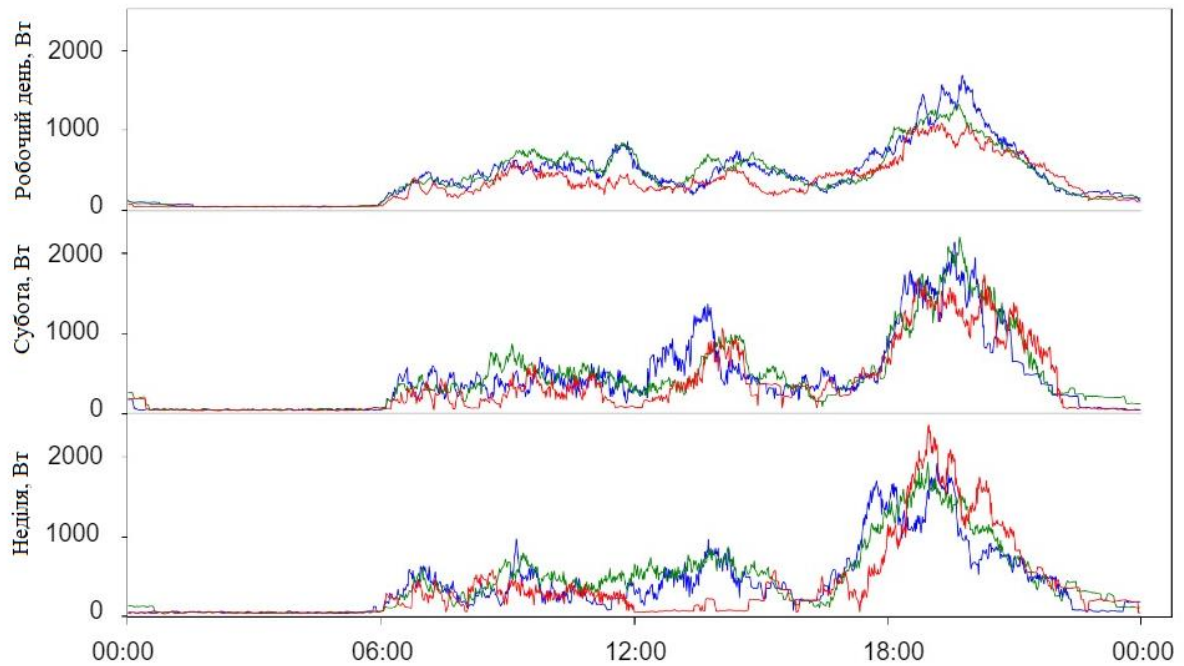


Рисунок 2.7 Графік навантаження домогосподарства у будні та вихідні дні [12]

Можна помітити, що найбільший пік для всіх чотирьох сезонів, на яких побудовані графіки, припадає на проміжок часу між 18 та 22 годинаю. Зведений профіль енергоспоживання протягом усього року також можна спостерігати на рис. 2.8.

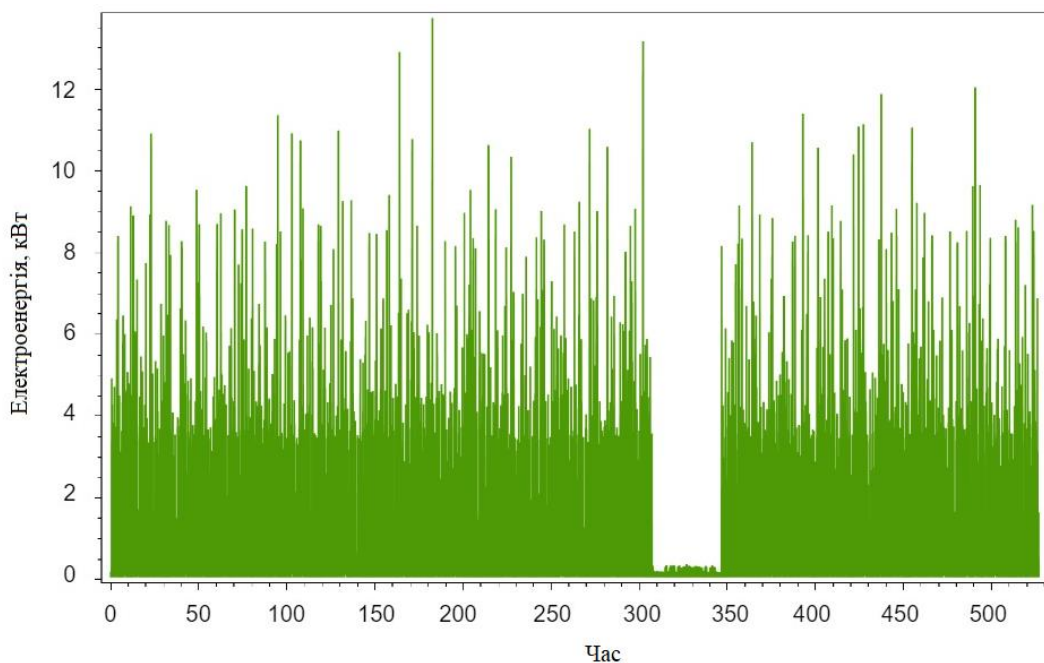


Рисунок 2.8 - Сумарний профіль домогосподарства протягом змодельованого року [12]

Після запуску моделювання для фотоелектричної системи цей графік навантаження буде проаналізовано з використанням знайденої раніше оптимальної конфігурації та розташування модулів. Також буде визначено здатність фотоелектричної системи для живлення зарядного пристрою електромобіля в домогосподарстві.

2.3 Вибір фотоелектричних модулів

Перед початком будь-яких розрахунків для визначення параметрів фотоелектричної системи необхідно вибрати тип пристроїв, які будуть на ній встановлені. Розумний вибір обладнання буде важливим фактором для зниження витрат і забезпечення тривалості терміну служби сонячної електростанції [13].

При виборі сонячних модулів важливо враховувати деякі рекомендації та критерії, щоб отримати максимальну віддачу від їх продуктивності. Найбільш важливими параметрами для вибору є:

- Тип сонячного модуля. Матеріали, з яких виготовлені фотоелементи, відіграють важливу роль у поведінці модуля та його продуктивності. Кожен спосіб виробництва і принцип роботи повністю змінюють продуктивність кожного типу панелей.

- Ефективність модуля. Це показник кількості сонячної енергії, яку модуль може перетворити в корисну електроенергію. Тому це один з найважливіших параметрів, який слід мати на увазі.

- Електропроводка та шини. Тепловтрати можуть бути надмірними в залежності від того, як виконано монтаж проводів і шин.

- Номінальна потужність. Це кількість постійного струму, яку модуль може виробляти за стандартних умов тестування.

- Температурний коефіцієнт. Вимірює, як змінюються вихідна потужність, напруга холостого ходу і струм короткого замикання при будь-яких змінах температури сонячного елемента. Температурний коефіцієнт - це

відсоток цієї зміни, виражений в ($\%/^{\circ}\text{C}$). Всі три змінні модуля обернено пропорційні температурі. Чим менш чутливий температурний коефіцієнт, тим довше прослужить модуль.

- Гарантія на модуль. Дає уявлення про якість модуля. Якщо після встановлення модуля раптово виявляється несправність, компанія-виробник зобов'язана подбати про це і надати необхідне сервісне обслуговування.

- Довговічність. Довговічність модуля - це міра стійкості модуля до пошкоджень, які може спричинити час. Важливо перевірити ізоляційний матеріал, ущільнювачі, роз'єми та задню панель. Міжнародна електротехнічна комісія встановлює стандарт IEC 61215, випробовуючи модулі в стресових умовах, що імітують зовнішні умови, з якими вони стикатимуться протягом терміну служби.

- Якість. Перевірка якості проводиться при дотриманні стандарту ISO 9000, що означає, що продукт розроблений сертифікованим виробником.

Для цього дослідження було обрано одну модель фотоелектричного модуля. Це CdTe панель (FS-6450), виготовлена компанією FirstSolar, одним з найбільших виробників модулів у США. Вона складається з 264 тонкоплівкових фотоелементів, має номінальну потужність приблизно 400 Вт при нормальній робочій температурі модуля (NMOT) і 450 Вт при STC, а її ефективність становить 18,2 %. Продукт має довічну гарантію на 25 років з вихідною потужністю 86 %.

Для проекту було обрано інвертор китайської компанії SofarSolar. Це модель центрального інвертора - SOFAR 12KTL-X, який має два незалежних MPPT. З ККД 98,3 % і загальним коефіцієнтом гармонік менше 3 % він може забезпечити номінальну вихідну потужність 12 кВт.

Залежно від умов навколишнього середовища, вирішальним фактором якого є температура повітря, номінальна активна потужність, що генерується змінним струмом, в даному випадку 12 кВА, може змінюватися. Що стосується стандартних умов, а також коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) і видимої номінальної вихідної потужності цієї моделі інвертора, активну потужність,

що виробляється, можна легко розрахувати за формулою нижче (2.1):

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad , \quad (2.1)$$

де P - активна потужність змінного струму ,

S - видима потужність інвертора ,

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності .

$$P = 12 \text{ кВА} \cdot 1 = 12 \text{ кВт.}$$

З іншого боку, потужність постійного струму, що вводиться в інвертор для забезпечення очікуваної потужності змінного струму, залежить від ККД пристрою (2.2). Тому:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta} \quad , \quad (2.2)$$

де P_{DC} - вхідна потужність постійного струму інвертора,

P_{AC} - активна потужність змінного струму,

η - коефіцієнт корисної дії інвертора.

Оскільки максимальний ККД, згідно з технічним паспортом інвертора, має значення 98,3%:

$$P_{AC} = 12 \text{ кВт} \cdot 0,983 = 11,78 \text{ кВт.}$$

2.4 Величина напруги

Знання температури фотоелемента необхідне для оцінки його продуктивності. Температура є важливим параметром, який слід враховувати при виборі місця розташування станції, оскільки вона безпосередньо впливає на інші параметри, такі як напруга і струм модулів, впливаючи в результаті на їх величину (рис. 2.9). Тому дані, наведені з моделлю модуля, є лише орієнтовними, оскільки необхідно провести відповідні розрахунки з урахуванням місцевої температури.

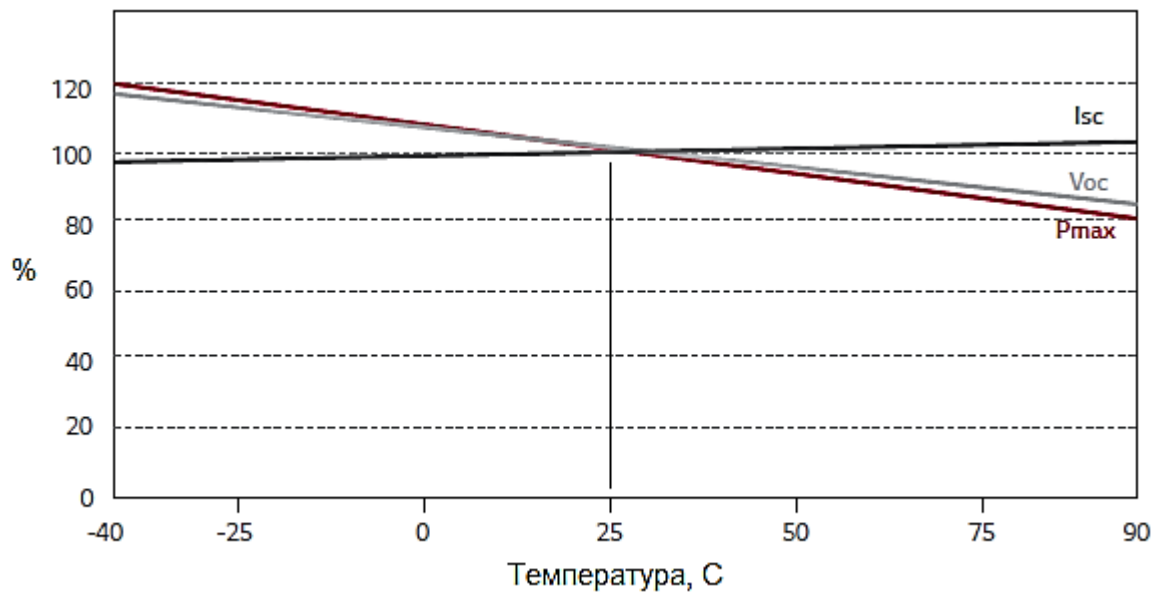


Рисунок 2.9 - Вплив температури на I_{SC}, V_{OC} і P_{MAX}

2.4.1 Максимальна напруга холостого ходу

Оскільки напруга холостого ходу зменшується зі збільшенням температури сонячного елемента, цікаво розглянути найнижчу температуру в обраному місці, щоб розрахувати максимальну напругу холостого ходу, яка може бути досягнута модулем при цьому значенні температури (2.3).

$$V_{OC} = V_{OC,STC} \cdot [1 - \lambda \cdot (T_{cell} - 25)] \quad (2.3)$$

де V_{OC} - максимальна напруга холостого ходу ,

$V_{OC,STC}$ - напруга холостого ходу при STC,

λ - температурний коефіцієнт для V_{OC} ,

T_{cell} - температура комірки, що відповідає мінімальній температурі в даному місці.

Найнижча температура, зареєстрована в місці дослідження, становить - 19,8 °C за останні 20 років спостережень. Отже, для обраних фотомодулів CdTe (FS-6450):

$$V_{OC} = 211,1 \cdot [1 - 0,0028^{\circ}C^{-1} \cdot (-19,8^{\circ}C - 25)] = 237,8 \text{ В.}$$

2.4.2 Мінімальна напруга MPP

Навпаки, мінімальна напруга на фотоелектричному модулі розраховується з урахуванням найвищого значення температури на місці розташування. Аналогічно, розрахунки повинні бути зроблені з 34,6°C, оскільки це пікове значення температури за останні 20 років. Однак, згідно з технічним паспортом, робочий діапазон модуля становить від -40 °C до 85 °C для даної моделі. Тому у формулах (2.4) буде використовуватися значення 85 °C:

$$V_{MPP} = V_{MPP,STC} \cdot \left[1 - \sigma \cdot (T_{Cell} - 25^{\circ}C) \right], \quad (2.4)$$

де V_{MPP} - мінімальна напруга модуля MPP,

$V_{MPP,STC}$ - напруга модуля в точці максимальної потужності,

σ - температурний коефіцієнт для V_{SC} ,

$$V_{OC} = 186,8 \text{ В} \cdot [1 - 0,0028 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \cdot (85 \text{ }^{\circ}\text{C} - 25)] = 155,41 \text{ В}.$$

2.4.3 Максимальний струм фотомодуля

Струм фотомодуля також залежить від температури, хоча і не так сильно, як напруга. Він дещо зростає при підвищенні температури модуля. Отже, для того, щоб дізнатися максимальний струм, слід враховувати максимальне значення температури на ділянці. Проте, дотримуючись попередньої методології, ми будемо використовувати максимальну робочу температуру (2.5).

$$I_{SC} = I_{SC,STC} \cdot \left[1 + \sigma \cdot (T_{Cell} - 25^{\circ}C) \right] \quad (2.5)$$

де I_{SC} - максимальний струм короткого замикання

$I_{SC,STC}$ - струм короткого замикання при STC

σ - температурний коефіцієнт для V_{SC}

$$I_{SC} = 2,57 \text{ A} \cdot [1 + 0,0004 \text{ }^\circ\text{C}^{-1} \cdot (85 \text{ }^\circ\text{C} - 25)] = 2,63 \text{ A}.$$

2.5 Граничний розмір стрінга

2.5.1 Максимальна кількість фотоелектричних модулів в одній лінії

У цьому випадку максимальна вхідна напруга інвертора обмежує кількість модулів, які можна послідовно з'єднати в лінію. Формула нижче (рівняння 2.6) показує розрахунок кількості панелей:

$$n_{MAX} \leq \frac{V_{input}}{V_{max\ mod}} \quad , \quad (2.6)$$

де n_{MAX} - максимальна кількість модулів у рядку,

V_{input} - максимальна вхідна напруга інвертора,

$V_{max\ mod}$ - максимальна напруга модуля,

CdTe (FS-6450):

$$9 n_{MAX} \leq \frac{960V}{237,8V} \leq 4,044 \text{ модулі}$$

2.5.2 Мінімальна кількість фотоелектричних модулів в одному стрінгу

З іншого боку, важливо знати нижню межу модулів, які можуть бути підключені до стрінга (2.7), щоб досягти мінімальної вхідної напруги інвертора і мінімізувати втрати.

$$n_{MIN} \leq \frac{V_{min\ MPPinput}}{V_{min\ mod}} \quad , \quad (2.7)$$

де n_{MIN} - мінімальна кількість модулів у рядку,

$U_{min\ MPPinput}$ - мінімальна MPP напруга інвертора ,

$U_{min\ mod}$ - мінімальна напруга модуля,
CdTe (FS-6450):

$$n_{Mum} \leq \frac{160V}{155,41V} \leq 1,031 \text{ модулі.}$$

2.5.3 Максимальна та мінімальна напруга в стрінгу

Вибрана кількість модулів на один стрінг є максимально допустимою для розрахунку максимальної та мінімальної напруги на стрінг. Пізніше буде визначено точну кількість необхідних модулів, але наразі розглядається використання максимальної кількості фотоелектричних модулів в одному ряді для того, щоб мати уявлення про порогову напругу. Однак, максимальне і мінімальне значення напруги повинні знаходитися в межах діапазону напруги інвертора. Вони розраховуються за наступним методом (2.8),(2.9):

$$V_{max\ str} = n \cdot V_{max\ mod} , \quad (2.8)$$

$$V_{min\ str} = n \cdot V_{min\ mod} , \quad (2.9)$$

де V_{max} - максимальна напруга на стрінг ;

V_{min} - мінімальна напруга на стрінг;

n - кількість модулів у стрінгу;

$V_{max\ mod}$ - максимальна напруга фотомодуля;

$V_{min\ mod}$ - мінімальна напруга фотомодуля;

CdTe (FS-6450):

$$V_{maxStr} = 4 \cdot 237,8 \text{ В} = 951,2 \text{ В.}$$

$$V_{minstr} = 4 \cdot 155,41 = 621,64 \text{ В.}$$

Ці значення знаходяться в діапазоні напруг MPP інвертора від 160 В до 960 В. В реальності це дозволить встановити мінімум два модулі на один стрінг, що призведе до максимальної напруги 475,6 В і мінімальної напруги 310,82 В для кожного з них.

Точна кількість фотоелектричних модулів буде визначена в процесі моделювання з урахуванням площі, доступної на даху, оскільки буде встановлено максимальну кількість панелей. Інші фактори, такі як відстань між рядами та затінення, будуть взяті до уваги.

2.6 Оцінка енергетичного потенціалу

Можна зробити приблизну оцінку виробництва енергії, яку можна отримати від фотоелектричної системи, встановленої на даху будівлі. Пізніше, однак, це значення буде порівняно і замінено високоточним значенням з програмного забезпечення для моделювання, але в першу чергу воно дозволяє передбачити уявлення про продуктивність установки. Розрахунок виконується за формулою, наведеною нижче (2.10):

$$E_{OUT} = \sum_i G_i \cdot A_i \cdot GCR \cdot \eta_{SYST} , \quad (2.10)$$

де E_{OUT} - оцінка виходу енергії з фотоелектричної системи,

η_{SYST} - ефективність фотоелектричної системи,

G_i - значення опромінення для області,

A_i - доступна площа даху для встановлення фотоелектричних модулів.

GCR - коефіцієнт покриття ґрунту.

Коефіцієнт покриття даху (2.11), або GCR , - це співвідношення між площею, яку покривають фотоелектричні модулі, і загальною площею землі, на якій розміщені модулі.

$$GCR = \frac{PV_{\text{площа модулів}}}{\text{Площа наземної частини масиву}} . \quad (2.11)$$

У модульній системі з фіксованою конструкцією (як та, що зазвичай встановлюється на даху), при збільшенні кута нахилу, менша площа покриває

землю в проекції зверху, тому GCR зменшується (рисунок 2.10). Крім того, міжрядне затінення зростає пропорційно до кута нахилу, тому, якщо модулі нахилені більше, необхідно збільшити відстань між рядами, щоб уникнути цього.

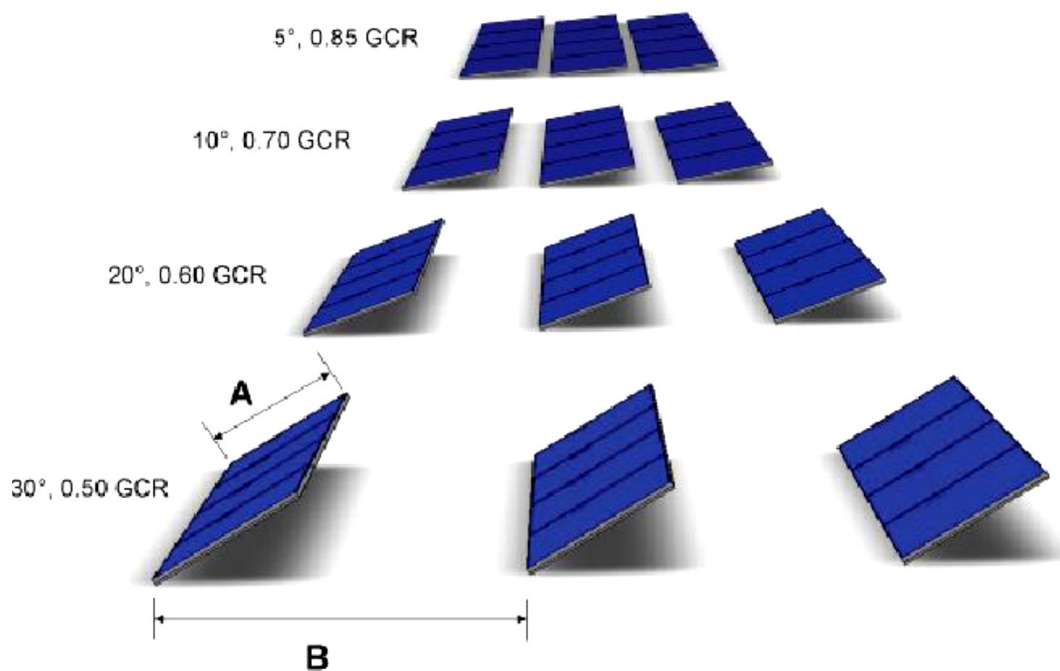


Рисунок 2.10 - Співвідношення між GCR і кутом нахилу фотоелектричних модулів

Це співвідношення завжди менше 1, і зазвичай воно приймає значення близько 30 і 70 %. У цьому приблизному розрахунку буде використано коефіцієнт 0,3, а також ефективність 20 % для всієї системи. Оцінка енергії проводиться з урахуванням середньорічного значення сонячного випромінювання для даної місцевості. Сонячне випромінювання на показаних модулях також є оцінкою, розрахованою на основі GCR, і з урахуванням того, що ці панелі є ідеальними (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 - Оцінка вихідної енергії для фотоелектричної установки

Місяць	Випромі- нювання [кВт·год/ м ²]	Доступна площа даху [м ²]	Площа фотоелектри- чних модулів [м ²]	Сонячне випромінювання на модулях [МВт·год]	Вихід енергії [МВт·год]
Січень	54			2,22912	0,445824
Лютий	87			3,59136	0,718272
Березень	139			5,73792	1,147584
Квітень	172			7,10016	1,420032
Травень	207			8,54496	1,708992
Червень	227	137,6	41,28	9,37056	1,874112
Липень	234			9,65952	1,931904
Серпень	200			8,256	1,6512
Вересень	152			6,27456	1,254912
Жовтень	105			4,3344	0,86688
Листопад	68			2,80704	0,561408
Грудень	48			1,98144	0,396288
Щорічно	1691			69,81	13,98

2.7 Висновки до розділу

1. Наведено опис будівлі та її розташування.
2. Описано види електричного навантаження. Особливістю даної розробки є те, що крім споживачів електроенергії в будинку, фотоелектростанція повинна забезпечувати зарядку електромобілів.
3. Наведено:
 - графіки навантаження автомобілів у будні та вихідні дні;
 - розподіл часу на щоденну діяльність для кожного члена сім'ї;
 - графік електроспоживання пристроїв;
 - графік навантаження домогосподарства у будні та вихідні дні;

4. Проведено вибір та опис характеристики електрообладнання фотоелектричної системи.
5. Розраховано кількість фотоелектричних модулів, які з'єднані послідовно та кількість стрінгів (рядів), з'єднаних паралельно.
6. Проведено розрахунок допустимих значень напруг та проведено оцінку енергетичного потенціалу.

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Програмне забезпечення

Для моделювання, симуляції та аналізу системи та її продуктивності в цьому проекті буде використовуватися програмне забезпечення PVsyst [14]. Це програмне забезпечення дозволяє визначити та розрахувати розмір фотоелектричної установки (незалежно від того, чи є вона автономною, мережевою або системою постійного струму), а також розрахувати та проаналізувати її поведінкові дані. Це дозволяє використовувати такі інструменти, як 3D-моделювання затінення, метеорологічні та радіаційні моделі, широку базу даних доступних технологій з їх параметрами, моделювання старіння або, наприклад, проектування та оптимізацію систем зберігання. Для детального дослідження необхідно знати деякі дані для проектування:

- Географічна інформація
- Опромінення та метеорологічні дані
- Вибір технології фотоелектричних модулів та інверторів
- Доступна площа даху або вихідна потужність системи
- Потреби користувача або рафіки навантаження
- 3D модель будівлі та навколишніх елементів
- Орієнтація та кут нахилу фотомодулів
- Втрати системи

Будуть запущені різні симуляції, щоб їх можна було порівняти, а отже, послідовно оптимізувати дизайн системи. Програмне забезпечення надасть результати про загальний вихід енергії та втрати.

3.2 Процес проектування

Процес проектування та впровадження системи в PVsyst вимагає

введення даних і визначення великої кількості параметрів для створення точної, обґрунтованої та детальної системи, підключеної до мережі. Ідея встановлення сонячних панелей на домогосподарстві полягає в тому, щоб мати можливість покривати його попит, коли це можливо, але без використання систем зберігання, щоб надлишок енергії можна було безпосередньо продавати в мережу, або, навпаки, витягувати з неї недостатню кількість енергії. Нижче описані та пояснені різні кроки, що виконуються для повного визначення установки, безпосередньо перед початком моделювання.

3.2.1 Місцезнаходження і кліматичні дані

Як зазначалося раніше, географічні дані є ключовими для точного моделювання фотоелектричної системи. На рис. 3.1 наведено фото з карт GoogleEars м. Шаргород.

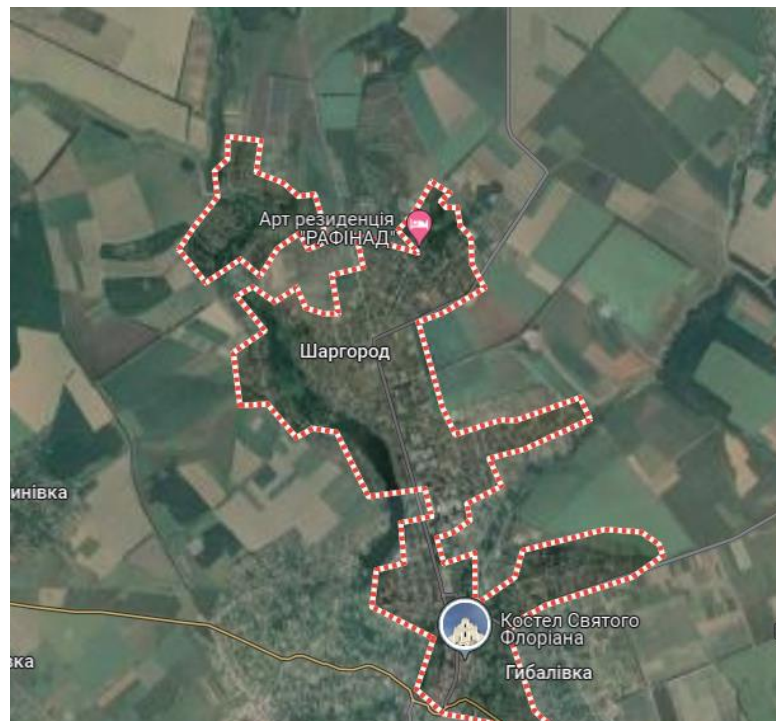


Рисунок 3.1 – Розташування місця монтажу обладнання

3.2.2 Компоненти системи

Як зазначено в попередньому розділі, в проекті використані модулі First Solar FS-6450 з піковою потужністю 450 Вт, а також інвертор від виробника SofarSolar, SOFAR 12000TL-X. Цей інвертор має робочу напругу 160-960 В і загальну потужність 12 кВт, що дозволяє послідовно з'єднати в систему до 4 модулів. На першому етапі буде реалізовано 8 стрінгів, оскільки максимальний простір на даху дозволяє встановити 31 панель, що становить активну площу 78,7 м².

Пізніше, у разі необхідності, ця схема буде модифікована для інших сценаріїв. Однак, використана топологія буде застосована у всіх сценаріях моделювання, оскільки метою цього проекту є не порівняння топологій, а порівняння макетів, а також випробування нової модульної топології, відмінної від звичних панелей на основі кремнію.

The screenshot displays the PVsyst software interface for a solar system configuration. It is divided into several sections:

- Global System configuration:** Shows 1 kind of sub-arrays and a 'Simplified Schema' button.
- Global system summary:**

Nb. of modules	32	Nominal PV Power	14.4 kWp
Module area	79 m ²	Maximum PV Power	14.1 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	12.0 kWac
- PV Array:**
 - Sub-array name and Orientation:** Name: PV Array, Tilt: 35°, Azimuth: 0°.
 - Presizing Help:** Options for 'No sizing' (planned power 0.0 kWp) or 'available area (modules)' (0 m²).
 - Select the PV module:** Filter: All PV modules. Selected: First solar, 450 Wp 157V CdTe FS-6450 Jun2019. Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) 165.6 V, V_{oc} (-10°C) 239.7 V.
 - Select the inverter:** Output voltage 230 V 50Hz. Selected: SofarSolar, 12 kW 160 - 960 V TL 50/60 Hz SOFAR 12000TL-X. Nb. of inverters: 1. Operating Voltage: 160-960 V, Input maximum voltage: 1000 V. Global Inverter's power: 12.0 kWac. **inverter with 2 MPPT**.
- Design the array:**
 - Number of modules and strings:** Initial degrad. 5% (should be), Mod. in series 4 (between 1 and 4), Nbre strings 8, Overload loss 0.1%, P_{nom} ratio 1.20. **Nb. modules 32 Area 79 m²**
 - Operating conditions:** V_{mpp} (60°C) 662 V, V_{mpp} (20°C) 779 V, V_{oc} (-10°C) 959 V. Plane irradiance 1000 W/m². I_{mpp} (STC) 19.2 A, I_{sc} (STC) 20.6 A. **Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 13.3 kW**. **Array nom. Power (STC) 14.4 kWp**

Рисунок 3.2 - Дані про пристрої, представлені на PVsyst [14]

3.2.3 Нахил і орієнтація модуля

Орієнтація і кут нахилу фотоелектричних модулів повинні бути встановлені таким чином, щоб отримати максимальний вихід енергії. У досліджуваному випадку використовуються фіксовані модулі з економічних причин та з метою спрощення технічного обслуговування. Крім того, оскільки це домашня дахова фотоелектрична система, встановлення систем стеження не буде амортизовано за короткий період часу.

Тому, маючи фіксовану конструкцію для панелей, необхідно визначити їх кут нахилу та азимутальну орієнтацію. Для цього, згідно з інструментами PVGIS Європейської Комісії, оптимальні кути для обраного місця розташування повинні становити 37° для фіксованого кута нахилу β протягом усього року та 1° для азимутального кута.

Інші автори [15] пропонують інші способи розрахунку, як, наприклад, формула, показана нижче (3.1):

$$(\text{Широта} \cdot 0,76) + 3,1 = (48,45^\circ \cdot 0,76) + 3,1 = 34,79^\circ \quad (3.1)$$

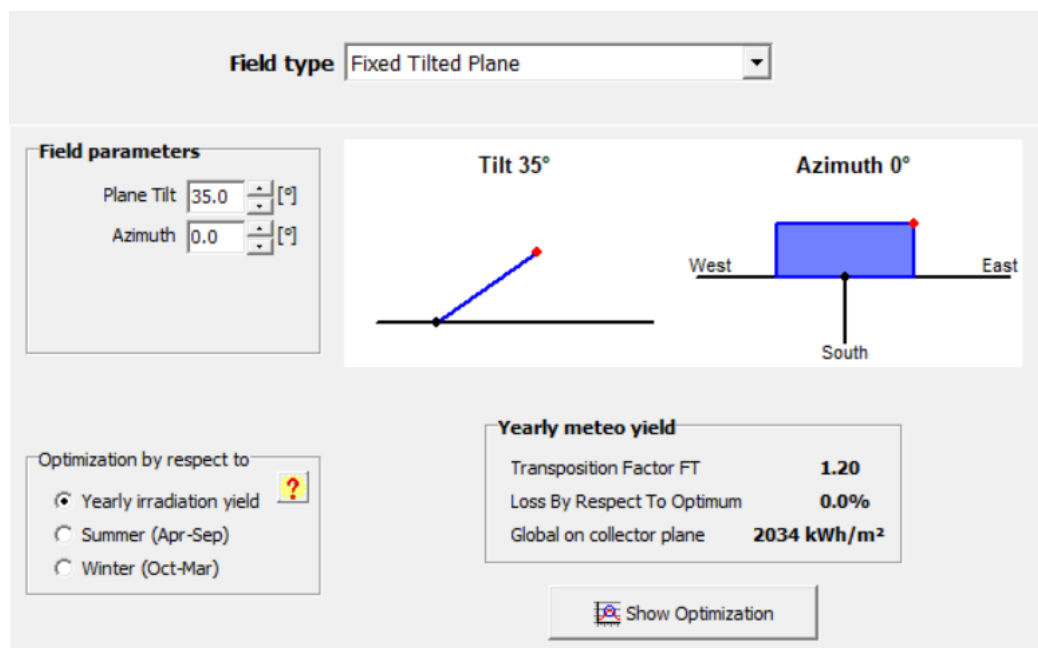


Рисунок 3.3 - Кут нахилу та орієнтація модуля, введені в PVsyst для фіксованої нахиленої площини

Незважаючи на це значення, коригування кута нахилу двічі на рік також розглядається як можливість, яка буде оцінюватися в проведених моделюваннях. Сезонне регулювання зазвичай забезпечує кращі показники (рис.3.4). Для розрахунку значень для літнього та зимового кутів спочатку розглядається грубий метод, який полягає в додаванні та відніманні 10° від широти місця розташування (3.2). Тоді:

$$\text{Широта} \pm 10^\circ = 48,45^\circ \pm 10^\circ = 38,45^\circ (\text{Літо}); 58,45^\circ (\text{Зима}). \quad (3.2)$$

Незважаючи на це, інша розрахункова модель [15] пропонує наступну процедуру (3.3, 3.4) при регулюванні кута нахилу двічі на рік:

$$(\text{Широта} \cdot 0,93) - 21 = (48,45^\circ \cdot 0,93) - 21 = 24^\circ (\text{Літо}). \quad (3.3)$$

$$(\text{Широта} \cdot 0,875) + 19,2 = (47,45^\circ \cdot 0,875) + 19,2 = 60,71^\circ (\text{Зима}). \quad (3.4)$$

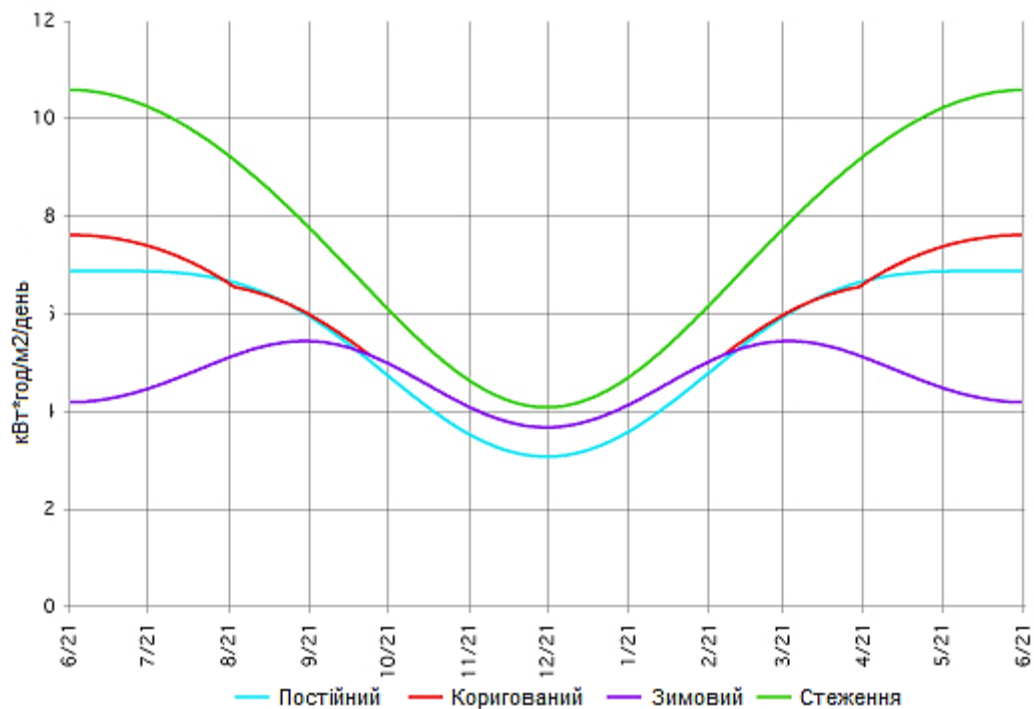


Рисунок 3.4 - Графік генерування електроенергії різних режимів нахилу модулів

Однак, багато моделей використовуються в декількох дослідженнях і наукових роботах, які дуже сильно відрізняються одна від одної. Тому в цій ситуації кут нахилу 35° буде використано як перше значення для моделювання фіксованого нахилу протягом року, а значення 18° і 55° будуть застосовані для моделювання регульованого нахилу. Що стосується азимутальної орієнтації, то модулі будуть спрямовані на південь, що означає азимутальний кут 0° для створення першої схеми.

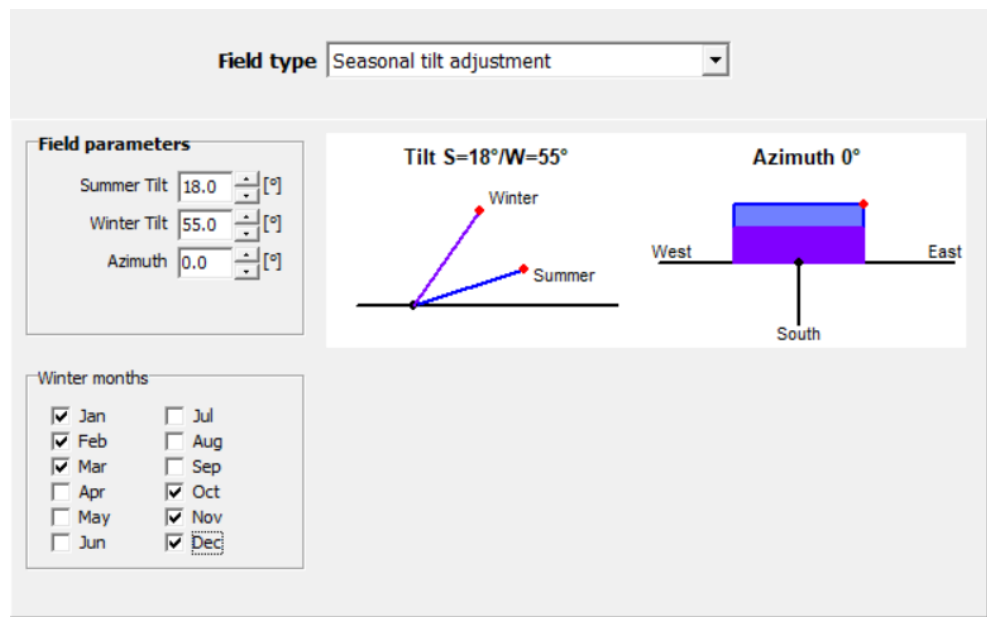


Рисунок 3.5 Кут нахилу та орієнтація модулів, введені в PVsyst для площини з сезонним регулюванням нахилу

Ці кути будуть оптимізовані шляхом запуску симуляцій в PVsyst для ітеративного процесу проектування, який в кінцевому підсумку призведе до оптимального положення модулів.

3.2.4 Відстань між стрінгами (рядами)

Для оптимального розташування фотоелектричних модулів необхідно забезпечити правильну мінімальну міжрядну відстань, щоб між ними не було небажаних тіней (рис.3.6).

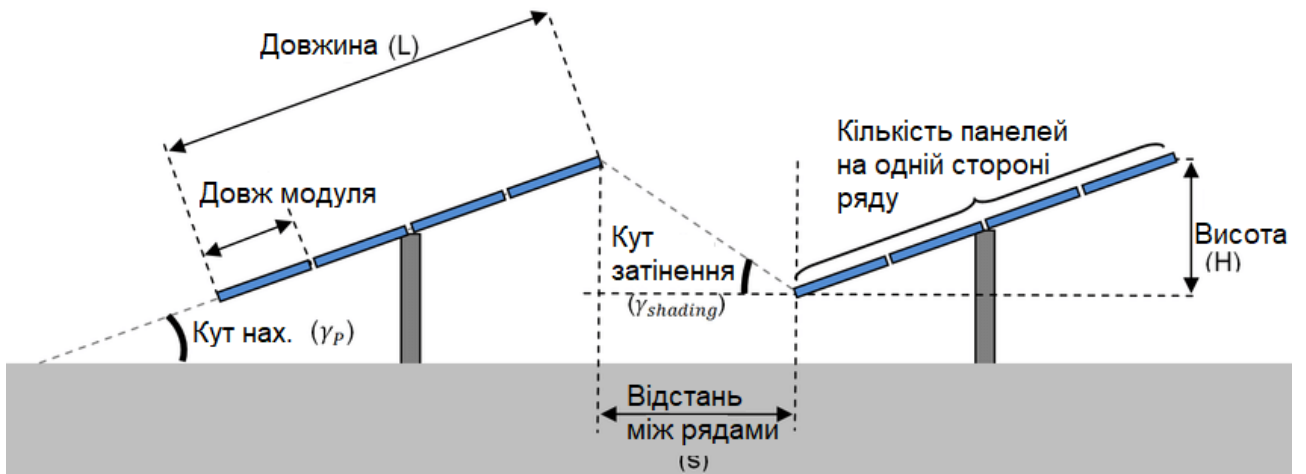


Рисунок 3.6 - Відстань між рядами фотоелектричних модулів у фотоелектричній системі

Щоб мати перше уявлення про значення цієї відстані, для визначення місця дослідження буде використано діаграму сонячних променів, наведену нижче:

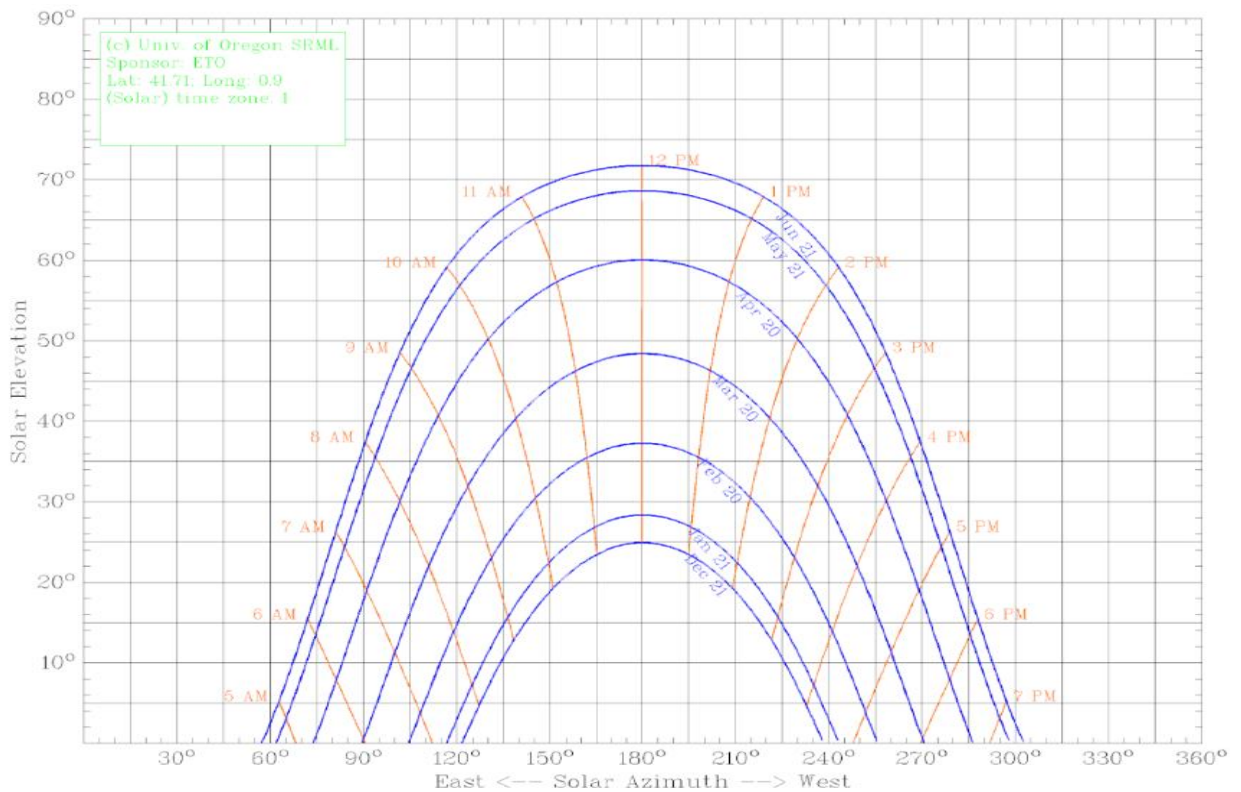


Рисунок 3.7 - Діаграма сонячних променів

Ця діаграма (рис. 3.7) відображає дані між сонцестояннями, з грудня по червень, тому можна вивчати найгірший сценарій. Враховуючи сонячні години

з 9 ранку до 3 дня для зимового сонцестояння, отримано висоту Сонця 13° і азимутальну поправку 41° .

Використовуючи оптимальний кут нахилу 35° , можна розрахувати приблизну оцінку відстані між панелями в ряду. Існують різні методики для отримання цього значення відстані. Один з найпоширеніших, але базових методів полягає у використанні міжрядної відстані, що дорівнює потрійній висоті панелі (3.5):

$$D = 3 \cdot H = 3 \cdot L \cdot \sin(\beta) = 3 \cdot 1,232\text{м} \cdot \sin(35^\circ) = 2,12\text{м}. \quad (3.5)$$

Однак цей розрахунок може бути більш точним при використанні інших і більш складних формул (3.6). Отже:

$$D = \frac{\sin(\beta) \cdot L}{\tan \alpha} = \frac{\sin(35^\circ) \cdot 1,232\text{м}}{\tan(13^\circ)} = 3,06\text{м} \quad , \quad (3.6)$$

де L - довжина модуля ,

β - бажаний кут нахилу,

α - кут висоти сонця 21 грудня о 9:00 ранку.

Додавши кінцевий результат до цієї формули (3.7), використовуючи азимутальний кут, можна отримати мінімальну відстань між рядами:

$$D = \frac{\sin(\beta) \cdot L}{\tan \alpha} \cdot \cos(A_{zc}) = \frac{\sin(35^\circ) \cdot 1,232\text{м}}{\tan(13^\circ)} \cdot \cos(41^\circ) = 2,31\text{м} \quad (3.7)$$

де A_{zc} - кут корекції азимута, або різниця між кутом азимута 21 грудня о 9:00 ранку і південним напрямком.

На завершення, на основі цього приблизного значення буде зроблено перший макет модуля, а також визначено різні сценарії для виконаних симуляцій.

3.2.5 3D моделювання

3D-сцена може бути створена за допомогою інструментів проектування PVsyst або шляхом імпорту CAD-моделі будівлі або сцени з іншого програмного забезпечення для проектування, сумісного з PVsyst, наприклад, Autocad. У цьому випадку будівля моделюється, розміщується і орієнтується у відповідному напрямку відповідно до координат на карті. На цій сцені не створюються навколишні будівлі, оскільки передбачається, що вони не впливають на затінення панелей. Однак на сцену інтегровано чотири дерева, з введенням їх діаметру та висоти, щоб можна було проаналізувати ближні затінення. Модель можна побачити на рисунках нижче (рис. 3.8, рис. 3.9).

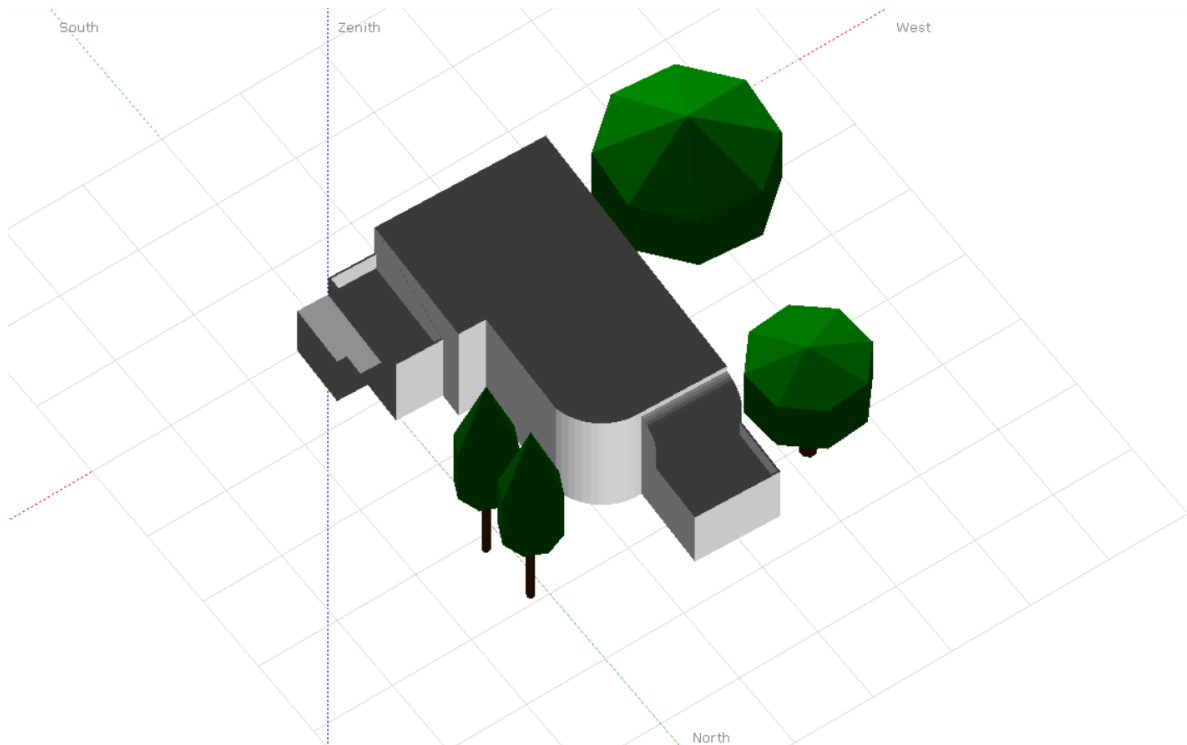


Рисунок 3.8 - Аксонометрична проекція CAD-моделі будівлі та навколишніх елементів

Маючи 3D-модель сцени, за допомогою полігональної форми вибирається доступна площа даху для розміщення модулів. Після цього буде створено схему розташування модулів залежно від таких параметрів, як крок, кут нахилу, модель панелей та інвертора, що використовується, або бічний інтервал. На

малюнку нижче (рис. 3.10) створено три зони, хоча зони №2 і №3, швидше за все, не будуть використовуватися.

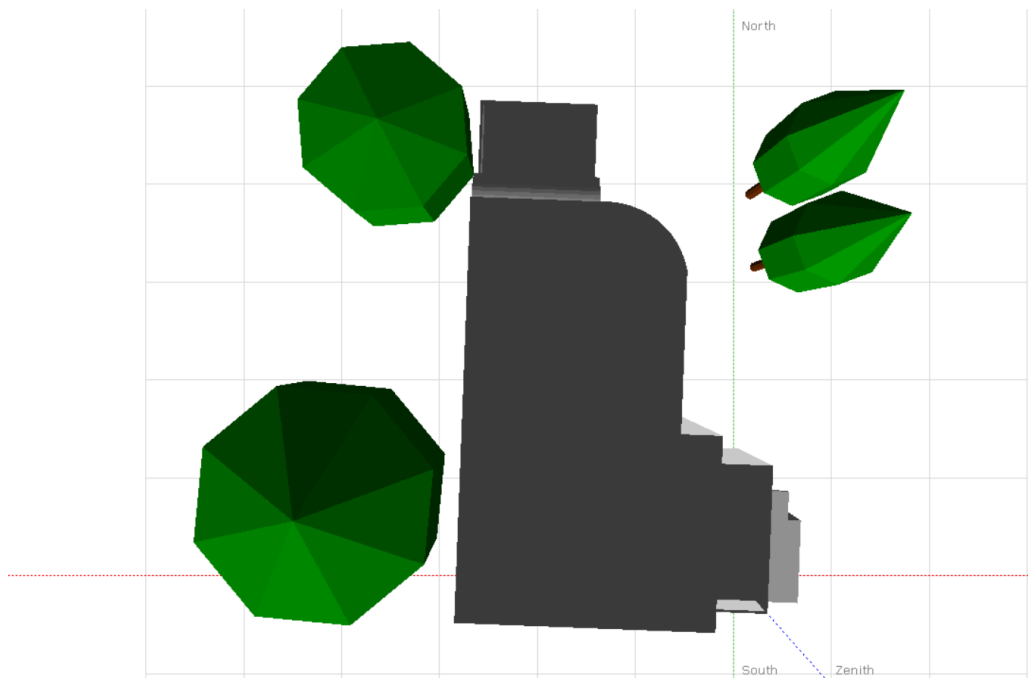


Рисунок 3.9 - Проекція над головою САD-моделі будівлі та навколишніх елементів

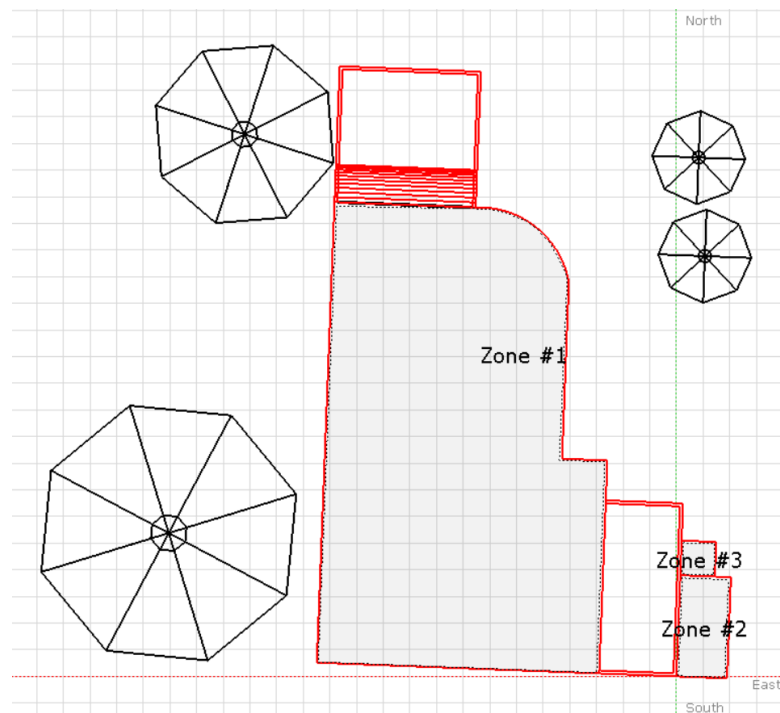


Рисунок 3.10 - Доступні зони на даху будівлі для встановлення фотоелектричної системи

3.2.6 Розташування модулів та ближнє затінення

Після впровадження в програмне забезпечення 3D-моделі будівлі необхідно проаналізувати навколишні елементи з точки зору затінення, щоб побачити, чи не заважають вони повній продуктивності фотоелектричної системи. Хоча будівля має нахил $2,2^\circ$ по відношенню до вертикальної лінії, яка визначає північний напрямок, при створенні макета цей факт був проігнорований, оскільки він не має ніякого значення для розташування модулів (які будуть орієнтовані по азимуту 0°), і його стає простіше спроектувати в програмі.

У цьому проекті затінення, що враховуються для моделювання, вважаються лінійними затіненнями, які вимірюють відсутність освітлення без урахування електричного ефекту, який буде прийнятий як відсоток втрат на інших ділянках моделювання, оскільки на практиці коефіцієнт лінійного затінення не так вже й далекий від реального ефекту з електричними втратами.

Для макета необхідно точно визначити положення модулів, як у горизонтальній, так і в вертикальній формі. У горизонтальному або вертикальному положенні втрати від затінення мінімізуються завдяки електричному з'єднанню елементів. Обхідні діоди (зазвичай по три в кожній панелі) розміщені таким чином, що коли ряд елементів затінений, решта елементів можуть продовжувати працювати з максимальною вихідною потужністю. Однак у вертикальному положенні або у книжковій орієнтації шунтувальні діоди змушують весь модуль припинити вироблення енергії, коли нижній ряд елементів затінений або покритий снігом чи пилом.

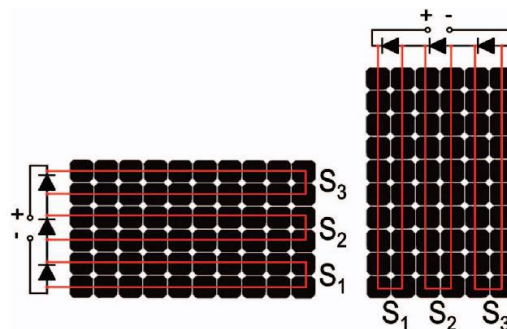


Рисунок 3.11 - Електрична конфігурація фотоелектричного модуля в

горизонтальному (ліворуч) і вертикальному (праворуч) положенні

На рисунку вище (рис. 3.11) показано, що в горизонтальному положенні зліва, якщо ряд S1 затінений, інші 2/3 модуля все ще можуть виробляти енергію, оминаючи S1, тоді як, з іншого боку, в вертикальному положенні справа, якщо нижній ряд комірок затінений, S1, S2 і S3 будуть затінені, що призведе до нульового виробітку енергії. З цієї причини, для оптимізації втрат, для цього дослідження було обрано горизонтальне положення.

На 161,65 м² вільної площі даху необхідно накреслити схему розташування модулів, використовуючи відстань між ними, кут нахилу та азимут, що відповідають кожному сценарію моделювання. Бокова відстань між панелями зафіксована на рівні 0,2 м, оскільки вона не впливає на поведінку системи (рис.3.12, рис. 3.13).

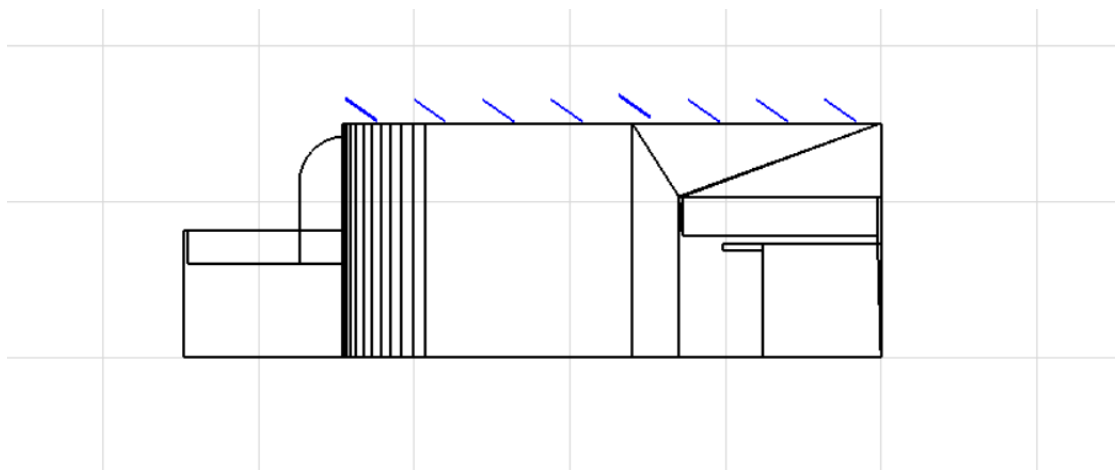


Рисунок 3.12 - Бічна проекція розташування модулів на даху

Моделювання ближнього затінення буде виконуватися в день зимового сонцестояння з кроком 15 хвилин, і основною метою є виявлення тіней, спричинених деревами, які також моделюються в 3D-сцені, формами будівель і самими панелями, оскільки немає вищих навколишніх будівель, які могли б спричинити затінення фотоелектричної системи.

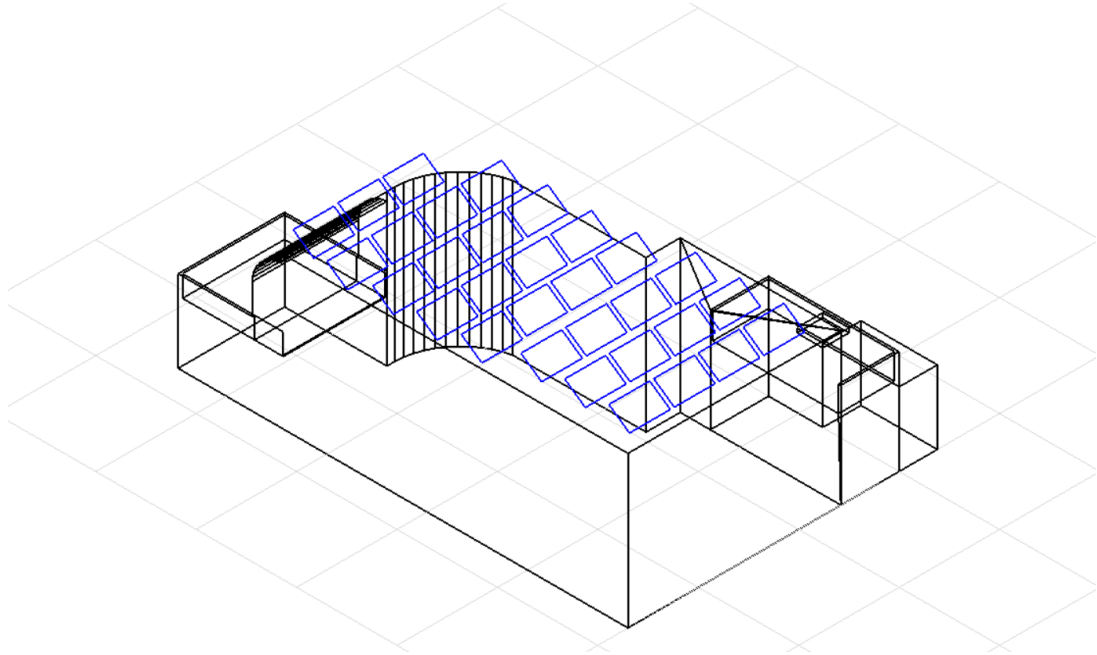


Рисунок 3.13 - Аксонометрична проекція розташування модулів на даху

Що стосується теплових втрат, то вони встановлюються як такі, що відповідають вільно встановленим на відкритому повітрі модулям з циркуляцією повітря, і не змінюються відносно значення за замовчуванням, яке пропонується програмним забезпеченням. Коефіцієнт вітрових втрат у цьому дослідженні не враховується.

Омічні втрати в ланцюзі постійного струму встановлені на рівні частки втрат при STC 1,5%, в той час як падіння напруги на діодах і втрати в ланцюзі змінного струму після інвертора не враховуються. Світлоіндукована деградація (LID) не враховується, оскільки модулі з кристалічного кремнію не використовуються, тому коефіцієнт втрат для LID дорівнює 0%. Втрати на неузгодженість зафіксовані на значенні за замовчуванням втрати потужності на МПП 0,8%.

З точки зору недоступності системи, передбачається постійна втрата 2%, що відповідає 7,3 недоступним дням на рік, в той час як коефіцієнт втрат від забруднення (втрати, спричинені пилом, брудом або сміттям на поверхні модуля) встановлюється на рівні 3%. Спектральна корекція, старіння технології та модифікатор кута падіння (IAM) не враховуються в моделюванні, хоча початкова деградація модулів становить 5% через ефект Стеблера-Вронського,

оскільки це призводить до того, що модуль працює на вищій напрузі протягом перших двох-трьох місяців експлуатації. Втрати можна побачити на графіку на рис. 3.14:

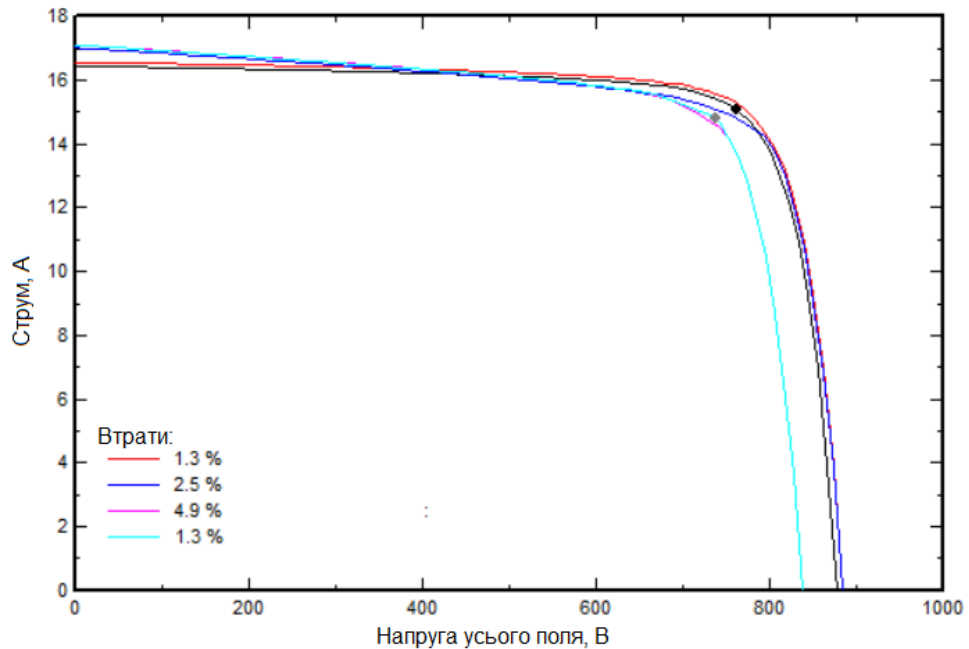


Рисунок 3.14 – ВАХ із врахуванням втрат в обраних фотоелектричних модулях

Дані щодо споживання енергії також повинні бути введені в програмне забезпечення для того, щоб розрахувати кількість виробленої енергії, яка призначена для власного споживання, і, відповідно, знати, яка частина її подається в мережу. У найгіршому випадку, якщо енергії, виробленої фотоелектричною системою, недостатньо для забезпечення потреб домогосподарства, її також потрібно розрахувати.

Для цього в програму імпортується таблиця з даними енергоспоживання домогосподарства (рис. 3.15). Цей документ містить погодинні дані про попит з кроком у 15 хвилин протягом 365 днів на рік, незважаючи на те, що PVsyst моделює з кроком у 1 годину, усереднюючи споживання кожні 15 хвилин.

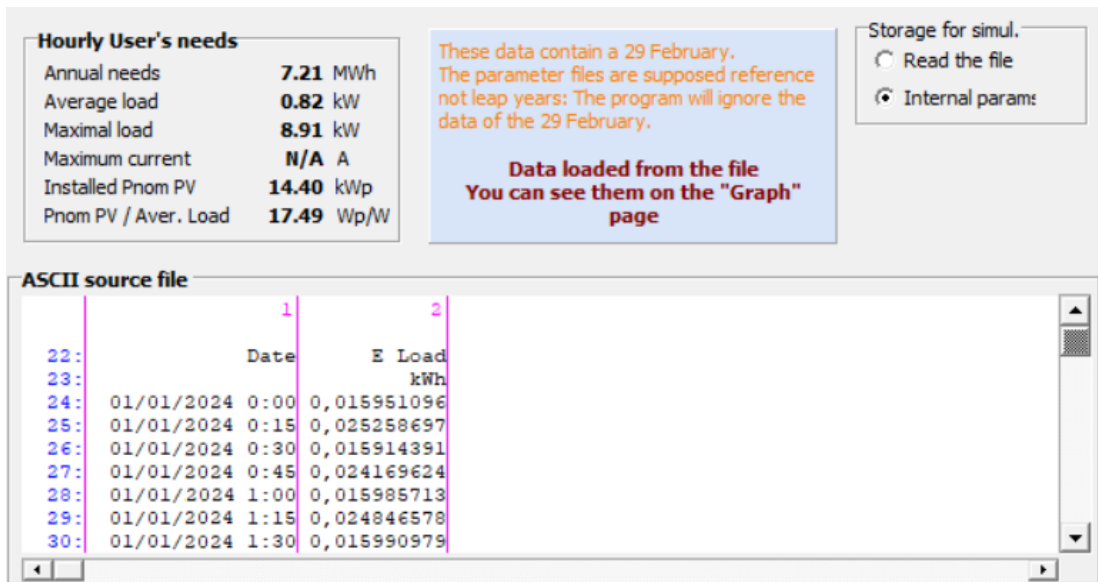


Рисунок 3.15 - Дані про споживання домогосподарства, введені в PVsyst

Програмне забезпечення проаналізує CSV-файл і розрахує середні та максимальні потреби в навантаженні для домогосподарства, які пізніше будуть показані на графіках у погодинному, денному або місячному масштабі. Відповідно до цих значень буде запущено моделювання, щоб перевірити, чи можна покрити попит. Графіки навантаження, показують річну потребу у 7,211 кВт·год/рік (рис. 3.16), що відповідає середньодобовому попиту у 19,76 кВт·год/день.

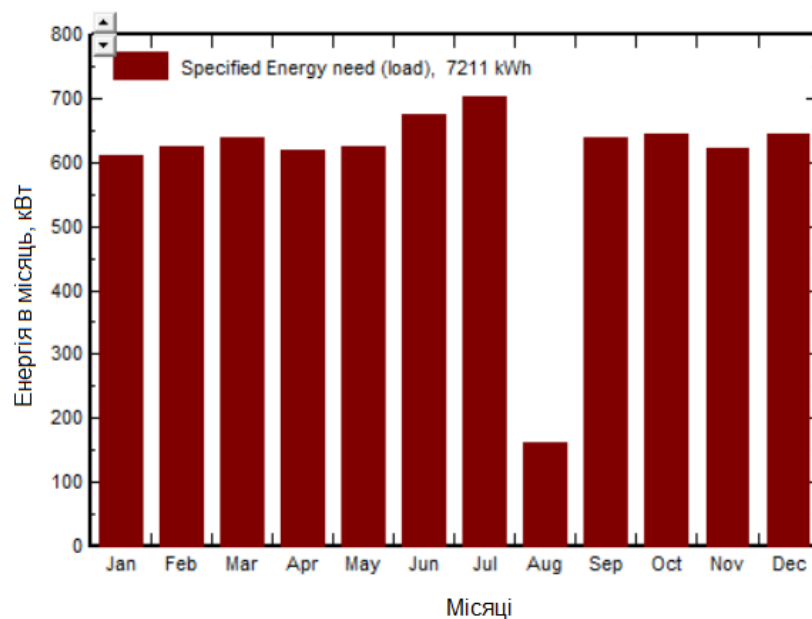


Рисунок 3.16 - Визначена місячна потреба домогосподарства в енергії

3.3 Сценарії моделювання

Після того, як кроки, описані в попередніх розділах, завершені, а всі деталі встановлені та зафіксовані, створена система, підключена до мережі, виглядає у спрощеній схемі, як показано на рис. 3.17:

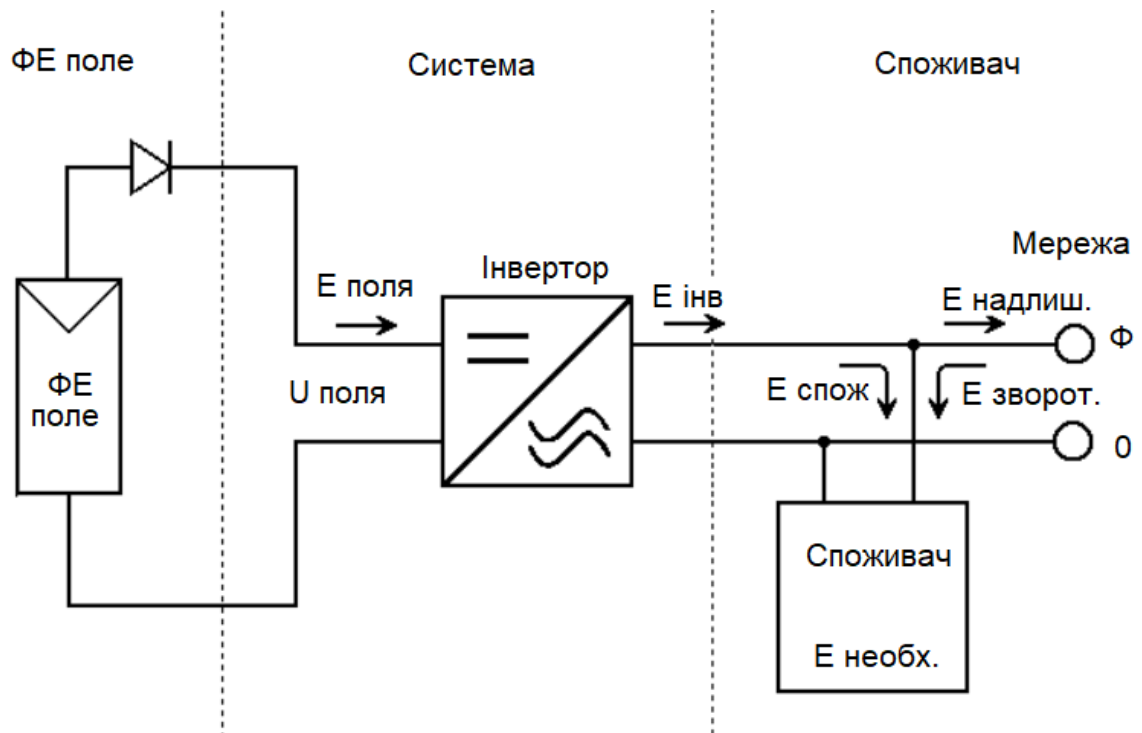


Рисунок 3.17 - Спрощена схема підключеної до мережі фотоелектричної систем

У фотоелектричній установці, коли є надлишок виробленої енергії, який не використовується для власних потреб домогосподарства, цей надлишок енергії буде передаватися в мережу. В іншому випадку, коли енергії не вистачає для задоволення потреб користувача, наприклад, в нічний час, енергія, спожита навантаженням, буде братися з мережі як резервна енергія.

Таким чином, з урахуванням вищесказаного, можна визначити декілька сценаріїв моделювання. Для початку ми порівняємо міжряддя або відстань між стрінгами в різних варіантах, щоб мінімізувати затінення. Від мінімальної відстані зі значенням 2,31 м (округлено до 2,3 м), буде побудовано перший сценарій (Сценарій А) з нахилом 35° і орієнтацією по азимуту 0° . Таке розташування дозволить встановити 30 панелей на даху будівлі (у конфігурації

до 4 панелей на ряд і 8 рядів).

Потім відстань між панелями буде збільшено до 3 м і до 3,3 м (Сценарії В і С), без зміни кутів нахилу і азимута. На цьому етапі буде оцінено відсоток втрат. Проте, кількість фотоелектричних модулів згодом буде зменшуватися зі збільшенням відстані між ними, тому необхідна повна оцінка, щоб знайти точку балансу між втратами і виробництвом енергії.

Після того, як буде обрано оптимальну відстань між сонячними панелями, а також кількість фотоелектричних модулів, які помістяться на даху, в наступному моделюванні (Сценарій D) буде виконано зміну нахилу для того, щоб оцінити позитивний або негативний ефект сезонного регулювання нахилу. Фотомодулі в цьому сценарії залишаться орієнтованими на південний напрямок.

Потім, після визначення оптимальної відстані між панелями, кількості панелей і того, чи повинен нахил бути фіксованим або регульованим, будуть досліджуватися різні кути нахилу, шляхом визначення початкового кута нахилу і додавання та віднімання 10° від цього значення (сценарії E і F).

Крім того, буде проведено порівняння двох сценаріїв моделювання (Сценарії G і H) з різною азимутальною орієнтацією модулів. Модулі в цих сценаріях будуть орієнтовані на південний захід і південний схід і вирівняні з орієнтацією будівлі, зберігаючи найкращий нахил, знайдений в попередніх сценаріях.

Спроба інших варіантів розташування, окрім описаних вище, може бути цікавою, якщо результати, видані програмою, покажуть якісь тенденції або якщо будуть зроблені якісь висновки. Після цього найкращий знайдений сценарій буде оптимізовано за допомогою встановлення системи зберігання, яка буде визначена пізніше.

У підсумку, всі сценарії моделювання зібрані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Параметри визначення для сценаріїв моделювання від А до Н

Сценарій	Нахил [°]	Азимут [°]	Крок [м]	Кількість фотомодулів
A	35	0	2,3	31
B	35		3	26
C	35		3,3	26
D	18/55		Обрано з A/B/C	Відповідно до обраної відстані кроку
E	Обрано з A/D +10°		Обрано з A/B/C	Відповідно до обраної відстані кроку
F	Обрано з A/D -10°		Обрано з A/B/C	Відповідно до обраної відстані кроку
G	Вибрано з A-F	2,2 SW	Обрано з A/B/C	Відповідно до обраної відстані кроку
H	Вибрано з A-F	87,7 SE	Обрано з A/B/C	Відповідно до обраної відстані кроку

3.4 Результати

Спочатку сценарії А, В і С були реалізовані на 3D-сцені і в програмних даних, і кожна симуляція була запущена відповідно до параметрів, зазначених в таблиці 3.1. Для перших трьох випадків використовувався азимутальний кут 0° з кутом нахилу 35°. Міжряддя варіювалися від 2,3 до 3-3,3 м у кожному відповідному сценарії. Як зазначено в попередніх розділах, інші параметри, такі як втрати або конфігурація технології, залишаються незмінними для кожної ситуації. Сценарій А передбачає активну площу модуля 79,2 м², тоді як обидва

сценарії В і С мають активну площу модуля 64,4 м².

Основні результати для сценаріїв А, В і С наведені нижче в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Визначальні параметри та результати моделювання для сценаріїв А, В та С

Сценарій	Крок [м]	Азимут [°]	Нахил [°]	Встановлена потужність [кВт]	Енергія виробництво [МВт·год/рік]	Питоме виробництво [кВт/кВт·год/рік]	PR [%]	Затінення втрати [%]	Системна ефективність [%]
А	2,3	0	35	14,4	23,89	1659	81,98	4,38	17,74
В	3			11,7	19,71	1685	83,28	2,93	18
С	3,3			11,7	19,73	1686	83,36	2,85	18,02

У цій таблиці (таблиця 3.2) виробництво енергії являє собою ефективне значення енергії на виході інвертора, без урахування недоступності системи, яка буде врахована в подальшому для розрахунків енергії, що відпускається в мережу.

Питоме виробництво $E_{specific}$ - це вихід або енергія, вироблена на встановлені кВт потужності модуля протягом року. Його також можна розуміти як кількість годин, протягом яких фотоелектрична система повинна працювати на номінальній потужності, щоб виробити таку саму кількість енергії, як і фактична система за поточних умов:

$$E_{specific} = \frac{E_{total}}{P_{plant,nom}}, \quad (3.8)$$

де E_{total} - загальний виробіток енергії,

$P_{plant,nom}$ - встановлена потужність станції.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) - це показник, що розраховується як відношення ефективно виробленої енергії, яка подається в мережу, до енергії, яка була б вироблена ідеальною системою, що працює безперервно в умовах

НТК. ККД, хоча і не залежить безпосередньо від метеорологічних умов або орієнтації модулів, включає оптичні (ІАМ, забруднення, затінення) і масивні втрати. Це корисний показник для порівняння якості системи між різними місцями розташування та макетами. Він розраховується за формулою:

$$ККД(\%) = \frac{E_{total}}{P_{plant,nom} \cdot G_t \cdot 10^{-6}} \cdot 100, \quad (3.9)$$

де G_t - падаюче опромінення на установку.

Втрати від затінення показують відсоток лінійних втрат, спричинених тіннями від навколишніх об'єктів та власних елементів установки.

Нарешті, ефективність системи - це відношення виробленої енергії до падаючої сонячної енергії.

Відповідно до значень, наведених у таблиці 3.2, видно, що Сценарій А, хоча і має більшу встановлену потужність (завдяки іншому розташуванню модулів, що дозволяє розмістити більше панелей на даху) і, відповідно, більше виробництво енергії, демонструє нижчі значення питомої продуктивності, коефіцієнту корисної дії та загальної ефективності системи. Крім того, втрати від затінення набагато вищі, ніж у сценаріях В і С. Це порівняння можна ми спостерігали на діаграмах ізозатінення для кожної ситуації.

З огляду на ці останні негативні результати, сценарій А відкидається, а крок кроку, обраний між 3 м і 3,3 м, має бути визначений на основі вивчення сценаріїв В і С. Тим не менш, параметри сценаріїв В і С майже ідентичні, незважаючи на те, що моделювання показує тенденцію до кращих значень для сценарію С. Через ці дещо вищі результати продуктивності, крок кроку за сценарієм С використовується для наступних сценаріїв моделювання (D, E і F).

Наступний етап процесу моделювання виконується для сценаріїв D, E і F. Метою цієї частини моделювання є оцінка впровадження сезонного регулювання нахилу фотоелектричних модулів. Параметри, що використовуються в цих трьох моделюваннях, наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Визначення параметрів для сценаріїв D, E та F

Сценарій	Крок [м]	Азимут [°]	Крок [м]	Кількість фотомодулів
D	18/55	0	3,3	26
E	28/65			
F	8/45			

Результати, отримані для сценаріїв D, E та F, наведені в таблиці нижче (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 - Параметри визначення та результати моделювання для сценаріїв D, E та F

Сценарій	Нахил [°]	Азимут [°]	Крок [м]	Встановлена потужність [кВт]	Енергія виробництва [МВт·год/рік]	Питоме виробництво [кВт/кВт·год/рік]	ККД [%]	Затінення втрати [%]	Системна ефективність [%]
D	18/55	0	3,3	11,7	20,38	1742	82,95	3,71	18,62
E	28/65				20,04	1713	82,11	4,69	18,3
F	8/45				20,16	1723	83,57	2,94	18,41

З цих результатів видно, що сценарій D показує найкращі результати з точки зору питомої генерації. Його ефективність також є досить високою порівняно зі сценаріями E та F. Хоча коефіцієнт продуктивності та втрати від затінення в цій досліджуваній ситуації не є оптимальними, їх значення вважаються прийнятними, і сценарій D був обраний між цими трьома сценаріями.

Потім порівнюються значення для сценаріїв C і D, щоб отримати найкращу конфігурацію нахилу панелей, вибираючи між фіксованим кутом нахилу 35° або сезонним регулюванням на 18° для літа і 55° для зими. При

цьому видно, що питома продуктивність значно вища для сценарію D, незважаючи на те, що він має нижчий коефіцієнт корисної дії через більший відсоток втрат від затінення. Тим не менш, ця різниця не має сенсу, тому припускається, що найкращим нахилом для продовження дослідження є сезонно скоригований нахил, оскільки виробництво здається оптимальним.

Для сценаріїв G і H конфігурацію розташування модулів можна побачити на рисунку 3.18.

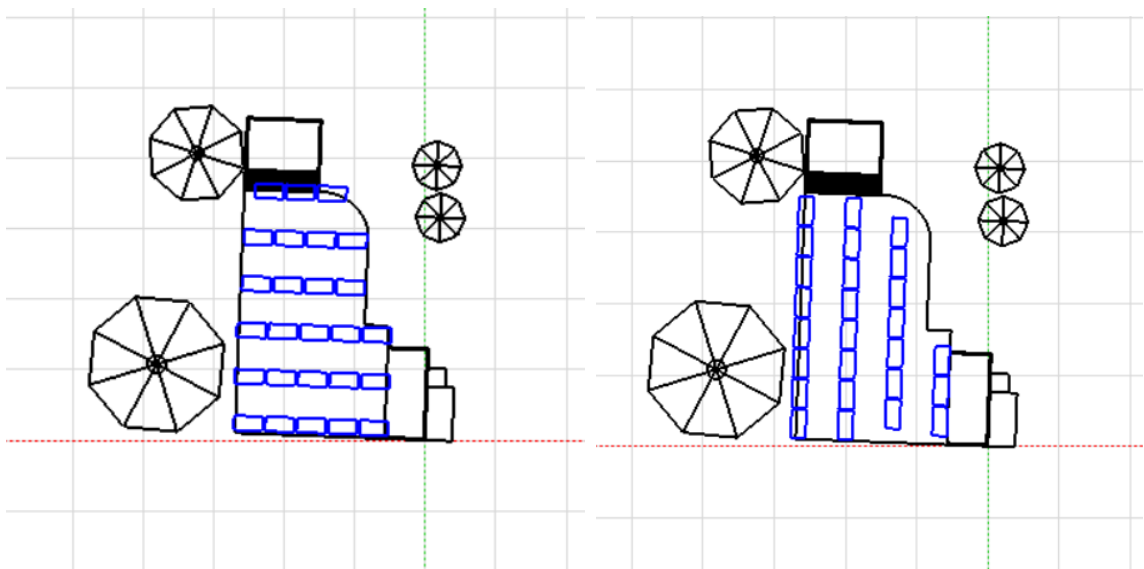


Рисунок 3.18 - Розташування модулів за сценаріями G (ліворуч) та H (праворуч)

Як пояснювалося раніше, ці дві конфігурації випробовуються, вирівнюючи панелі відповідно до орієнтації будівлі для створення найбільш логічного розташування (і повернуті в південному напрямку в обох сценаріях), а також для того, щоб спробувати нові азимути, які могли б допомогти поліпшити продуктивність. Азимут $2,2^\circ$ південно-східної широти використовується для сценарію G, а $87,7^\circ$ південно-східної широти - для сценарію H. Результати моделювання наведені в таблиці 3.5.

Як і слід було очікувати, сценарій H показує результати, нижчі за середні значення, які з'являються в інших сценаріях, через орієнтацію майже на схід. Крім того, його глобальна ефективність приблизно на 23% менша, ніж у

сценарію D. З цих причин цей сценарій відкидається порівняно з іншими. В іншому, розбіжності між сценаріями D і G абсолютно незначні, оскільки $2,2^\circ$ азимутального кута - це майже південна орієнтація. Отже, оскільки значення суттєво не змінюються, сценарій D буде підтримуватися, оскільки південний напрямок зазвичай вважається оптимальним.

Таблиця 3.5 - Параметри визначення та результати моделювання для сценаріїв G і H

Сценарій	Нахил [°]	Азимут [°]	Крок [м]	Встановлена потужність [кВт]	Енергія виробництва [МВт·год/рік]	Питоме виробництво [кВт/кВт·год/рік]	ККД [%]	Затінення втрати [%]	Системна ефективність [%]
G	18/55	2,2 SW	3,3	11,7	20,37	1741	82,94	3,72	18,61
H	18/55	87,7 SE			15,53	1327	80,18	5,56	14,19

У цій ситуації сценарій D вважається таким, що має найбільш оптимальні параметри для інтеграції на даху. Підсумовуючи, ця конфігурація забезпечує потік енергії на виході інвертора 20,38 МВт·год/рік. Втрати на затінення складають 3,71% від доступного освітлення, а отже, коефіцієнт корисної дії системи становить 82,95%.

Цей сценарій має питоме виробництво 1,742 кВт·год/кВт/рік при встановленій потужності 11,7 кВт·год з 26 фотомодулів, орієнтованих на південь і з сезонним регулюванням нахилу на 18° для літнього сезону і 55° для зимового. Однак сам масив має втрати 0,81 кВт·год/кВт/день, тоді як система, утворена інвертором та електропроводкою, втрачає 0,16 кВт·год/кВт/день (рис.3.19).

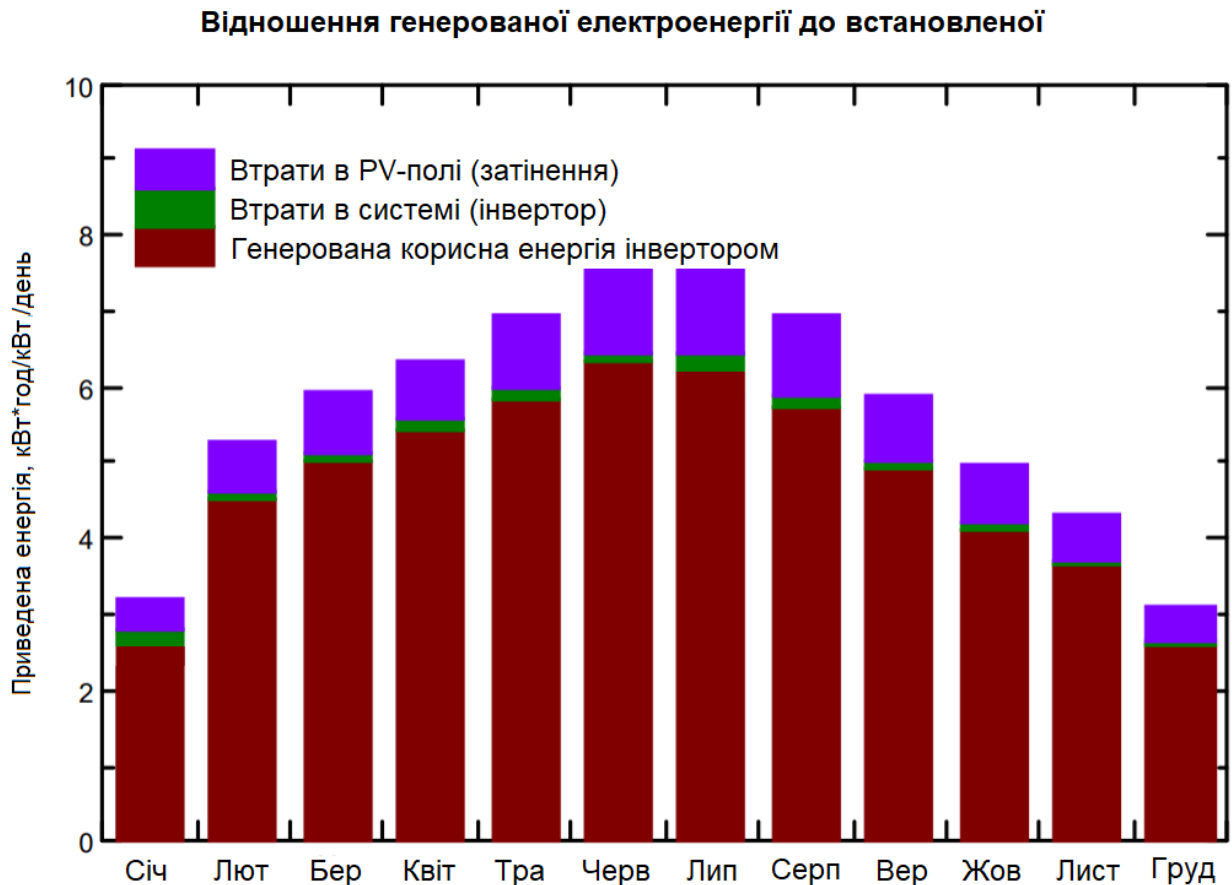


Рисунок 3.19 - Графік щомісячної генерації та втрат

3.5 Висновки до розділу

1. Вибрано програмне забезпечення для виконання розрахунків та моделювання. Описано процес проектування.
2. Більш глибоко розгорнуті питання щодо компоновки фотоелектричної системи та місця її розташування
3. Проведено розрахунок можливих кутів нахилу фотоелектричних модулю та оптимального кута.
4. Розгорнуто питання відстані між стрінгами (рядами) та проведено її розрахунок з метою визначення найменшої при якій не буде затінення одних модулів іншими.
5. Представлено результат 3D моделювання будівлі та навколишніх елементів.

6. Вибрано спосіб розташування (монтажу) фотоелектричних модулів на даху будівлі.
7. Розраховано ВАХ фотоелектричного поля із врахуванням втрат в обраних фотоелектричних модулях.
8. Описано різні сценарії виконання фотоелектричної системи. Проведено моделювання та обрано найбільш енергоефективний, який задовольнитиме поставлені завдання.
9. В результаті отримано графік щомісячної генерації та енергетичних втрат.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Основні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації технологічного обладнання

Загальні вимоги безпеки до конструкції виробничого обладнання встановлені ДНАОП.

Безпека виробничого обладнання забезпечується [16]:

- при проектуванні - дотриманням принципів технологічності і ергономічності конструкції, застосуванням раціональних кінематичних схем, принципу безперервності процесу, дистанційного або автоматичного управління, забезпеченням запобіжними та захисними системами;
- при виготовленні - застосуванням сучасних технологій машинобудування, дотриманням передбачених допусків та посадок;
- при збірці та монтажі - точним дотриманням технології;
- при експлуатації - своєчасним обслуговуванням та профілактичними оглядами, дотриманням експлуатації, тощо.

Виробниче обладнання має бути пожежо- і вибухобезпечним. Воно не повинно створювати небезпеки в результаті дії вологості, сонячної радіації, механічних коливань, високих і низьких тисків і температур, агресивних речовин і мікроорганізмів.

Важливою умовою безпечної експлуатації обладнання є дотримання вимог санітарних норм і правил, галузевих стандартів і правил техніки безпеки щодо розмірів виробничих приміщень, галерей і тунелів, мінімальної висоти до низу виступаючих будівельних конструкцій, ширини проходів.

Рухомі частини обладнання, що є джерелом небезпеки, повинні бути огорожені, за виключенням частин, огороження яких не допускається за їх функціональним призначенням. У цих випадках передбачається сигналізація, що попереджує про пуск машин в роботу, засоби зупинки і відключення джерел енергії. При наявності машин значної довжини (наприклад, транспортерів)

засоби зупинки повинні розміщуватись не рідше як через кожні 10 м їх довжини.

Елементи конструкцій виробничого обладнання не повинні мати гострих кутів, кромок і поверхонь з нерівностями, що становлять собою джерело небезпеки, якщо їх наявність не визначається функціональним призначенням обладнання.

Конструкція обладнання повинна виключати можливість випадкового дотику працюючих до гарячих і переохолоджених частин. Виділення і поглинання обладнанням тепла, а також виділення їм вологи у виробничих приміщеннях не повинно перевищувати гранично допустимі! рівні (концентрації) в межах робочої зони.

4.2 Причини електротравм, напруга кроку

Як і при інших видах травм, при електротравмах виділяють технічні, організаційно-технічні, організаційні і організаційно-соціальні їх причини [16].

До технічних причин належать: недосконалість конструкції електроустановки і засобів захисту, допущені недоліки при виготовленні, монтажі і ремонті електроустановки.

До основних організаційних причин електротравм належать:

- відсутність (непризначення наказом) на підприємстві особи, відповідальної за електрогосподарство або невідповідність кваліфікації цієї особи чинним вимогам;
- недостатня укомплектованість електротехнічної служби працівниками відповідної кваліфікації;
- відсутність на підприємстві посадових інструкцій для електротехнічного персоналу та інструкцій із безпечного обслуговування та експлуатації електроустановок;
- недостатня підготовленість персоналу з питань електробезпеки, несвоєчасна перевірка знань, невідповідність групи з електробезпеки персоналу

характеру робіт, що виконуються;

- недотримання вимог щодо безпечного виконання робіт в електроустановках за нарядами-допусками, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації;

- неефективний нагляд, відомчий і громадський контроль за дотриманням вимог безпеки при виконанні робіт в електроустановках та їх експлуатації.

До основних організаційно-соціальних причин електротравм належать: змушене виконання не за спеціальністю електробезпечних робіт; негативне ставлення до виконуваної роботи, обумовлене соціальними чинниками; залучення працівників до понадурочних робіт; порушення виробничої дисципліни; залучення до роботи осіб віком до 18 років.

При переміщенні людини в зоні розтікання струму в землі її ноги будуть торкатися ділянок землі з різними потенціалами, а на людину буде діяти напруга, яка визначається різницею цих потенціалів і відома під назвою *напруга кроку* - різниця потенціалів між двома точками на поверхні землі в зоні розтікання струму, які знаходяться на відстані кроку (0,8 м) одна від одної. З наближенням до місця замикання на землю величина напруги кроку буде зростати, і вона може досягти небезпечних для людини значень вже при напрузі електроустановок 0.4 кВ, а в сиру погоду та за зволоженого ґрунту і при меншій напрузі. Тому Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів при наявності замикання на землю забороняють наближатися до місця замикання ближче 8 м поза приміщенням і 4 м в приміщенні без застосування засобів захисту - діелектричні боти, галоші, суха дошка, сухе гумове взуття тощо.

У цілому, заходи захисту людини від дії напруги кроку зводяться до розірвання мережі струму через людину по петлі "нога-нога", або різкого збільшення опору в цій петлі за рахунок використання різних підручних засобів. За необхідності невідкладного входу в зону небезпечних напруг кроку для надання допомоги потерпілим і т.ін. і відсутності під рукою засобів

захисту, доцільно переміщуватися в цій зоні обережно, пересуваючи ступні по землі так, щоб вони постійно торкались одна другої.

4.3 Заходи безпеки при монтажі енергоустановок

Роботи в електроустановках, що стосується заходів безпеки, діляться на три категорії [16,17]: 1) зі зняттям напруги; 2) без зняття напруги на струмовідних частинах і поблизу них; 3) без зняття напруги не на струмовідних частинах, що знаходяться під напругою.

У випадку одночасної роботи в електроустановках напругою до і понад 1000 В категорії робіт визначаються як для установок більше 1000 В.

До робіт, які виконуються зі зняттям напруги, належать роботи, які здійснюються в електроустановці (або її частини), в якій з струмопровідних частин знято напругу і доступ в електроустановки (або їх частини), що знаходяться під напругою, стало неможливим.

До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. Роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати не менше як двом працівникам, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, інші - групу III.

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати із застосуванням засобів захисту для ізоляції працівника від струмопровідних частин або від землі. У випадку ізоляції працівника від землі роботи слід виконувати згідно спеціальних інструкцій або технологічними картами, в яких передбачені необхідні заходи безпеки.

Під час роботи в електроустановках напругою до 1000 В без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу від них необхідно:

- захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмопровідні частини, які знаходяться під напругою, і до яких можливо випадковий дотик;

- працювати в діелектричній взуття, стоячи або на ізолювальних підставці або на діелектричному килимі;

- застосовувати інструмент з ізолювальними рукавами (у викруток, крім того, повинен бути ізолюваний стрижень); за відсутності такого інструменту слід користуватися діелектричними рукавичками.

Під час виконання робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно:

- Тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукави до обмежувального кільця;

- Розміщувати ізолювальні частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмопровідними частинами двох фаз чи замикання на землю;

- Користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

У разі виявлення порушень лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними забороняється.

У процесі роботи із застосуванням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги та кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення працівника до струмопровідних частин на відстань, яка визначається довжиною ізолювальної частини цих коштів.

Всі працівники, які знаходяться у приміщеннях з чинним електрообладнанням електростанцій і підстанцій (за винятком щитів керування релейних та їм подібних приміщень), в ЗРУ, ВРУ, в колодязях, тунелях і траншеях зобов'язані користуватися захисними касками.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Фотоелектрична енергія в Україні на даний час досить активно використовується на всій території і покриває потреби в день, що дозволяє працювати без вимкнень електроенергії.

2. Розроблено та оцінено за допомогою програмного забезпечення для моделювання продуктивність підключеної до мережі фотоелектричної системи для власного споживання, встановленої на даху будівлі.

3. Здійснено вибір відповідного місця для встановлення та обладнання, яке буде використовуватися, проведено розрахунки розмірів фотоелектричної системи, характеру навантаження, моделювання будівлі та її імітаційне моделювання.

4. Аналіз затінення показує, що навколишні елементи будівлі не заважають роботі установки, хоча основні втрати затінення спричинені власними модулями, оскільки при їх встановленні в зимовому положенні в деякі години дня міжрядна відстань є недостатньою. Збільшення міжрядної відстані дозволило б уникнути втрат від затінення, але тоді через обмежену площу даху довелося б зняти деякі панелі.

5. В результаті моделювання були визначені необхідний склад та параметри фотоелектричної системи, яка забезпечить річне виробництво енергії на рівні 20,38 МВт·год/рік і питому продуктивність 1742 кВт·год/кВт/рік. Коефіцієнт корисної дії станції становить майже 83 %, а її сумарна ефективність - 18,7 %.

6. Графіки навантаження, отримані для будинку, мали пік у вечірні години, що змусило впровадити систему акумуляування, яка могла б зберігати енергію, згенеровану в сонячні години, і яка могла б вивільняти її під час піку споживання, щоб відповідати графіку навантаження. З системою зберігання користувач отримує 6,84 МВт·год/рік, що більш ніж удвічі перевищує значення 3,19 МВт·год/рік, яке він отримував без акумуляторної батареї. Енергія, що

купується з мережі, скорочується майже на 95% від початкового значення і становить 7,6 % від часу споживання, доводячи, що система зберігання значно покращує ефективність електростанції.

7. Підсумовуючи, можна сказати, що цілі проекту були досягнуті, оскільки проект фотоелектричної системи був реалізований, оцінений і визнаний ефективним, при цьому він задовольняє енергетичні потреби домогосподарства і здатний забезпечити зарядку двох електромобілів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Коваль В. Залежність енергоефективності сонячних елементів від експлуатаційних факторів / В. Коваль // Збірник тез доповідей XVII наукової конференції ТНТУ ім. Івана Пулюя, 20-21 листопада 2013 року. — Т. : ТНТУ, 2013. — Том I : Природничі науки та інформаційні технології. — С. 53.

2. Герега С. Збільшення ефективності використання сонячних панелей / Степан Герега, Вадим Коваль, Ярослав Філюк // Матеріали III Всеукраїнської науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки і приладобудування“, 8-9 червня 2017 року. — Т. : ТНТУ, 2017. — С. 202.

3. Іме А.Н. Підвищення ефективності сонячних панелей шляхом використання водяного охолодження/Аях Нсікак Іме, В.П. Коваль//Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2020 року.—Т.: ТНТУ, 2020.—Том 2.—С. 80–81.

4. Коваль В. П. Енергетична ефективність систем позиціонування плоских сонячних панелей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, К. М. Козак // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2015. – № 3. – С. 2-10

5. Vadym Koval, Bogdan Orobchuk, Nataliia Kuzemko, Gao Lijin. Measuring device for photovoltaic modules electrical characteristics testing // Proceedings of the International Conference „Advanced applied energy and information technologies 2021”, 2021

6. Коваль В. П. Автоматизована вимірювальна установка для дослідження електричних характеристик фотоелектричних модулів/ В. П. Коваль, Б.Я. Оробчук, Л.М. Костик, Я.М.Осадца// Вісник Хмельницького національного університету. – 2022. – № 5. – С. 168-173.

7. Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodriguez, P. (2011). Grid converters for photovoltaic and wind power systems. John Wiley & Sons.

8. Коваль В. П. Суміщене електропостачання від поновлювальних джерел енергії / Вадим Коваль // Матеріали IV Міжнародної науково-технічної

конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп’ютерних технологій— присвячена 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця, 20-21 червня 2019 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2019. — С. 294.

9. Bohdan Orobchuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Serhii Babiuk, Vadym Koval (2023) Development of the reactive power compensation laboratory bench and its integration into the training simulator of dispatch control system. The 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems 2023 (ITTAР 2023). Ternopil, Ukraine, November 22-24, 2023, Vol. 3628, Pages 574-585.

10. Малушенко А.С. Перспектива зарядки електромобілів від відновлювальних джерел енергії // А. С. Малушенко; М.Б. Горват; В. П. Коваль / Актуальні задачі сучасних технологій : зб. тез доповідей XII міжнар. наук.-практ. конф. Молодих учених та студентів, (Тернопіль, 6-7 грудня 2023) / М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2023. – С. 225.

11. Левчук П. П. Зарядка електричних транспортних засобів на основі безпроводної передачі енергії / П. П. Левчук, В. П. Коваль // Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2020 року. — Т.: ТНТУ, 2020. — Том 2. — С. 117. — (Електротехніка та енергозбереження).

12. Artificial load profile generator (<https://github.com/utwente-energy/alpg>).

13. Vadym Koval, Serhii Martsenko, Myroslav Zin (2023). Designing and Implementing Intelligent Lighting Control System. The 1st International Workshop on Computer Information Technologies in Industry 4.0 (CITI 2023). Ternopil, Ukraine, June 14-16, Vol. 3468, Pages 241-249.

14. PVsyst (<https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>)

15. С. R. Landau, “Optimum Tilt of Solar Panels,”. (<https://www.solarpaneltilt.com/>)

16. В. Ц. Жидецький, В. С. Джигирей, О. В. Мельников. Основи охорони праці. — Вид. 2-е, стереотипне. — Львів: Афіша, 2000. — 348 с.

17. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр”. Для студентів всіх форм навчання рівень вищої освіти перший (бакалаврський) / укл. : О. Я. Гурик , І. Б. Окіпний. – Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. - 20 с.