

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет автоматизації та енергетики
Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій
та енергетичного менеджменту

Аламір Шакер Самір Шакер

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 620.9-621.3

(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Дослідження особливостей проєктування та впровадження сонячної
електростанції (СЕС) для забезпечення енергоефективності
електропостачання приватного домогосподарства
(назва роботи)

Енергетичний менеджмент

(назва освітньої програми)

141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

С. Ш. Аламір Шакер

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник

Миндюк Валентин Дмитрович, к.т.н

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

В. С. Цих

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2026

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет автоматизації та енергетики

Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій та енергетичного менеджменту

Освітній рівень магістр

Спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри
інформаційно-вимірювальних
технологій та енергетичного
менеджменту

В. С. Цих

“ _____ ” _____ 2026 р.

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Аламіру Шакеру Саміру Шакеру

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема магістерської роботи Дослідження особливостей проєктування та впровадження сонячної електростанції (СЕС) для забезпечення енергоефективності електропостачання приватного домогосподарства

керівник роботи Миндюк Валентин Дмитрович, канд. техн. наук

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом закладу вищої освіти від “ 14 ” 11 2025 р. № 719/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 15 січня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи

Геолокаційне розташування об'єкту та параметри покрівлі; план електроспоживання та система електрозабезпечення житлового об'єкта; бажаний час резерву

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

1. Аналіз сучасних стратегій та способів підвищення ефективності систем електрозабезпечення через впровадження ВДЕ та розвиток розподіленої генерації.

2. Дослідження методологічних особливостей проєктування фотоелектричних станцій з урахуванням характеру впливу на їх енергопродуктивність факторів навколишнього середовища.

3. Визначення встановлених енергетичних параметрів фотоелектричної станції на основі вихідних даних та обґрунтування вибору типу та архітектури станції.

4. Розроблення методології проєктно-технічних розрахунків та вибору технічних засобів для практичної реалізації та інтегрування сонячної станції в заданий житловий об'єкт.

5. Проведення імітаційного моделювання енерговиробництва спроектованої фотоелектричної системи її та техніко-економічного аналізу.

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

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|-----------------------------|---|----------------|------------------|
| | | Завдання видав | Завдання прийняв |
| <i>Нормоконтролер</i> | <i>доцент Яворський А.В.</i> | | |
| <i>Перевірка на плагіат</i> | <i>доцент Миндюк В. Д.</i> | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 14.11.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| Назва етапів магістерської роботи | Термін виконання етапів роботи | Примітка |
|--|--------------------------------|----------|
| <i>Аналіз сучасних стратегій підвищення енергоефективності систем електропостачання та технічних особливостей систем перетворення сонячної енергії в об'єктах генерації.</i> | <i>14.11.2025-24.11.2025</i> | |
| <i>Дослідження впливу факторів навколишнього середовища та їх урахування при проектуванні та експлуатації фото-електричних систем.</i> | <i>25.11.2025-05.12.2025</i> | |
| <i>Розрахунок базових енергетичних параметрів фотоелектричної системи на основі аналізу профілю споживання, географічного розташування та конструктивних особливостей покрівлі індивідуального домогосподарства.</i> | <i>06.12.2025-16.12.2025</i> | |
| <i>Вибір архітектури станції, компонентної бази та оптимальних режимів роботи з подальшим визначенням її технічних характеристик і формуванням специфікації обладнання для її інтегрування в досліджуваній об'єкт.</i> | <i>17.12.2025-01.01.2026</i> | |
| <i>Імітаційне моделювання енерговиробництва спроєктованої фотоелектричної системи протягом річного циклу експлуатації та її техніко-економічний аналіз</i> | <i>02.01.2026-10.01.2026</i> | |
| <i>Оформлення змісту пояснювальної записки магістерської роботи</i> | <i>11.01.2026-14.01.2026</i> | |

Студент Аламір Шакер Самір Шакер
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи Миндюк В. Д.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота містить 115 сторінок, 36 рисунків, 8 таблиць, 32 джерела.

Тема: «Дослідження особливостей проєктування та впровадження сонячної електростанції (СЕС) для забезпечення енергоефективності електропостачання приватного домогосподарства»

Об'єктом магістерської роботи є процеси функціонування та інтеграції сонячних електростанцій у локальні мережі приватних домогосподарств.

Мета роботи полягає науковому обґрунтуванні та практичній реалізації заходів із модернізації системи електропостачання житлового будинку на основі сонячної генерації для досягнення вищих показників стабільності та енергонезалежності об'єкта.

У магістерській роботі проведено комплексне дослідження сучасного стану та перспектив модернізації систем електропостачання кінцевих споживачів шляхом інтеграції об'єктів фотоенергетики в межах концепції децентралізації енерговузлів. Відповідно до стратегічних напрямів державної політики у сфері енергоефективності, обґрунтовано можливість підвищення енергонезалежності індивідуального житлового будинку через впровадження гібридної сонячної фотоелектричної станції.

В ході дослідження було визначено ключові електроенергетичні параметри системи та здійснено імітаційне моделювання її функціонування протягом річного циклу експлуатації для забезпечення нормативних показників енергоспоживання об'єкта. На основі результатів розрахунково-проєктних вишукувань розроблено комплекс технічних рішень та сформовано специфікацію обладнання, що забезпечує практичну реалізацію проєкту модернізації системи електрозабезпечення житлового будинку з метою оптимізації його енергетичного балансу.

ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СИСТЕМА, ДЕЦЕНТРАЛІЗАЦІЯ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ГІБРИДНА СЕС,
СОНЯЧНА ГЕНЕРАЦІЯ, ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ

ABSTRACT

Master's work contains 115 pages, 36 drawings, 8 tables, 32 references.

"Research on design and implementation of a solar power plant (SPP) to ensure energy efficiency in the power supply of private households"

The subject of the master's thesis is the processes of functioning and integration of solar power plants into local networks of private households.

The aim of the work is to scientifically substantiate and practically implement measures to modernize the power supply system of a residential building based on solar generation in order to achieve higher stability and energy independence of the facility.

The master's thesis provides a comprehensive study of the current state and prospects for modernizing end-user power supply systems through the integration of photovoltaic units within the framework of energy decentralization. In line with the strategic directions of state energy efficiency policy, the study substantiates the feasibility of increasing the energy independence of an individual residential building by implementing a hybrid solar photovoltaic system.

In the course of the research, key electrical parameters of the system were determined, and simulation modeling of its performance throughout a full annual cycle was conducted to ensure the required energy consumption levels of the facility. Based on the results of the design and engineering research, a set of technical solutions was developed, and equipment specifications were formulated to ensure the practical implementation of the power supply modernization project aimed at optimizing the facility's energy balance.

PHOTOVOLTAIC SYSTEM, POWER SUPPLY DECENTRALIZATION,
ENERGY EFFICIENCY, HYBRID PV-SYSTEM, SOLAR GENERATION,
SIMULATION MODELING.

ЗМІСТ

| | |
|--|-----------|
| ВСТУП..... | 9 |
| РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ | 12 |
| 1.1 Розвиток сонячної енергетики в Україні в руслі державної енергетичної політики | 12 |
| 1.2. Сучасний стан та перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні | 14 |
| 1.3 Основні види та технічні особливості систем перетворення сонячної енергії в електричну | 17 |
| 1.4 Особливості використання сонячних електростанцій в Україні..... | 27 |
| 1.5 Загальні висновки до Розділу 1 та обґрунтування напрямку подальших досліджень..... | 29 |
| РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЄКТУВАННЯ ТА ФАКТОРІВ ВПЛИВУ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ..... | 31 |
| 2.1 Загальна характеристика проєктних робіт і розрахункових процесів при побудові фотоелектричних станцій..... | 31 |
| 2.2 Вплив умов навколишнього середовища на продуктивність фотоелектричних систем..... | 35 |
| 2.2.1 Чинники впливу на робочу температуру фотовольтаїчних модулів..... | 35 |
| 2.2.2 Вплив кута падіння сонячного випромінювання на ефективність фотоелектричної системи..... | 37 |
| 2.2.3 Вплив повітряних мас на ефективність фотовольтаїчних систем..... | 39 |
| 2.2.4 Вплив вітру на фотовольтаїчні системи..... | 41 |

| | |
|--|-----------|
| 2.2.5 Вплив забруднення та пилу на фотовольтаїчні системи..... | 42 |
| 2.2.6 Вплив дощу та вологи на фотовольтаїчні системи..... | 43 |
| 2.2.7 Вплив снігу та обледеніння на фотовольтаїчні системи..... | 44 |
| 2.2.8 Вплив затінення та байпас-діодів на фотовольтаїчну систему..... | 46 |
| 2.3 Методологічні основи проєктування та моделювання фотоелектричних систем для індивідуальних домогосподарств..... | 48 |
| 2.4 Загальні висновки до Розділу 2..... | 50 |
| РОЗДІЛ 3 МЕТОДОЛОГІЯ ПРОЄКТУВАННЯ ТА ТЕХНІЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ДЛЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА..... | 52 |
| 3.1 Аналіз об'єкта проєктування та його електроспоживаючих характеристик..... | 52 |
| 3.2 Вибір та обґрунтування типу фотоелектричної станції для забезпечення енергоефективності заданого об'єкта..... | 59 |
| 3.3 Визначення встановлених параметрів компонентів ФЕС та підбір основного обладнання..... | 65 |
| 3.3.1 Гібридний інвертор для забезпечення встановленої потужності ФЕС..... | 65 |
| 3.3.2 Розрахунок параметрів та підбір обладнання системи накопичення енергії..... | 68 |
| 3.3.3 Розрахунок встановленої потужності фотоелектричного масиву та підбір фотомодулів..... | 73 |
| 3.3.4 Обґрунтування вибору та функціональні особливості системи контролю заряду АКБ..... | 76 |
| 3.3.5 Розрахунок та формування стрінгів фотоелектричних модулів..... | 79 |
| 3.3.6 Обґрунтування вибору засобів захисту фотоелектричної системи..... | 83 |

| | |
|---|------------|
| 3.3.7 Обґрунтування вибору та конструктивні особливості систем кріплення фотомодулів..... | 87 |
| 3.4 Загальні висновки до Розділу 3..... | 92 |
| РОЗДІЛ 4 ПРОГНОЗНА ПЕРЕВІРКА ПРОДУКТИВНОСТІ ТА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ..... | 94 |
| 4.1 Імітаційне моделювання енергопродуктивності спроектованої системи за допомогою інструментів PVGIS | 94 |
| 4.2 Техніко-економічний аналіз розробленого проєкту ФЕС..... | 101 |
| 4.3. Загальні висновки до розділу 4..... | 104 |
| ВИСНОВКИ..... | 106 |
| ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 108 |
| ДОДАТОК А..... | 112 |
| ДОДАТОК Б..... | 113 |
| ДОДАТОК В..... | 114 |
| ДОДАТОК Г..... | 115 |

ВСТУП

Актуальність роботи

Ефективне функціонування електроенергетичної галузі становить фундамент економічної стабільності та енергетичної незалежності держави. Сучасна архітектура об'єднаної енергетичної системи України характеризується високим ступенем централізації, що в умовах віддаленості кінцевих споживачів призводить до значних технологічних втрат електроенергії в магістральних та розподільчих мережах. Ситуація ускладнюється прогресуючим фізичним і моральним зносом основних фондів генеруючих підприємств, що спричиняє зниження експлуатаційної надійності обладнання. Низька ефективність використання енергоресурсів зумовлена комплексом технічних, організаційних та фінансово-економічних чинників.

Одним із пріоритетних векторів підвищення надійності електрозабезпечення, зокрема для об'єктів із малою встановленою потужністю (наприклад, приватних домогосподарств, об'єктів рекреаційного призначення та автономних пунктів споживання), є перехід до децентралізованих систем із декількома джерелами генерації. Такий підхід дозволяє диверсифікувати варіанти енергопостачання та забезпечити безперебійність живлення. Державна політика енергоефективності в цьому контексті спрямована на комплексну модернізацію мережевої інфраструктури та інтеграцію відновлюваних джерел енергії. Враховуючи значний природно-ресурсний потенціал України, розбудова систем на основі ВДЕ є науково обґрунтованим та актуальним напрямом розвитку галузі.

Додатковим дестабілізуючим фактором стало систематичне руйнування енергетичної інфраструктури внаслідок збройної агресії з боку РФ, що з середини 2022 року зумовило дефіцит потужності в об'єднаній енергетичній системі та необхідність застосування графіків обмеження споживання.

З огляду на вищезазначене, перспективним напрямом є проектування та впровадження автономних і гібридних сонячних електростанцій. Це дозволяє забезпечити енергетичну автономність об'єктів та гарантувати безперервну

подачу енергії протягом доби. Таким чином, постає актуальна науково-практична задача щодо дослідження режимів роботи фотоелектричних систем з метою їх раціонального планування та ефективної інтеграції в локальні об'єкти електроспоживання.

Мета і задачі дослідження

Мета роботи полягає науковому обґрунтуванні та практичній реалізації заходів із модернізації системи електропостачання житлового будинку на основі сонячної генерації для досягнення вищих показників стабільності та енергонезалежності об'єкта.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **задачі**:

- здійснити критичний аналіз сучасних стратегій та інструментарію підвищення енергоефективності систем електропостачання шляхом інтеграції відновлюваних джерел енергії та розвитку концепції розподіленої генерації;

- дослідити специфіку методологічних підходів до проектування фотоелектричних станцій та способів оцінювання характеру впливу навколишнього середовища на енерговиробництво фотоелектричних систем;

- визначити базові енергетичні параметри системи резервного електрозабезпечення на основі аналізу профілю споживання, географічного розташування та конструктивних особливостей індивідуального домогосподарства;

- обґрунтувати тип, конфігурацію сонячної електростанції, вибір її компонентної бази та оптимальних режимів роботи з подальшим визначенням її технічних характеристик і формуванням специфікації обладнання для практичної реалізації резервного енергозабезпечення на досліджуваному об'єкті.;

- провести імітаційне моделювання енерговиробництва спроектованої фотоелектричної системи протягом річного циклу експлуатації та здійснити її техніко-економічний аналіз.

Об'єктом дослідження є процеси функціонування та інтеграції сонячних електростанцій у локальній мережі приватних домогосподарств.

Предметом дослідження методи проектування, алгоритми оцінки енергоефективності та технічні параметри обладнання СЕС для забезпечення енергонезалежності об'єкта.

Методи дослідження

Для вирішення поставлених задач і досягнення мети в магістерській роботі використовувались методи системного аналізу, порівняння та узагальнення даних, методи комп'ютерного моделювання у спеціалізованому ПЗ, чисельні методи розрахунків, методи технічного проектування та техніко-економічного аналізу.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що:

– удосконалено методологічний підхід до комплексного проектування СЕС для приватних домогосподарств, що, на відміну від існуючих, базується на поєднанні аналізу динамічних графіків навантаження з імітаційним моделюванням впливу мінливих кліматичних чинників конкретного регіону;

– встановлено закономірності між рівнем енергетичної автономності та конфігурацією фотоелектричного поля в умовах низької сонячної інсоляції, що дозволяє оптимізувати склад обладнання для забезпечення критичного споживання

Практичне значення одержаних результатів полягає у формуванні прикладної методики розрахунку параметрів систем резервного живлення, яка може бути використана проєктними організаціями під час техніко-економічного обґрунтування енергоефективних заходів у житловому секторі.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

1.1. Розвиток сонячної енергетики в Україні в руслі державної енергетичної політики

Розвиток енергетичної галузі України регламентовано стратегічним документом «Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (ЕСУ) [1], який було схвалено постановою Кабінету Міністрів України (КМУ) № 605-р від 18 серпня 2017 року.

У зазначеному документі акцентується увага на трансформації глобальних підходів до формування державної енергетичної політики. Ця трансформація характеризується:

- відмовою від архаїчної моделі функціонування енергетичного сектору;
- формуванням висококонкурентного ринкового середовища;
- пріоритезацією енергоефективності та інтенсивним використанням енергії з відновлюваних і альтернативних джерел.

ЕСУ визначає низку ключових цілей, досягнення яких заплановано до 2035 року. Зокрема, передбачається:

- завершення комплексної реформи національного енергетичного комплексу;
- досягнення критичних цільових індикаторів у сфері енергетичної безпеки та енергоефективності;
- забезпечення інноваційної модернізації енергетичної інфраструктури.
- поглиблення інтеграції українського енергетичного сектору з енергетичною системою Європейського Союзу.

За умови подальшого здешевлення відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), їх економічно обґрунтований потенціал буде зростати. При цьому розширення використання відновлюваної енергетики безпосередньо у споживача не підпадає під обмеження енергосистеми і формує перспективу динамічного розвитку на

місцевому рівні. Державна політика має бути орієнтована на стимулювання первинної ініціативи приватних гравців ринку. Має стимулюватися також розвиток децентралізованої відновлюваної енергетики (наприклад, фотоелектричні системи та сонячні колектори на дахах житлових будинків тощо), потенціал якої оцінюється у ~5 % споживання електроенергії населенням.

Сонячна енергетика визнається одним із найбільш перспективних сегментів у сфері використання відновлюваних джерел енергії. Сучасний етап характеризується значним прискоренням темпів розвитку цієї галузі, що підтверджує її ключову роль у енергетичній трансформації. Серед усіх ВДЕ сонячна енергія є найбільш доступним природним енергетичним ресурсом.

З огляду на низьку питому потужність сонячного випромінювання першочерговим завданням при розробленні енергетичних систем є максимізація ефективності її використання. Досягнення високих показників ефективності застосування сонячної енергії реалізується шляхом впровадження сучасних технологічних рішень на всіх етапах: як у процесі виробництва відповідного обладнання (наприклад, фотоелектричних елементів), так і під час кінцевого споживання енергії. Ключовою перевагою сонячної енергії є універсальна можливість її прямого перетворення у теплову або електричну енергію практично в будь-якій географічній точці Землі.

Сонце є найпотужнішим джерелом енергії для Землі. Обсяг енергії, який Сонце випромінює на поверхню нашої планети, у сто тисяч разів перевищує сумарні енергетичні запаси Землі, включаючи всі відомі на сьогодні поклади вугілля, нафти, природного газу та інших енергетичних корисних копалин.

У порівнянні зі штучно генерованою на планеті енергією сонячний потік є домінуючим: він приблизно в десять тисяч разів більший, ніж загальна енергія, вироблена людством. За оцінками експертів, кожна година надходження сонячної енергії на межу земної атмосфери еквівалентна енергії, яку можна було б отримати при спаленні третини світових запасів нафти [2].

1.2 Сучасний стан та перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні

На сьогодні сонячна енергетика широко застосовується у випадках, коли малодоступність інших джерел енергії в сукупності з достатньою кількістю сонячного випромінювання виправдовує її економічно. Сонячні електростанції найефективніші у районах з високим рівнем сонячної радіації та низьким хмарним покривом.

Сучасний стан сонячної енергетики в Україні характеризується, з одного боку, значним потенціалом та стрімким розвитком за попередні роки, а з іншого – руйнівним впливом повномасштабної війни та необхідністю децентралізації енергосистеми.

Сонячна енергетика є одним із ключових елементів відновлюваної енергетики України. До початку повномасштабного вторгнення загальна встановлена потужність сонячних електростанцій (СЕС) перевищувала 6 ГВт (за деякими оцінками, понад 8 ГВт), а разом з домашніми СЕС сягала понад 7,5 ГВт. СЕС складають близько 75% від усіх об'єктів відновлюваних джерел енергії (без урахування великих ГЕС). Значна частина СЕС, особливо великих промислових парків, розташована на Півдні та Сході України [3].

Війна стимулювала зростання кількості домашніх СЕС (потужністю до 30 кВт) та малих/середніх комерційних СЕС для власного споживання. Це зумовлено потребою бізнесу та населення у забезпеченні енергетичної стійкості та незалежності від централізованої мережі. Кількість таких СЕС станом на кінець 2024 року перевищувала 54 тисячі.

Незважаючи на війну, у 2024 році було додано потужність близько 800 - 850 МВт СЕС переважно за рахунок бізнесу та домогосподарств, що свідчить про високу адаптивність та зацікавленість.

Сонячна енергетика в Україні має величезний потенціал і є одним з ключових напрямків забезпечення енергетичної незалежності. Загальний енергетичний потенціал усіх ВДЕ в Україні оцінюється в близько 874 ГВт. В той час лише потенціал сонячної енергетики перевищує 80 ГВт. Слід зазначити, що

Енергетична Стратегія до 2050 року передбачає встановлення до 94 ГВт сонячних електростанцій та досягти 12,2 ГВт встановленої сонячної потужності та частки ВДЕ у фінальному споживанні енергії на рівні 27%.

Активний розвиток малих (до 1 МВт) та середніх СЕС на дахах, фасадах, а також у рамках енергетичних кооперативів та віртуальних електростанцій є одним і з перспективних напрямків децентралізації енергопостачання. Використання системи накопичення енергії через інтеграцію СЕС з акумуляторними системами для балансування мережі дозволить стабілізувати пікові навантаження та забезпечити безперебійне живлення, а, особливо, в умовах частих пошкоджень інфраструктури.

Слід зауважити, що Україна має сприятливий рівень інсоляції (особливо південні регіони), у порівнянні з країнами-лідерами в сфері сонячної енергетики (наприклад, Німеччина). За рахунок впровадження інноваційних рішень: біфокальних панелей, що дозволяє збільшити ефективність генерування до 15 - 20 %, розвиток агрофотовольтаїки – поєднання СЕС із сільськогосподарським виробництвом, та плавучих СЕС на водних об'єктах є перспектива нарощування потужності енерговиробництва за рахунок СЕС.

Перспективи розподіленої генерації на базі СЕС в Україні є надзвичайно високими. Природні умови інсоляції, порівняно з європейськими країнами, забезпечують високу ефективність СЕС.

Розвиток розподіленої генерації із застосуванням сонячних електростанцій набув в Україні статусу не просто тренду, а стратегічної необхідності, що вирішує подвійне завдання: забезпечення стабільного електропостачання та суттєве зниження комунальних витрат для кінцевих споживачів. Цей підхід кардинально змінює архітектуру енергосистеми, перетворюючи її з високоцентралізованої на гнучку та стійку мережу.

Розподілена генерація передбачає встановлення малих та середніх СЕС (на дахах, фасадах, на невеликих майданчиках, часто потужністю до 1 МВт) максимально близько до місця споживання. Ця модель підвищує стійкість енергосистеми, оскільки виведення з ладу одного великого об'єкта більше не спричиняє каскадний ефект у масштабах країни. Інтеграція СЕС із системами

накопичення енергії дозволяє створювати автономні мікромережі або енергетичні острови, здатні жити критичну інфраструктуру (лікарні, зв'язок, водопостачання) під час блекаутів. Така гнучкість і локальна самодостатність є ключовими для стабільного електрозабезпечення, а також зменшує технологічні втрати при передачі електроенергії на великі відстані [4].

Для домогосподарств, бізнесу та громадських установ сонячні електростанції пропонують прямі економічні вигоди, що призводять до відчутного зниження комунальних витрат. Основний механізм – це власне споживання згенерованої електроенергії.

Наприклад, встановлюючи домашні СЕС (до 30 кВт), власники можуть покрити левову частку своїх потреб в електроенергії, особливо в сонячний час доби. Надлишок енергії, що генерується, може бути спрямований у мережу за механізмом «Чистого обліку» (Net Metering), де вироблена електроенергія зараховується як кредит, який споживач може використати пізніше (наприклад, вночі). Цей механізм захищає споживачів від зростання тарифів і дозволяє суттєво мінімізувати або навіть обнулити щомісячні рахунки за електроенергію, оскільки більша частина спожитої енергії фактично є власною, безкоштовною [5].

Підприємства, розміщуючи СЕС на дахах своїх виробничих приміщень чи складів, забезпечують себе власною електроенергією. Це дозволяє фіксувати операційні витрати на виробництво на кілька років наперед, захищаючись від високої мінливості ринкових цін на електроенергію. Крім того, власна генерація з системами накопичення електроенергії гарантує безперервність виробничих процесів під час аварійних відключень, запобігаючи мільйонним збиткам від простоїв. Таким чином, СЕС виступають як інструмент підвищення конкурентоспроможності української продукції.

Держава активно стимулює напрямок розподіленої генерації через:

- впровадження програм пільгового кредитування для домогосподарств та бізнесу на встановлення гібридних систем (СЕС+БЕСС);
- спрощення технічних процедур підключення та розвиток законодавчої бази для активних споживачів та енергетичних кооперативів.

Таким чином, масове впровадження СЕС у розподілену генерацію є ключовим елементом Енергетичної стратегії України, що забезпечує не лише фізичну стійкість енергосистеми та національну безпеку, але й пряму економічну вигоду для кожного споживача, сприяючи швидкому відновленню та декарбонізації економіки.

1.3 Основні види та технічні особливості систем перетворення сонячної енергії в електричну

Перетворення сонячної енергії в електричну здійснюється двома основними методами: термодинамічним та фотоелектричним із застосуванням спеціалізованих установок для вловлювання сонячного випромінювання.

Конструктивно сонячна електростанція, наприклад, баштового типу включає п'ять функціональних елементів:

- оптичну систему концентрації;
- автоматизовану систему керування (дзеркалами та станцією);
- парогенератор;
- вежу з інтегрованим геліоприймачем.
- систему перетворення енергії (теплообмінники, акумулятори, турбогенератори).

Оскільки в таких установках використовується концентроване пряме сонячне випромінювання, то кожен геліостат повинен бути обладнаний системою індивідуальної орієнтації для відстеження руху Сонця. Це дозволяє досягати температур на вершині вежі в діапазоні 300 - 1500°C.

Світова практика експлуатації баштових станцій підтверджує їх технічну ефективність. Однак для них притаманна висока капітальна вартість та значні вимоги до земельної площі (орієнтовно 200 га на 100 МВт потужності) [6].

Оптимальна ефективність сонячних електростанцій (СЕС) досягається в регіонах з високим рівнем прямого нормального випромінювання та мінімальною хмарністю.

СЕС, що використовують принцип концентрування сонячної енергії, класифікуються відповідно до їхньої конструктивної реалізації. Тарілчасті СЕС (Dish Systems) є функціональними аналогами баштових СЕС, але мають суттєві відмінності в архітектурі.

Тарілчаста сонячна електростанція (рис. 1.1) реалізується на основі модульного принципу.

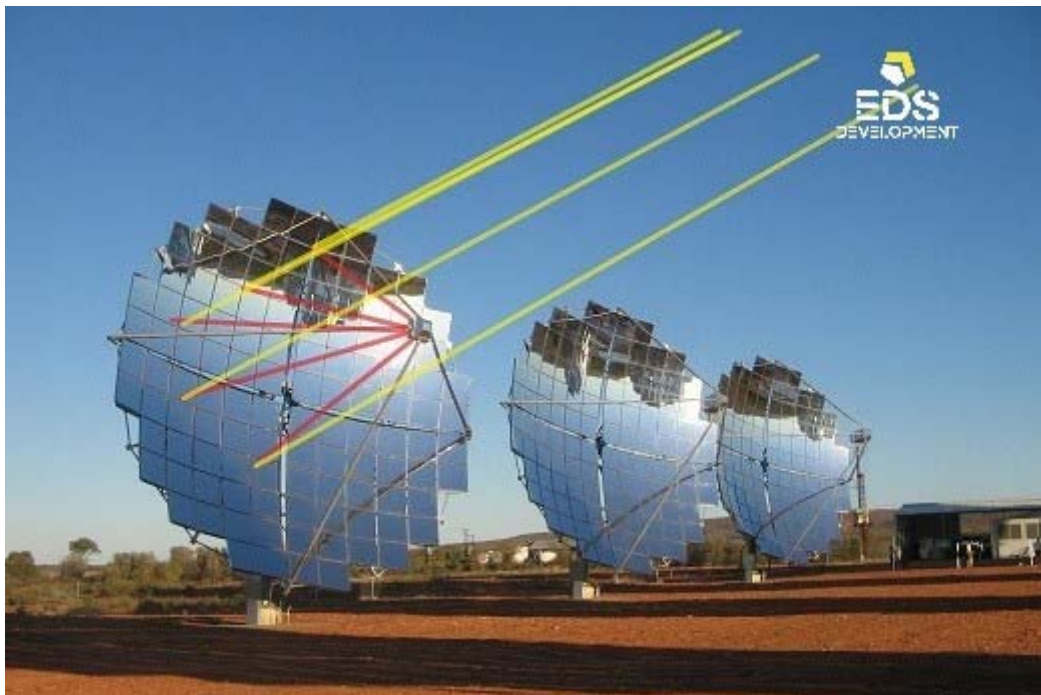


Рисунок 1.1 – Загальний вигляд тарілчастої сонячної електростанції

Кожен автономний модуль інтегрує двовісну опорну конструкцію, на якій закріплені рефлектор (концентратор) та ресивер (приймач). Рефлектор являє собою параболоїдне дзеркало, призначене для високоточного фокусування відбитого сонячного випромінювання на приймач. Діаметр рефлектора може варіювати, досягаючи до 2 метрів, відповідно до проектної потужності установки. Системи можуть функціонувати як самостійні генераційні одиниці або бути агрегатовані у групи для формування більшої потужності.

Ключовою перевагою таких СЕС є високоточне двовісне відстеження Сонця, яке оптимізує збір енергії протягом світлового дня. Основними

обмеженнями є високі капітальні витрати на одиницю потужності та використання значної площі ділянки для великомасштабного впровадження.

Електростанції, що використовують параболічні концентратори, застосовують теплову енергію для нагріву теплоносія, який приводить в дію паротурбінний генератор. Конструкція являє собою видовжене параболічне дзеркало, у фокальній лінії якого розташований приймальний трубопровід. Теплоносій циркулює цим трубопроводом, поглинаючи концентроване випромінювання та досягаючи високих температур. Розігрітий теплоносій передає теплоту робочому тілу (воді) в теплообміннику, яка перетворюється в перегріту пару. Ця пара подається на парову турбіну, яка обертає електричний генератор.

Різновидом параболічної технології є сонячна установка, де у фокальній точці концентратора енергії розміщений двигун Стірлінга. В цьому випадку дзеркала фокусують тепловий потік безпосередньо на робочу камеру двигуна Стірлінга. Робоче тіло (як правило, водень) циклічно нагрівається від сфокусованого випромінювання та охолоджується через конвекцію у навколишнє середовище. Періодична зміна температури робочого тіла викликає зміну тиску, що забезпечує поступальний рух поршня, який, у свою чергу, через маховик приводить у дію генератор. Ефективність цієї системи підтримується системою відстеження Сонця для постійного забезпечення максимальної теплової потужності.

За останнє десятиліття спостерігається різке зниження собівартості виробництва фотоелектричних панелей, що позиціонує їх як найбільш економічно доцільний або один із найбільш конкурентоспроможних джерел електроенергії. Розрахунковий експлуатаційний період PV-модулів становить близько 30 років. Колірна гама панелей визначається типом напівпровідникового матеріалу, що використовується при виготовленні фотоелементів. Із зростанням серійного виробництва коефіцієнт корисної дії фотоелектричних модулів поступово збільшується, досягаючи на ринку серійних виробів показників до 23 %.

Фотоелементи виготовляються з напівпровідникових матеріалів (переважно кремнію), які також застосовуються в мікроелектронній промисловості. Для функціонування фотоелементів тонка напівпровідникова пластина проходить спеціалізовану обробку для формування внутрішнього електричного поля (р-п переходу). При поглинанні світлової енергії (фотонів) відбувається генерація вільних носіїв заряду (електронів) з атомів у напівпровідниковому матеріалі. Це призводить до виникнення фото-ЕРС та генерації електричного струму (рис. 1.2).

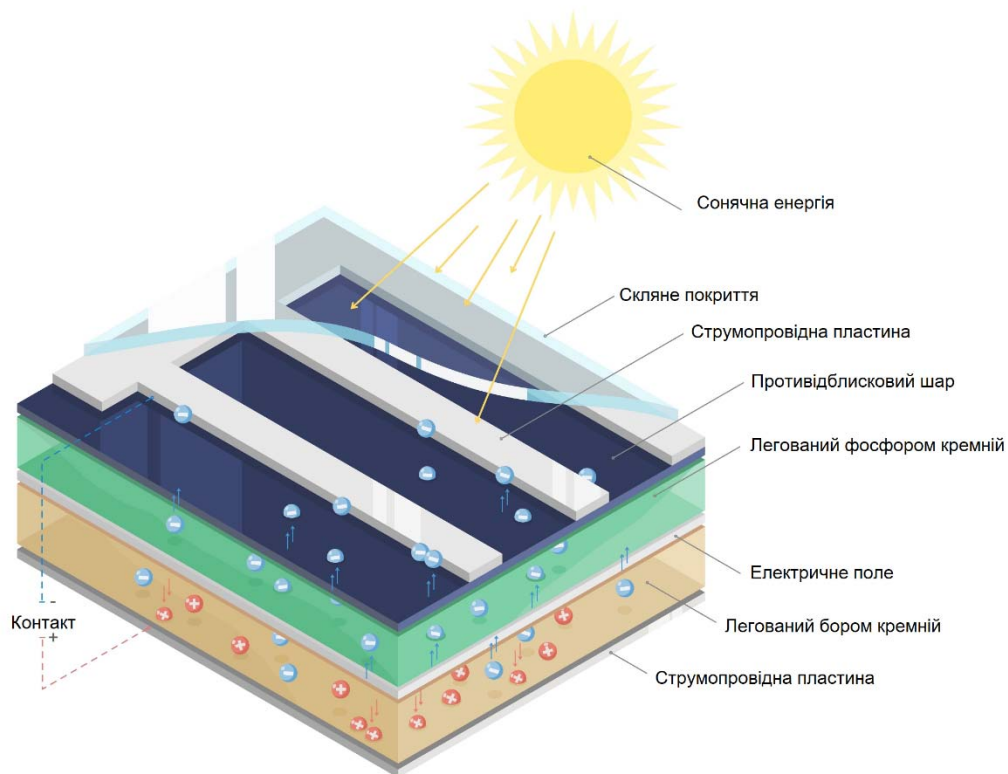


Рисунок 1.2 – Принцип роботи фотоелемента

Якщо електричні провідники з'єднані з позитивною та негативною сторонами фотоелектричної панелі, утворюючи електричне коло у вигляді електричного потоку, то з'являється електроенергія. Потім цю електроенергію можна використовувати для живлення навантажень.

Декілька сонячних елементів, з'єднаних між собою і встановлених в опорній конструкції або рамі, називають фотоелектричним модулем. Модулі призначені для подачі електроенергії певної напруги, наприклад, в загальну мережу через перетворюючий пристрій – інвертор, який перетворює постійний струм у змінний необхідної напруги.

Одним із поширених напрямків застосування сонячної енергії є автономні системи вуличного освітлення, інтегровані з фотоелектричними модулями. Така система має автономне джерело живлення, що складається з PV-модуля та акумуляторної батареї. Це забезпечує низьку експлуатаційну вартість та можливість функціонування у віддалених регіонах, позбавлених централізованої інфраструктури. Протягом світлового дня фотоелемент перетворює сонячну енергію в електричну та забезпечує заряджання акумуляторної батареї. Процес заряджання є ефективним навіть при дифузному освітленні, наприклад, у похмуру погоду. З настанням темряви відбувається автоматична активація освітлювального пристрою, який живиться від накопиченої в батареї енергії до світанку [7].

Найбільш значущим напрямком використання сонячної енергії є фотоелектричні електростанції (ФЕС). Слід відмітити, що останні кілька років спостерігається зниження вартості встановленої потужності ФЕС. Наприклад, у 2022 році вона становила приблизно \$ 857 за 1 кВт встановленої потужності, у 2025 році становить приблизно \$ 700 за 1 кВт встановленої потужності [8].

Фотоелектричні станції класифікуються за схемою підключення до навантаження та централізованої електромережі. Основні типи ФЕС включають:

1. автономні (Off-Grid) системи – призначені для живлення об'єктів, які не мають доступу до централізованої системи електропостачання. В цьому випадку фотомодулі генерують електричну енергію для забезпечення електроспоживання. Невід'ємною частиною системи є акумуляторні батареї, які використовуються для накопичення енергії та її постачання у періоди відсутності інсоляції;

2. мережеві (Grid-Tied) системи – використовуються на об'єктах, підключених до наявної централізованої електромережі. Фотомодулі в цьому типі системи призначені для генерації власної електроенергії та покриття внутрішнього споживання. Надлишок виробленої електроенергії, зазвичай, експортується в централізовану електромережу (наприклад, за механізмом «зелений» тариф);

3. резервні/гібридні системи – призначені для живлення об'єктів, підключених до електромереж, які характеризуються низькою якістю або нестабільністю електропостачання. Використовуються для компенсації пікових навантажень та забезпечення безперебійного живлення в аварійних ситуаціях (знеструмленнях). Типова конфігурація такого типу ФЕС включає акумуляторні батареї для резервного накопичення та інвертори, які забезпечують роботу критичних споживачів від акумуляторного блоку.

Розглянемо детальніше деякі технічні особливості зазначених вище типів станцій.

Автономні ФЕС є повністю незалежними енергетичними комплексами, що не мають зовнішнього зв'язку з централізованою мережею. Ключовими компонентами є (рис. 1.3): фотоелектричні модулі, контролер заряду, автономний інвертор та акумуляторний блок (АКБ).

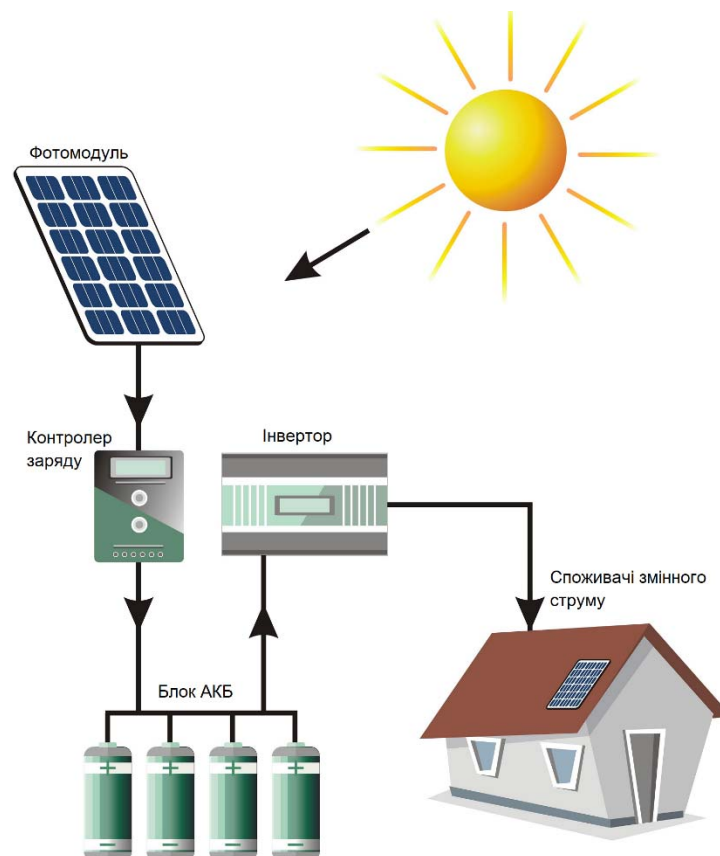


Рисунок 1.3 – Загальна схема автономної ФЕС

Фотоелектричні модулі генерують постійний струм від сонячної інсоляції. Контролер заряду призначений для регулювання процесу заряджання АКБ,

запобігаючи перезаряджанню або глибокому розряду, що критично важливо для продовження терміну служби батарей. Акумуляторна батарея призначена для накопичення електроенергії та забезпечення живлення вночі або в періоди низької інсоляції. Струм, що надходить від сонячних панелей і накопичується в АКБ, є постійним. Для того, щоб його перетворити в змінний струм, що необхідний для роботи більшості електроприладів, потрібен інвертор. Інвертор підбирається таким чином, щоб його потужності вистачило для одночасної роботи приладів що часто використовуються.

Проектування такого типу станцій передбачає необхідність точного розрахунку ємності АКБ відповідно до пікового та середньодобового споживання об'єкта та мінімального періоду автономної роботи. Автономні ФЕС не передбачають віддачу надлишків згенерованої електроенергії в мережу та використовуються на комерційних і побутових об'єктах з високими вимогами до безперебійної роботи енергоспоживання. Характеризуються вищою вартістю в порівнянні з мережевими станціями за рахунок вартості АКБ [9].

Мережеві ФЕС працюють паралельно з централізованою мережею і є найбільш поширеним типом станцій для комерційної генерації електроенергії. В той же час даний тип станцій є найдешевшим.

Ключовими компонентами мережевих ФЕС є (рис. 1.4): фотоелектричні модулі, мережевий інвертор, двонаправлений лічильник електроенергії.

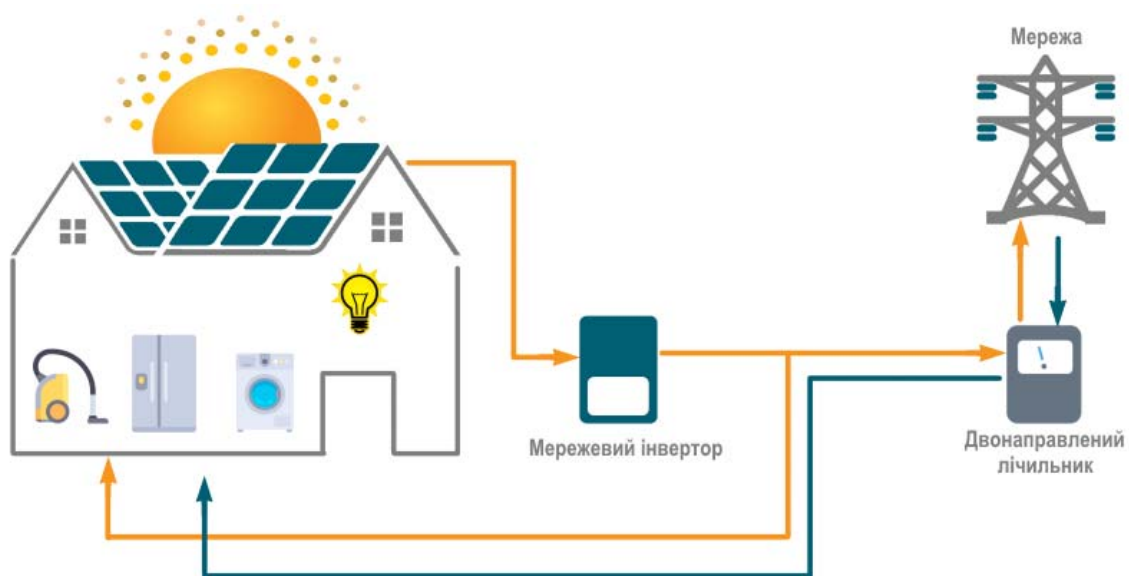


Рисунок 1.4 – Загальна схема мережевої ФЕС

Мережевий інвертор перетворює постійний струм, що генерується фотомодулями, у змінний і синхронізує його параметри (напругу, частоту, фазу) з параметрами зовнішньої електромережі. Це дозволяє здійснювати експорт надлишків енергії. Двонаправлений лічильник обліку реєструє як спожиту з мережі, так і віддану (експортовану) в мережу електроенергію (за принципом принципом Net Metering або «зеленого» тарифу).

Вироблена електроенергія в першу чергу використовується для покриття поточних потреб об'єкта (будинку, підприємства). Надлишки невикористаної енергії автоматично експортуються до зовнішньої центральної електромережі. Якщо генерації недостатньо, то об'єкт автоматично переходить на споживання електроенергії з основної мережі [10].

Мережеві ФЕС за розміщенням фотомодулів також поділяються на наземні, дахові, фасадні. У них може застосовуватися як фіксоване розміщення фотомодулів, так і використовуватись рухомі опорні конструкції, які дозволяють орієнтувати поверхню фотомодулів в найбільш оптимальному напрямку по відношенню до Сонця.

Основна технічна особливість мережевих СЕС – система автоматично відключається від мережі у разі її зникнення, в першу чергу, з міркувань безпеки обслуговуючого персоналу. Акумуляторні накопичувачі у класичних мережевих системах відсутні.

Мережеві СЕС набули широкого поширення в Україні. Їх застосування дозволяє суттєво зменшувати рахунки за електроенергію шляхом заміщення власного споживання. Мережеві сонячні електростанції для бізнесу на власні потреби призначені для зменшення споживання від мережі, а, відповідно, зменшення витрат на електроенергію. Основний ефект вигоди для бізнесу: часткове або повне покриття потреб в електроенергії, зниження пікових навантажень споживання приміщення/бізнесу протягом дня, зменшення середньої ціни за електроенергію на 7-12 %

Крім того, в Україні діє механізм «зеленого» тарифу або системи чистого обліку (Net Metering), що дозволяє продавати надлишки згенерованої електроенергії постачальнику за встановленою державою ціною. А це робить

мережеві станції інвестиційно привабливими. Власна генерація електроенергії мережевою СЕС дозволяє частково знижувати залежність від централізованих поставок електроенергії [11].

Однак слід мати на увазі, що оформлення «зеленого» тарифу для домашніх господарств має два обмеження: сонячні батареї мають бути розміщені на даху або інших частинах будівель (не на землі), а загальна потужність не повинна перевищувати 30 кВт.

Гібридні ФЕС поєднують функціонал мережевих та автономних систем, забезпечуючи як економію, так і надійність. Принцип роботи сонячних електростанцій гібридного типу заснований на комбінації обладнання мережевої і автономної станцій. Оснащення такої СЕС дозволяє виробляти електрику, накопичувати її в акумуляторних батареях, а після повної їх зарядки перенаправляти в загальну мережу і продавати за «зеленим» тарифом. Такий варіант найуніверсальніший, оскільки дає можливість власнику компенсувати перебої в мережі і отримати незалежність від тарифів на електроенергію. У той же час, це найдорожчий тип сонячної станції при встановленні.

Ключовими компонентами гібридних ФЕС є (рис. 1.5): фотоелектричні модулі, гібридний інвертор, акумуляторний блок, автоматичний перемикач навантаження.

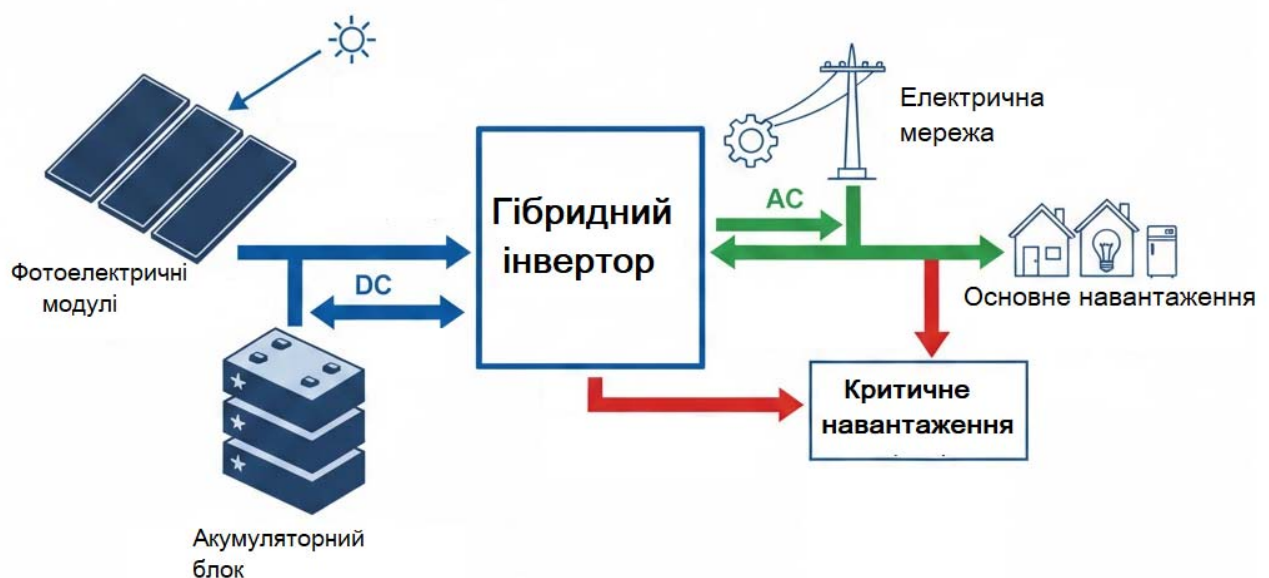


Рисунок 1.5 – Загальна схема гібридної ФЕС

Фотоелектричні модулі генерують постійний струм, який гібридний інвертор перетворює на змінний. В даній системі інвертор здатен одночасно працювати як мережевий інвертор (наприклад, для продажу електроенергії), і як автономний інвертор (для живлення від АКБ). Акумуляторна батарея використовується для згладжування піків навантаження, зберігання надлишків денної генерації для вечірнього використання та резервного живлення критичних навантажень. Миттєве перемикання живлення для критичних споживачів з мережі на АКБ у разі відсутності зовнішньої мережі здійснює автоматичний перемикач (ATS / Transfer Switch) [12].

Вироблена станцією електроенергія в першу чергу йде на живлення поточних потреб споживача. Надлишок електроенергії, яка не була спожита в момент генерації, направляється в акумулятори. У разі відключення зовнішньої електромережі станція автоматично та миттєво переходить на живлення від АКБ, працюючи як потужне джерело безперебійного живлення. Потужності правильно розрахованої резервної сонячної електростанції в поєднанні з блоком акумуляторів вистачає для того, щоб повністю замінити дефіцит електроенергії, що може утворитись через відключення електрики.

Після заряджання АКБ надлишки електроенергії можуть експортуватися в центральну мережу за програмою «зеленого» тарифу або чистого обліку (Net Metering). За потреби (наприклад, вночі або в похмуру погоду), гібридна станція може заряджати акумулятори від центральної мережі за низьким нічним тарифом.

Гібридні системи забезпечують високу надійність енергопостачання та гнучке управління енергетичними потоками – споживання з фотомодулів, АКБ або мережі, а також заряджання АКБ від фотомодулів або мережі.

Головна перевага гібридних ФЕС – забезпечення живлення критичних споживачів під час аварійних відключень – особливо актуальна в умовах нестабільного енергопостачання в Україні.

Гібридні електростанції найчастіше застосовуються у приватному секторі і в комерційних проєктах. Для приватних будинків – це хороше рішення для забезпечення повної енергонезалежності. Підприємства використовують

потужні гібридні станції для зменшення витрат на електроенергію та забезпечення стабільної роботи виробництва під час відключень. Особливо актуальні такі системи для об'єктів, де критично важливе безперебійне живлення: медичних закладів, дата-центрів, промислових об'єктів [12].

1.4 Особливості використання сонячних електростанцій в Україні

Кількість сонячних електростанцій в Україні з кожним роком збільшується. Раніше систему автономного енергозабезпечення використовували виключно для побутових цілей, сьогодні ж СЕС встановлюють навіть на підприємствах, що дозволяє значно скоротити фінансові витрати, а також гарантує живлення обладнання в умовах відключення основної мережі.

Поширення електростанцій для власних потреб (без продажу електроенергії в мережу) як в побутовому, так і непобутовому сегментах триває вже не перший рік, однак не можна стверджувати, що на сьогодні це є масовим явищем в Україні, на відміну від мережевих станцій в домашньому побутовому сегменті.

Наразі відсутні об'єктивні дані чи дослідження про кількість встановлених об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, що функціонують виключно для забезпечення власних потреб споживачів. Проте, згідно зі статистикою продажу обладнання за 2022 - 2023 роки можна припустити, що більшість із таких об'єктів є даховими гібридними сонячними станціями, а значна їхня частина збудована зі встановленням акумуляторної батареї.

У 2022 році і, особливо, з початком регулярних відключень електроенергії внаслідок атак на енергетичну інфраструктуру відбулась суттєва активізація встановлення сонячних електростанцій непобутовими споживачами та побутовими споживачами з метою стабільного електрозабезпечення та самостійного споживання без перетоків в мережу.

Щодо домашніх мережевих СЕС, то за останніми публічними повідомленнями Національної комісії, що здійснює державне регулювання в галузі енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, або Регулятор),

станом на кінець 2022 року загальна потужність приєднаних до мережі домашніх сонячних станцій склала 1 385 МВт. [13]

Тенденція у використанні сонячних електростанцій в Україні, особливо після 2022 року, характеризується зміщенням фокусу з великих промислових об'єктів на децентралізовану та розподілену генерацію, а також зростанням інтересу до систем накопичення енергії.

Головним мотивом встановлення СЕС для бізнесу та приватних домогосподарств тепер є не лише бажання заощадити кошти (як це було раніше з «зеленим» тарифом), а забезпечення безперебійного електропостачання в умовах постійних обстрілів та пошкоджень централізованої енергосистеми. Останнім часом спостерігається значне зростання попиту на невеликі та середні комерційні дахові СЕС для власного споживання без підключення до загальної мережі. Це дозволяє підприємствам, аграрним компаніям та приватним особам мінімізувати ризики відключень. Саме тому зростає популярність гібридних сонячних станцій, які поєднують сонячні панелі з акумуляторними батареями. Це забезпечує надійне живлення вночі або під час тривалих відключень.

Незважаючи на війну ринок продовжує розвиватися: у 2024 році було додано близько 800 МВт нових сонячних потужностей. Станом на 2024 рік, сонячна енергетика становить близько 75 % усієї «зеленої» генерації в Україні (без урахування великої гідроенергетики). Зниження цін на обладнання зменшує вартість фотоелектричних станцій, що робить технологію доступнішою для ширшого кола споживачів.

Урядові програми стимулювання та підтримки розвитку відновлюваної енергетики сприяють подальшому зростанню галузі. Тому використання сонячних електростанцій в Україні перетворилося з нішевого рішення на життєву необхідність та ключовий елемент нової, більш стійкої та децентралізованої енергетичної системи країни [14].

1.5 Загальні висновки до Розділу 1 та обґрунтування напрямку подальших досліджень

На підставі проведеного дослідження можна зробити такі загальні висновки.

Розвиток сонячної енергетики в Україні є не просто економічним трендом, а стратегічною необхідністю, що відповідає цілям «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року». Ця політика націлена на децентралізацію енергосистеми, підвищення енергоефективності, конкурентоспроможності та інтеграцію з енергосистемою ЄС. В умовах повномасштабної агресії та руйнування централізованої інфраструктури сонячні електростанції (СЕС), особливо малі та середні об'єкти для власного споживання (до 30 кВт для домогосподарств та до 1 МВт для бізнесу), набули статусу ключового елемента енергетичної стійкості. Ця розподілена генерація забезпечує автономність критичної інфраструктури та виробничих процесів під час блекаутів.

Україна має сприятливий рівень інсоляції, а загальний технічно обґрунтований потенціал сонячної енергетики перевищує 80 ГВт. Незважаючи на війну, ринок демонструє високу адаптивність, про що свідчить значне зростання кількості домашніх СЕС (понад 54 тисячі) та додана потужність близько 800 – 850 МВт у 2024 році, переважно за рахунок приватних інвестицій. Впровадження СЕС, особливо інтегрованих із системами накопичення енергії (СЕС+BESS), забезпечує пряму економічну вигоду: домогосподарствам – суттєво мінімізувати комунальні витрати, а бізнесу – фіксувати операційні витрати на електроенергію, підвищуючи конкурентоспроможність продукції.

Висвітлені в першому розділі питання можуть стати основою для подальших досліджень з висвітленням результатів в наступних розділах роботи, а саме:

- дослідити вплив різних параметрів навколишнього середовища на річний обсяг генерації СЕС та способи оцінювання їх впливу;
- розробити методологію проектування та впровадження системи розподіленої фотогенерації для забезпечення безперебійного живлення

індивідуального домогосподарства та оцінити необхідну мінімальну потужність СЕС/BESS для гарантованого покриття базового навантаження;

- дослідити технічні рішення для інтеграції розподіленої сонячної генерації в індивідуальний житловий об'єкт, включаючи формування специфікації технічних засобів для її реалізації;

- провести детальний розрахунок терміну окупності та чистої теперішньої вартості (NPV) ФЕС з інтегрованою системою накопичення енергії для забезпечення власного споживання та енергетичної незалежності для заданого житлового об'єкта, в який ця система впроваджується.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЄКТУВАННЯ ТА ФАКТОРІВ ВПЛИВУ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

2.1 Загальна характеристика проєктних робіт і розрахункових процесів при побудові фотоелектричних станцій

Однією із основних переваг використання технології на основі фотоелектричної генерації є відсутність впливу цих систем на навколишнє середовище у порівнянні з традиційними джерелами енергії. Результати дослідження потенціалу фотовольтаїчних систем свідчать, що сонячна енергетика є ключовим інструментом для виконання державних стратегій щодо збільшення частки відновлюваних джерел енергії. Це стає можливим завдяки поєднанню ефективного менеджменту енергомереж та системної підтримки приватних генеруючих потужностей.

Завдяки модульній структурі СЕС та сприятливим природним умовам України стає можливим масштабування проєктів будь-якої потужності – від локальних приватних установок до масштабних промислових станцій. Важливо, що розвиток галузі не лише забезпечує споживачів енергією, а й суттєво зменшує антропогенний вплив на довкілля, сприяючи декарбонізації економіки. При цьому кліматичний потенціал навіть північних регіонів України є цілком конкурентоспроможним у порівнянні з провідними країнами Європи, що підтверджує доцільність інвестицій у фотоелектричні станції по всій території країни [15].

Проєктування фотоелектричної станції – це складний інженерний процес, який вимагає точності в розрахунках для забезпечення максимальної ефективності та швидкої окупності інвестицій.

Реалізація проєктів будівництва фотоелектричних станцій передбачає виконання комплексу проєктно-вишукувальних та монтажних робіт. Це стосується як впровадження типових (готових) технічних рішень, так і

розробки індивідуальних систем із заданими параметрами потужності. Процес реалізації об'єкта базується на неухильному дотриманні чинних державних будівельних норм (ДБН), галузевих стандартів (ГСТУ), а також технічних регламентів виробників основного обладнання та комплектуючих.

У випадку розроблення індивідуальних проєктів взаємовідносини між замовником (фізичною або юридичною особою) та проєктною організацією регулюються договором підряду. Цей документ визначає не лише обсяг основних робіт, а й регламентує гарантійні зобов'язання виконавця та умови подальшого сервісного (післягарантійного) обслуговування системи.

Передпроєктний етап обов'язково включає проведення енергоаудиту існуючої системи електропостачання об'єкта. У межах аудиту здійснюється:

- систематизація даних щодо профілю енергоспоживання;
- аналіз технічних умов підключення до зовнішніх електричних мереж;
- оцінка доцільності інтеграції ФЕС у мережу для реалізації надлишків згенерованої енергії за механізмами «зеленого» тарифу або Net Billing.

Після завершення пусконаладжувальних робіт замовнику передається повний пакет виконавчої та проєктної документації разом із технічним паспортом об'єкта. Ці документи повинні містити вичерпну інформацію щодо архітектури станції, технічних характеристик пристроїв, схем комутації та регламентів експлуатації генеруючої системи.

Проєктування фотоелектричних станцій здійснюється поетапно та охоплює технічні, економічні й нормативні аспекти. Основні етапи проєктування включають [16]:

1) *Збір вихідних даних та аналіз умов майданчика.* Проводиться оцінка географічного розташування, інсоляції, кліматичних умов, рельєфу місцевості, наявності затінь, а також аналіз доступної площі для розміщення фотоелектричних модулів.

2) *Визначення встановленої потужності та конфігурації станції.* На цьому етапі обирається необхідна потужність фотоелектричної станції

відповідно до потреб споживача або умов приєднання до електромережі, формується загальна структура станції.

3) *Підбір основного обладнання.* Здійснюється вибір фотоелектричних модулів, інверторів, трансформаторного обладнання, систем накопичення електроенергії, систем кріплення, кабельно-провідникової продукції та систем моніторингу.

4) *Електротехнічні розрахунки.* Виконуються розрахунки генерації електроенергії, втрат у системі, величин струмів і напруг, перерізів кабелів, параметрів захисту, заземлення та блискавкозахисту.

5) *Проектування компоновки та монтажних рішень.* Розробляється схема розміщення фотоелектричних модулів, визначаються кути їх нахилу та орієнтації, відстані між рядами, а також конструктивні рішення опор і фундаментів.

6) *Розробка схем електропостачання та автоматизації.* Формуються однолінійні електричні схеми, схеми підключення до мережі, системи обліку електроенергії, захисту та диспетчерського керування.

7) *Оцінка економічної ефективності.* Проводиться аналіз капітальних витрат, експлуатаційних витрат, терміну окупності проекту та прогнозованого фінансового результату.

8) *Дотримання нормативних вимог та погодження проекту.* Проект перевіряється на відповідність чинним будівельним, електротехнічним і екологічним нормам України, після чого проходить необхідні експертизи та погодження.

9) *Підготовка проектно-кошторисної документації.* Формується повний комплект креслень, пояснювальна записка, специфікації обладнання та кошторис.

Одним з основних видів робіт при проектуванні ФЕС є проектно-технічне обґрунтування фотоелектричної станції, яке спрямоване на визначення інтегральних показників експлуатаційної ефективності та оцінку доцільності капіталовкладень. Розрахунки такого типу виконуються за

індивідуальними алгоритмами, що враховують специфічні технічні вимоги замовника та унікальні характеристики об'єкта проектування.

Пріоритетне значення в структурі проєкту має техніко-економічне обґрунтування, яке охоплює наступні аспекти:

- аргументацію встановленої потужності генерації;
- порівняльний аналіз технічних характеристик обладнання, що застосовується для технічної реалізації проєкту;
- розроблення фінансової моделі, що інтегрує прогнозовані обсяги виробництва електроенергії, капітальні витрати (CAPEX) на будівництво, а також операційні видатки (OPEX) на експлуатацію та сервісне обслуговування;
- формування нормативної бази у формі сертифікатів відповідності та технічних паспортів на обладнання.

Для забезпечення верифікації результатів та урахування мультифакторного впливу на продуктивність ФЕС доцільним є застосування спеціалізованого програмного забезпечення для імітаційного моделювання (зокрема PVGIS, PVSyst тощо). Методологія розрахунку базується на використанні статистичних метеорологічних даних (рівень сонячної інсоляції, швидкість вітру, температурні режими) з урахуванням географічних координат об'єкта та оптимізації просторової орієнтації фотоелектричних модулів [17].

З метою отримання достовірних прогнозних значень генерації, максимально наближених до реальних умов експлуатації, на стадії проектування мережевих ФЕС необхідно закладати сумарний коефіцієнт втрат потужності на рівні 12 – 14 %. Цей показник зумовлений процесами деградації напівпровідників, впливом затінення, накопиченням снігового покриву та тепловими втратами в літній період. Слід зауважити, що фактична продуктивність системи в початковий період експлуатації зазвичай перевищує розрахункові значення, що дозволяє забезпечити консервативний та об'єктивний розрахунок терміну окупності проєкту.

При проєктуванні автономних фотоелектричних систем рівень технологічних втрат у комутаційному обладнанні, інверторах та акумуляторних батареях слід приймати на рівні близько 30 % [7].

Для забезпечення високої точності результатів інженерних рішень при розробці проєктів сонячної енергетики необхідним етапом є використання результати цифрового моделювання енергогенерації.

2.2 Вплив умов навколишнього середовища на продуктивність фотоелектричних систем

Вихідна потужність фотоелектричної системи залежить від декількох різних факторів, таких як тип фотоелектричного матеріалу, орієнтація модуля, енергія падаючого сонячного випромінювання та його спектральний діапазон, географічне розташування, робоча температура комірки, паразитні опори та умови навколишнього середовища: хмарність, прояснення неба, опади, снігопад, обмерзання, вологість, затінення та забруднення. Крім того, впливовими факторами на вихідну потужність фотоелектричних модулів є втрати в електричній системі, а також ефективність компонентів електричної системи, зокрема ефективність інвертора та втрати при передачі енергії тощо.

Далі розглянемо більш детально характеристики зазначених факторів впливу.

2.2.1 Чинники впливу на робочу температуру фотовольтаїчних модулів

Для оцінки енерговироблення фотоелектричних модулів дуже важливо передбачити температуру комірок у фотоелектричному модулі. Температура навколишнього середовища, швидкість вітру, напрямок вітру, загальна інтенсивність сонячного випромінювання та відносна вологість є ключовими параметрами, що впливають на робочу температуру фотоелектричних комірок. Найбільш загальний підхід у літературі для оцінки робочої

температури фотоелектричного модуля базується на математичній моделі, що включає п'ять параметрів: температуру навколишнього середовища, швидкість вітру, напрямок вітру, глобальну інтенсивність сонячного випромінювання та відносну вологість. Рівняння для прогнозування температури фотоелектричного модуля T_{PV} має вигляд [18]:

$$T_{PV} = c_1 \cdot {}^\circ T_{amb} + c_2 \cdot {}^\circ G + c_3 \cdot {}^\circ v + c_4 \cdot {}^\circ Wd + c_5 \cdot {}^\circ RH + C, \quad (2.1)$$

де C – константа, а c_1, c_2, c_3, c_4 і c_5 – відповідні коефіцієнти, що стосуються температури навколишнього середовища (T_{amb}), глобальної інтенсивності сонячного випромінювання (G), швидкості вітру (v), напрямку вітру (Wd) та відносної вологості (RH). Всі ці коефіцієнти варіюються залежно від типу фотоелектричної технології і часто в літературі [18] наводяться їх значення для найпоширеніших фотоелектричних технологій. Ці коефіцієнти можуть змінюватися залежно від виробника та версії продукту.

У багатьох дослідженнях та літературі замість рівняння (2.1) використовується рівняння температури фотоелектричного модуля за трьома параметрами, яке є функцією температури навколишнього середовища, інтенсивності сонячного випромінювання та швидкості вітру.

Рівняння для прогнозування температури фотоелектричного модуля за трьома параметрами має вигляд:

$$T_{PV} = c_1 \cdot {}^\circ T_{amb} + c_2 \cdot {}^\circ G + c_3 \cdot {}^\circ v + C. \quad (2.2)$$

На основі літературних даних можна зробити висновок, що коефіцієнти для температури навколишнього середовища, швидкості вітру та інтенсивності сонячного випромінювання не залежать від місця розташування об'єкта і мають незначні відмінності між типами фотоелектричних технологій. Наприклад, для монокристалічного

кремнієвого фотоелектричного прогнозоване значення температури запишеться наступним чином:

$$T_{PV} = 0,942 \cdot T_{amb} + 0,028 \cdot G - 1,509 \cdot v + 4. \quad (2.3)$$

Слід також брати до уваги, що при наземному розміщенні фотоелектричних модулів або їх монтажі на плоских покрівлях спостерігається підвищення показників енергогенерації порівняно з інсталяціями на скатних дахах. Дана закономірність обумовлена інтенсифікацією процесів природної конвекції: вільне розташування панелей забезпечує ефективне пасивне охолодження тильної сторони фотомодулів. Оптимізація теплового режиму є критичним фактором у періоди пікової сонячної інсоляції, оскільки зростання температури напівпровідникових елементів призводить до зниження їх ефективності відповідно до встановлених термічних коефіцієнтів потужності.

2.2.2 Вплив кута падіння сонячного випромінювання на ефективність фотоелектричної системи

Кут падіння θ , визначений як кут між сонячною радіацією та нормаллю до фотоелектричної комірки, має негативний вплив на продуктивність, яка зростає з його збільшенням. Просте співвідношення між кутом падіння та вихідним струмом можна виразити за допомогою закону косинуса [18]:

$$I_{\theta} = I_0 \cdot \cos \theta, \quad (2.4)$$

де: I_0 – вихідний струм (А) фотоелектричної системи у випадку, коли сонячне випромінювання перпендикулярне до поверхні модуля – кут падіння між сонячним променем і нормаллю до поверхні дорівнює нулю; I_{θ} – вихідний струм фотоелектричної системи, коли кут падіння дорівнює θ .

Рівняння (2.4) є дійсним, якщо загальні значення глобального випромінювання в їх напрямках є однаковими (сонячне випромінювання G_{θ} на нахиленій поверхні дорівнює G_0 на горизонтальній поверхні). З формули 2.4 випливає, що при значеннях вище 30° фактична електрична потужність значно відхиляється від вихідної потужності. Фотоелектрична комірка майже не виробляє енергію при куті падіння сонячних променів, що рівний 85° . Ця залежність між кутом падіння і відносним вихідним струмом відома як закон косинуса Келлі, який враховує оптичні втрати і закон косинуса разом. На основі значень косинуса Келлі можна легко розробити математичну модель, яка обчислює відносний вихідний струм фотоелектричного модуля як функцію кута падіння θ . Ці відносні вихідні струми I_{θ} можна записати наступним рівнянням:

$$I_{\theta} = \begin{cases} I_0 \cdot \cos \theta, & \text{якщо } 0^{\circ} \leq \theta \leq 30^{\circ}; \\ -9 \cdot 10^{-5} \cdot \theta^2 - 0,0049 \cdot \theta + 1,103, & \text{якщо } 30^{\circ} \leq \theta \leq 85^{\circ}; \\ 0, & \text{якщо } 30^{\circ} \leq \theta \leq 85^{\circ}. \end{cases} \quad (2.5)$$

Як бачимо з формули 2.5, ефективність перетворення сонячної енергії суттєво залежить від геометричних параметрів розміщення приймальної поверхні фотоелектричних модулів. Максимальні показники інсоляції досягаються за умови забезпечення перпендикулярності падіння сонячних променів на робочу поверхню. Застосування систем динамічного орієнтування (сонячних трекерів), що відстежують видимий рух Сонця протягом світлового дня, дозволяє інтенсифікувати прихід радіації на 25 – 40 % у літній період та на 10 – 15 % у зимовий період.

У практичній інженерній діяльності при проектуванні стаціонарних систем робочі поверхні фотомодулів орієнтують на південь (азимут 0°). Кут нахилу панелей при цьому зазвичай обирається відповідно до географічної широти місцевості, що вважається технічно раціональним та економічно обґрунтованим рішенням. Додаткове підвищення енергоефективності

системи можливе шляхом сезонного корегування кута нахилу. Слід зауважити, що точність азимутальної орієнтації на південь допускає певні відхилення: похибка в межах 5° не чинить критичного впливу на загальну продуктивність фотоелектричної системи. Для географічних умов України середньозважений оптимальний всесезонний кут нахилу фотомодулів становить $35^\circ - 36^\circ$ [7].

2.2.3 Вплив повітряних мас на ефективність фотовольтаїчних систем

Як вже зазначалося в п.п.2.2.1, на електричний струм, що генерується фотоелектричною коміркою, впливає спектральний розподіл сонячного світла. Як відомо, на сонячний спектр впливає низка мінливих величин, таких як абсолютна повітряна маса, каламутність і хмарність атмосфери, запиленість, туманність, альbedo поверхні тощо. Серед цих факторів повітряна маса (АМ) є терміном, що використовується для включення впливу сонячного спектрального розподілу на ефективність перетворення фотоелектричних елементів. Повітряна маса є функцією кута zenіту (положення Сонця) і може бути точно розрахована для даного місця в будь-який день року та час дня. Крім того, термін повітряна маса використовується для розрізнення місць, розташованих на висоті, відмінній від рівня моря.

Абсолютну повітряну масу можна отримати, помноживши повітряну масу на відношення атмосферного тиску в місці розташування (P) до тиску на рівні моря (P_0).

Простий підхід для отримання функції повітряної маси базується на довжині тіні s вертикального стовпа h (рисунок 2.1). Для обчислення повітряної маси в цьому випадку можна скористатися теоремою Піфагора:

$$AM = \frac{d}{h} = \sqrt{\frac{h^2 + s^2}{h^2}} = \sqrt{1 + \left(\frac{s}{h}\right)^2}.$$

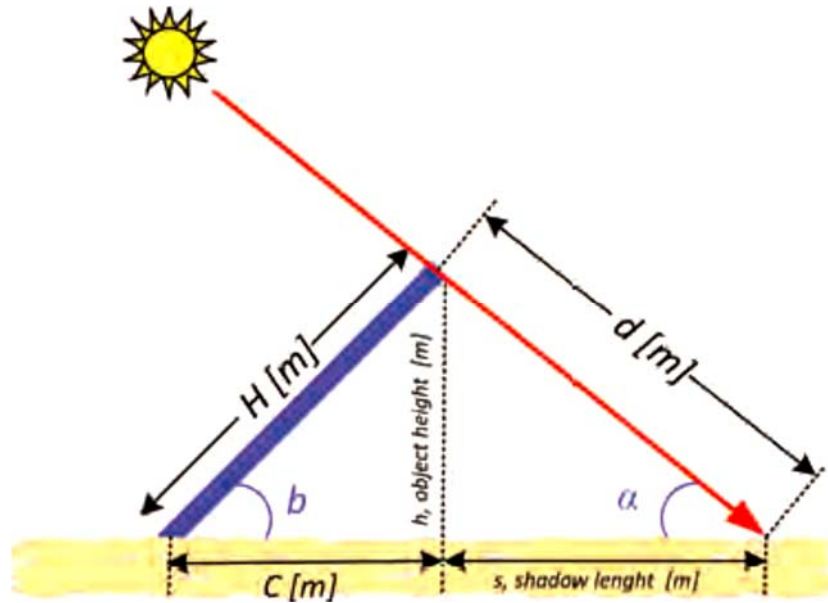


Рисунок 2.1 – Спрощена модель для розрахунку повітряних мас

Раціональне наближення до дійсних значень повітряної маси також можна отримати, моделюючи атмосферу як просту сферичну оболонку:

$$AM = \sqrt{(708,6 \cdot \cos \beta)^2 + 1418,2} - 708,6 \cdot \cos \beta, \quad (2.6)$$

де: β – кут зеніту, константа 708,6 є відношенням радіуса Землі (6378 км) до ефективної висоти атмосфери (приблизно 9 км), а константа 1418,2 отримується з $(2 \times 708,61)$.

Співвідношення між повітряною масою і абсолютною повітряною масою визначається за формулою:

$$AM_0 = \left(\frac{P}{P_0}\right) AM = (e^{-11,84 \cdot 10^{-5} \cdot H}) AM, \quad (2.7)$$

де: H – висота місця розташування в метрах, а P_0 – тиск на рівні моря (760 мм.рт.ст).

Рисунок 2.2 ілюструє залежність значень відносного струму короткого замикання від абсолютної повітряної маси для різних типів фотоелектричних пристроїв.

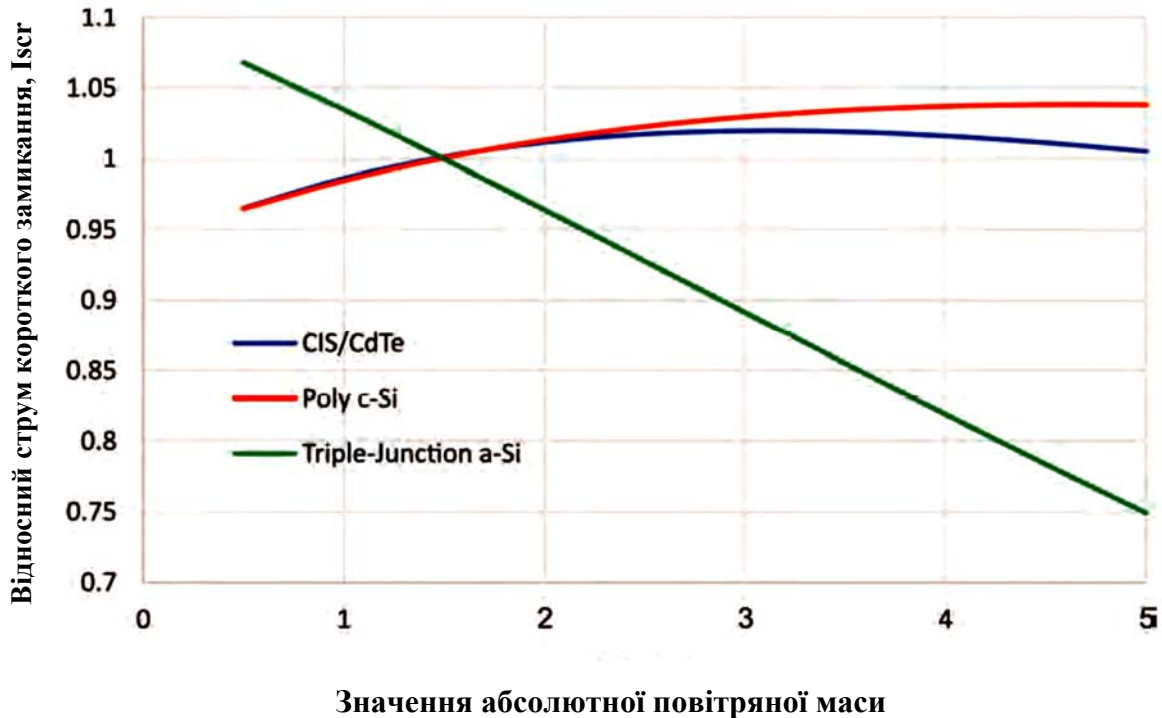


Рисунок 2.2 – Залежність відносного струму короткого замикання від абсолютної повітряної маси для різних фотоелектричних модулів

2.2.4 Вплив вітру на фотовольтаїчні системи

Фотоелектричні панелі можна розміщувати як на дахах будівель, так і на полях, де вони завжди піддаються впливу вітру. Вітер іноді позитивно впливає на продуктивність фотоелектричних панелей, а іноді – негативно. Завдяки вентиляційному ефекту вітер знижує температуру комірок фотоелектричних панелей, тим самим підвищуючи продуктивність фотоелектричних модулів. Крім того, рух повітря (вітер) зменшує відносну вологість до певної межі, що також трохи підвищує ефективність фотоелектричних систем. Однак вітер розносить пісок і пил у повітрі, що

призводить до накопичення пилу та піску на поверхні фотоелектричної панелі.

Потік вітру також має негативний вплив на механічну систему фотоелектричних панелей. Через випадковий характер вітру розподіл тиску постійно змінюється і є різним у кожній точці поверхні панелі. Зокрема, потік вітру зі швидкістю понад 80 км/год може спричинити пошкодження фотоелектричних панелей. Через коливання вітрового навантаження може статися поломка, якщо буде досягнуто резонансного рівня частоти вібрації. Відомо, що багато вітрових потоків мають кругову форму (вихри) і створюють підйомну силу під фотоелектричними панелями. Тому найбільш вразливими частинами фотоелектричного модуля є кути і вони часто залежать від положення та орієнтації панелей у навколишньому середовищі. Ось чому всі фотоелектричні панелі повинні бути випробувані на стійкість до певних вітрових навантажень.

2.2.5 Вплив забруднення та пилу на фотовольтаїчні системи

На поверхні фотоелектричних модулів накопичуються частинки піску та бруду, що негативно впливає на їхню ефективність. Ефект забруднення стає більш відчутним для фотоелектричних модулів з меншим кутом нахилу. Накопичення пилу на фотоелектричних модулях залежить від місця розташування, клімату, кута нахилу модулів та частоти опадів у даній місцевості.

Наприклад, у дослідженні, наведеному в [18], було встановлено, що щорічні втрати системи через забруднення становлять приблизно 5 %. Згідно з іншим дослідженням, протягом 60 днів без дощу швидкість осідання пилу на горизонтальній поверхні коливалася в межах 24 г/м² день – 102 г/м² день. Відповідно, було встановлено, що коефіцієнт продуктивності модулів знизився приблизно на 15 % наприкінці 60 днів без дощу. Згідно досліджень Бернда Вебера [18] та ін., зниження щоденного коефіцієнта продуктивності

PR_{Day} фотоелектричних модулів виражається рівнянням (2.8) і відображена на рисунку 2.3 залежно від кількості днів N без дощу:

$$PR_{Day} = -0,00240 \cdot N + 8378. \quad (2.8)$$

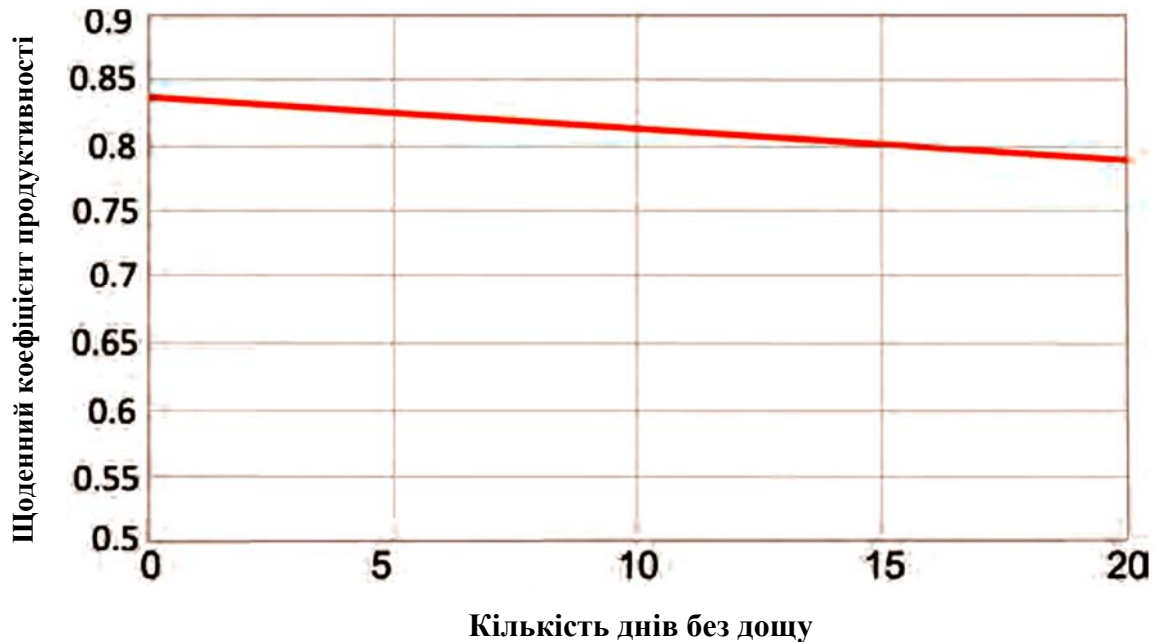


Рисунок 2.3 – Зміна щоденного коефіцієнту продуктивності через осідання пилу у населених пунктах США

Слід зауважити, що коефіцієнт продуктивності на рисунку 2.3 становить 0,8378 для $N = 0$. Це означає, що коефіцієнт 0,8378 у формулі (2.8) відображає зниження коефіцієнта продуктивності внаслідок впливу температури.

2.2.6 Вплив дощу та вологи на фотовольтаїчні системи

Дощ має значний вплив на продуктивність фотоелектричних систем завдяки своїм очищаючим та охолоджувальним ефектам на фотоелектричних панелях. Ефект очищення від дощу буде вищим там, де кут нахилу панелі перевищує 10° . Тому дуже важливо чистити панелі вручну, щоб зменшити втрати від забруднення під час тривалих посушливих періодів. За

результатами експлуатаційних досліджень, рекомендується чистити фотоелектричні панелі раз на тиждень або раз на два тижні, залежно від ступеня забруднення.

Один з негативних ефектів опадів на фотоелектричні панелі пов'язаний з відносною вологістю. Як правило, опади локально підвищують відносну вологість внаслідок випаровування. Основним впливом вологості на фотоелектричні сонячні елементи є корозія. Звичайно, вищі температури та вищий рівень вологості прискорюють процес корозії. Корозійний ефект переважно відбувається на титаново-срібному контакті фотоелектричних елементів у довготривалих вологих середовищах.

Підвищена відносна вологість також спричиняє липкість поверхні і, відповідно, сприяє накопиченню бруду та пилу на поверхні фотоелектричної панелі. Липка поверхня через підвищений рівень вологості призводить до зниження ефективності перетворення модулів. Доведено [15], що відносна вологість поблизу фотоелектричних установок спричиняє погіршення струму, напруги, потужності та ефективності перетворення фотоелектричних елементів. Хоча багато досліджень у літературі вказують на даний ефект, однак не існує узагальненої формули впливу вологості на різні фотоелектричні технології, в той час як вплив вологості на продуктивність фотоелектричних систем може бути значним. Наприклад, при відносній вологості від 60 % до 95 % ефективність комірок може знизитися на 50%.

2.2.7 Вплив снігу та обледеніння на фотовольтаїчні системи

Наявність снігу на поверхні фотоелектричних модулів може зменшити вихід енергії фотоелектричних систем залежно від щільності снігу. Якщо сніг легкий і швидко тоне, то втрати енергії у фотоелектричних системах можуть бути незначними. Однак більш значні втрати можуть відбуватися, коли сніговий покрив товстий і тоне повільно. Втрати енергії через сніговий покрив залежать від таких факторів, як тип снігу, погодні умови та кут нахилу панелей [18].

Основні негативні ефекти, які можуть виникнути в фотоелектричних панелях через снігопад, є наступні:

- У деяких випадках затінення однієї комірки снігом може значно знизити ефективність всього фотоелектричного модуля.

- Найбільш значущим фактором, що впливає на втрати енергії через сніг, є кут нахилу фотоелектричної панелі. Зі збільшенням кута нахилу час самоочищення панелі зменшується. Наприклад, експериментально було встановлено, що втрати енергії панелі з нахилом 40° приблизно на 50 % менші, ніж у панелі з нахилом 30° при покритті снігом менше 25 мм.

- Щільність снігу може бути фактором для порівняння ділянок між собою. Як відомо, чим щільніший сніг, тим більше сонячного світла проходить через поверхню панелі. Дослідження показали, що пропускання сонячного світла експоненціально зменшується через сніг і лід. Типова залежність пропускання сонячного світла від товщини снігового покриву показано на рисунку 2.4.

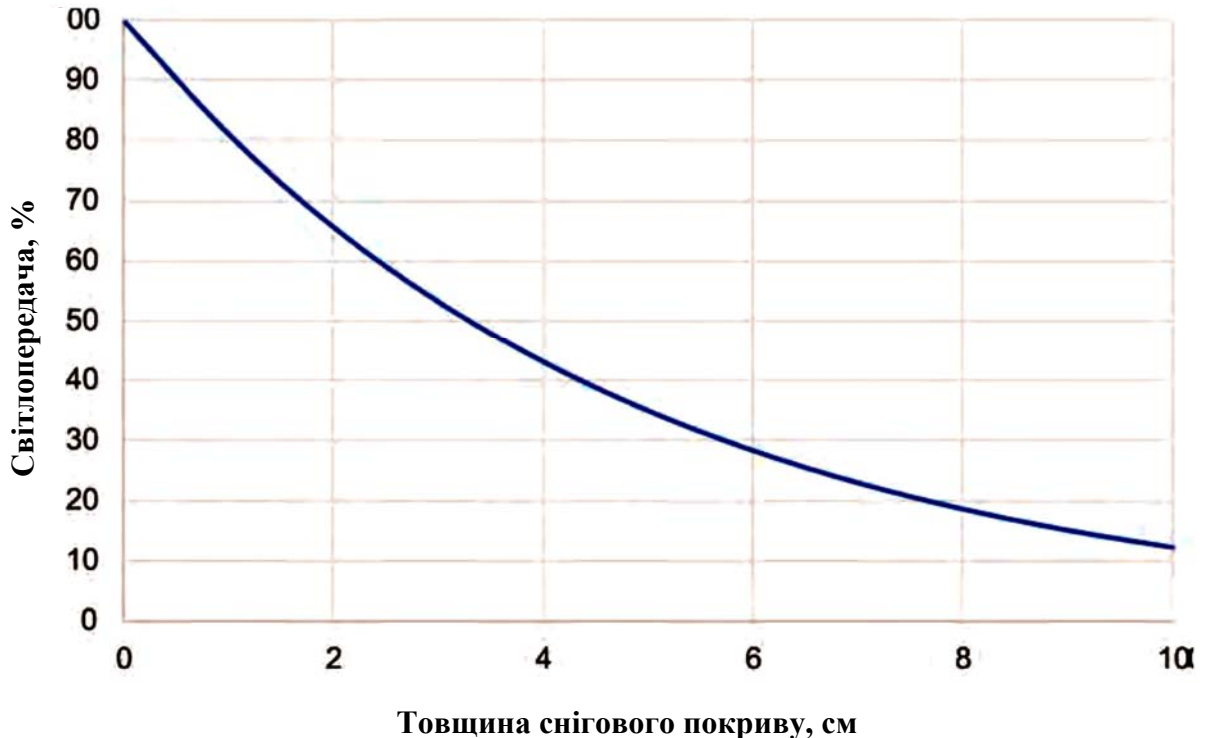


Рисунок 2.4 – Типова залежність проникності сонячного світла через сніговий покрив

- При таненні снігу його вологість збільшується, що призводить до нерівномірної щільності снігу. На межі розділу «вода-сніг» відбувається збільшення розсіювання сонячного світла на фотоелектричних елементах, що призводить до нагрівання при поглинанні сонячної радіації. Відповідно, це нагрівання збільшує кількість талого снігу на поверхні модуля.

- Іншим важливим фактором, що сприяє втраті енергії на об'єкті, є похмурі дні після сильного снігопаду. Адже навіть якщо температура навколишнього середовища знаходиться на рівні нуля, сонячне світло, що досягає поверхні, підвищує температуру комірок, що призводить до танення снігу на поверхні. Однак у похмуру погоду панель не отримує достатньо сонячного світла, щоб генерувати тепло для танення снігу.

Отже, для мінімізації втрат в даному випадку доцільно виміряти кількість втрат енергії через сніговий покрив на ділянці з сильними снігопадами, яка характерні для конкретної ділянки.

2.2.8 Вплив затінення та байпас-діодів на фотовольтаїчну систему

Затінення є одним з найважливіших факторів, що можуть впливати на продуктивність та безпеку фотоелектричної системи. На затінення впливає багато факторів, таких як сильна хмарність, туман, забруднення, пташиний послід, рослини, будівлі та конструкції на даху. Як правило, затінення по-різному впливає на вихідну потужність, напругу та струм фотоелектричної системи, що ускладнює визначення реального зниження рівнів характеристичних параметрів фотоелектричної системи. Різні рівні затінення (часткове або повне затінення) призводять до різних змін продуктивності всієї фотоелектричної системи. Це відбувається, головним чином, через активацію байпасних діодів, розміщених всередині розподільної коробки модуля.

Фотоелектричні масиви в зовнішньому середовищі піддаються нерівномірному сонячному опромінюванню через часткове затінення. Під час часткового затінення фотоелектричні елементи в незатінених частинах

фотоелектричних модулів продовжують працювати з нормальною ефективністю при рівномірному опромінюванні. Оскільки струм, що протікає через кожен комірку в послідовній конфігурації, природно не змінюється, затінені комірки працюють з напругою зворотного зміщення, щоб забезпечити такий самий струм, як і освітлені комірки. Однак полярність отриманої зворотної потужності спричиняє споживання енергії в затінених комірках, зменшуючи максимальну вихідну потужність фотоелектричного модуля. В затінених елементах при зворотній напрузі зміщення на частково затіненому модулі виникають гарячі точки (в одному елементі або групі елементів). Явище гарячих точок, спричинене фізичним пошкодженням, може створити розімкнутий ланцюг у всьому фотоелектричному модулі. Проблема гарячих точок часто вирішується шляхом включення обхідного діода до певної кількості комірок у послідовному ланцюзі, як показано на рисунку 2.5.

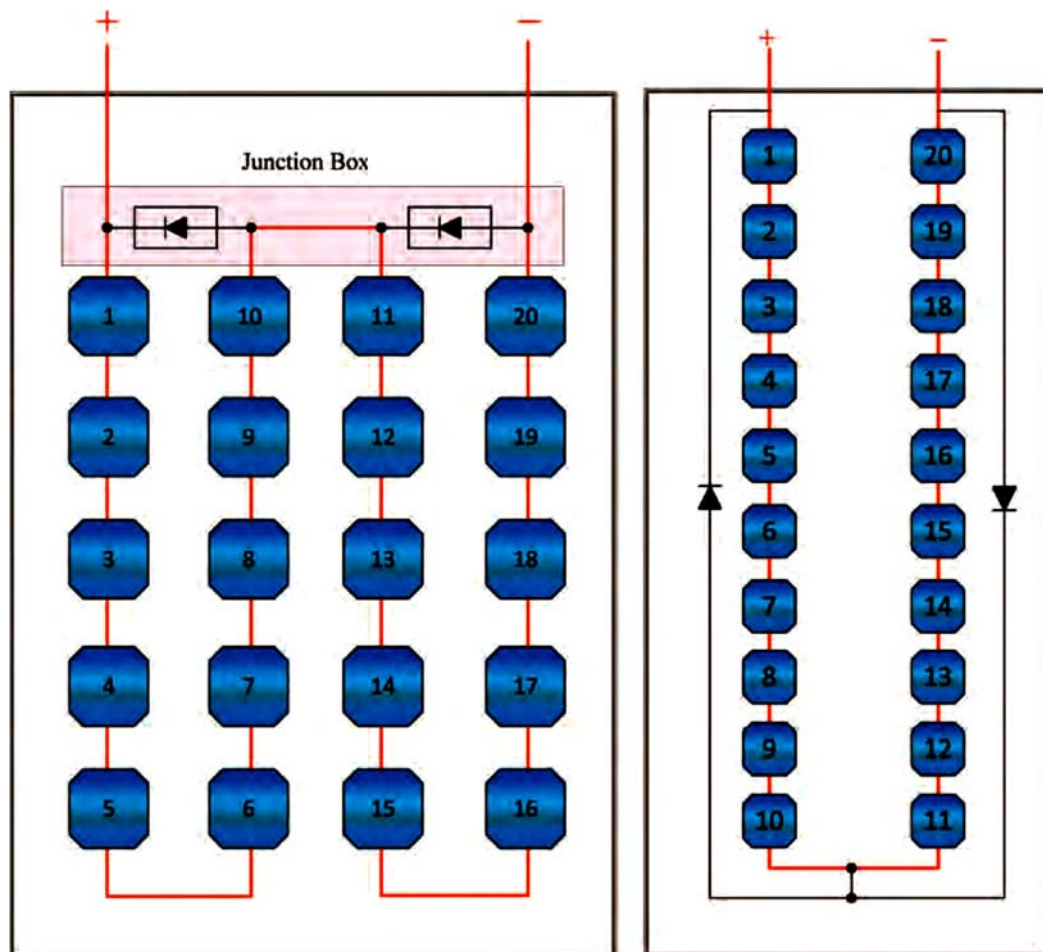


Рисунок 2.5 – Застосування байпас-діодів у фотовольтаїчних модулях

Ці діоди підключаються паралельно до певної групи послідовно з'єднаних комірок, щоб створити альтернативний шлях проходження струму в разі затінення або пошкодження комірок.

2.3 Методологічні основи проєктування та моделювання фотоелектричних систем для індивідуальних домогосподарств

Фотоелектрична станція є багатокомпонентною інженерною системою, що інтегрує низку функціональних вузлів: фотоелектричні модулі, інверторне обладнання, опорні конструкції, системи релейного захисту та автоматики, засоби моніторингу, комутаційні пристрої, а для автономних рішень – контролери заряду та накопичувачі енергії. Забезпечення високих показників експлуатаційної надійності та енергоефективності фотоелектричних станцій безпосередньо залежить від якості проведення проєктно-вишукувальних робіт та імітаційного моделювання процесів генерації.

Алгоритм проєктування фотоелектричних станцій для об'єктів індивідуального житлового будівництва включає наступні етапи [19]:

1) комплексний аудит об'єкта: аналіз географічної локації, визначення оптимальних кутів встановлення та ідентифікація потенційних джерел затінення;

2) обґрунтування встановленої потужності: оцінювання цільових показників потужності з урахуванням наявної площі забудови та лімітів приєднаної потужності за технічними умовами домогосподарства;

3) вибір архітектури системи: розробка структурної схеми, ескізне проєктування та визначення базової комплектації обладнання;

4) прогнозне моделювання продуктивності: розрахунок теоретичної генерації із застосуванням спеціалізованого програмного забезпечення (PVSyst, PVGIS тощо) для імітації роботи станції у заданих метеоумовах;

5) параметризація та підбір компонентів: визначення технічних характеристик та специфікація основного обладнання;

6) проєкт захисних рішень: розробка та впровадження систем електротехнічного захисту;

7) конструкторсько-технологічне забезпечення: розробка схем комутації фотомодулів, вибір систем кріплення та розрахунок навантажень на опорні конструкції.

8) експлуатаційний регламент: формування рекомендацій щодо монтажу, пусконаладження та технічного обслуговування фотоелектричної станції.

На відміну від мережевих фотоелектричних станцій, проєктування автономних та гібридних установок має низку особливостей, зумовлених їх роллю як невід'ємної складової внутрішньої мережі об'єкта. Пріоритетним завданням у цьому випадку є безшовна інтеграція генеруючих та накопичувальних потужностей у діючу систему електропостачання.

Для коректного визначення параметрів автономної та гібридної ФЕС географічних та метеорологічних даних недостатньо. Додатково необхідна систематизація наступної інформації:

- профіль енергоспоживання – детальна потужність усіх категорій споживачів;

- наявність обладнання з високими пусковими струмами (насосні агрегати, електродвигуни);

- категорійність споживачів – виокремлення групи критичного (резервного) навантаження;

- параметри автономності: необхідний часовий інтервал безперебійного живлення від акумуляторного блоку;

- кількість фаз та рівень їх нерівномірного завантаження;

- можливість інтеграції дублюючих джерел енергії (наприклад, дизель-генераторних установок) для підвищення живучості системи.

2.4 Загальні висновки до Розділу 2.

У другому розділі проведено комплексне дослідження методологічних засад проєктування фотоелектричних станцій та здійснено аналіз мультифакторного впливу навколишнього середовища на їхню експлуатаційну ефективність. Отримані результати дозволяють сформулювати такі висновки:

1. Встановлено, що розробка ФЕС є складним багатокритеріальним інженерним завданням, яке потребує поетапної реалізації: від проведення енергоаудиту та збору метеорологічних даних до імітаційного моделювання в спеціалізованому програмному забезпеченні (PVGIS, PVSyst). Обґрунтовано, що використання цифрових інструментів на стадії передпроектних робіт є критично важливим для перевірки розрахункових показників генерації та мінімізації інвестиційних ризиків.

2. Доведено, що продуктивність фотоелектричних систем визначається складною взаємодією метеорологічних та технічних факторів. Ключовим параметром є температурний режим: встановлено, що зростання температури напівпровідникових елементів призводить до зниження їхньої ефективності, що актуалізує питання оптимізації пасивного охолодження модулів при їх інсталяції.

3. Аналіз впливу кута падіння сонячного випромінювання та спектрального складу світла (повітряних мас) підтвердив необхідність точного азимутального орієнтування та дотримання оптимальних кутів нахилу (для умов України – 35° – 36°). Визначено, що застосування систем динамічного трекінгу здатне підвищити річну генерацію на 25 – 40 %, проте їх впровадження має базуватися на техніко-економічному обґрунтуванні.

4. Узагальнено вплив зовнішнього забруднення, снігового покриву та затінення на роботу масивів. Визначено, що закладання розрахункового коефіцієнта втрат на рівні 12 – 14 % для мережевих та до 30 % для

автономних систем є необхідною умовою для отримання об'єктивного прогнозу терміну окупності.

5. Відмічено, що проектування автономних та гібридних систем для приватних домогосподарств вимагає більш детальної систематизації профілю енергоспоживання (врахування пікових навантажень, пускових струмів та категорійності споживачів), що відрізняє їх від великих промислових ФЕС, орієнтованих суто на обсяги генерації.

Запропонована методологічна база та результати аналізу факторів впливу складають теоретичне підґрунтя для подальшої практичної реалізації та оптимізації конкретного проекту фотоелектричної системи.

РОЗДІЛ 3

МЕТОДОЛОГІЯ ПРОЄКТУВАННЯ ТА ТЕХНІЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ДЛЯ ПРИВАТНОГО ДОМОГОСПОДАРСТВА

3.1 Аналіз об'єкта проєктування та його електроспоживаючих характеристик

У якості об'єкта дослідження та технічного переоснащення розглядається система енергозабезпечення приватного двоповерхового житлового об'єкта (рисунок 3.1), що підлягає модернізації шляхом впровадження в її структуру фотоелектричної установки. Приватний житловий будинок котеджного типу розташований по вул. О. Ольжича в західному передмісті Івано-Франківська, в секторі малоповерхової приватної забудови.



Рисунок 3.1 – Загальний вигляд центрального фасаду досліджуваного житлового об'єкта

Житловий будинок є цегляного типу із зовнішнім теплоізоляційним покриттям. Центральний фасад орієнтований на північ. Покрівля плоска двоскатна, виконана з металочерепиці. Скати покрівлі орієнтовані на південний захід і південний схід з кутом нахилу 35° (рисунок 3.2), що є оптимальним для самоочищення від снігу в даному регіоні.



Рисунок 3.2 – Географічне позиціонування об'єкта проєктування за допомогою геоінформаційного інструментарію Google Earth

Житловий об'єкт розташований в зоні помірно-континентального клімату з високим середньорічним рівнем опадів та підвищеною вологістю повітря через близьке розташування до річки Бистриця Солотвинська. Географічне положення місця будівництва характеризується помірним потенціалом сонячної інсоляції на рівні $1100 - 1200$ кВт·год/м² на рік, нижчим за південні регіони, але придатним для використання сонячних електростанцій (СЕС) [20].

Розташування та форма схилів даху має значний потенціал для встановлення фотовольтаїчних модулів (рисунок 3.3).

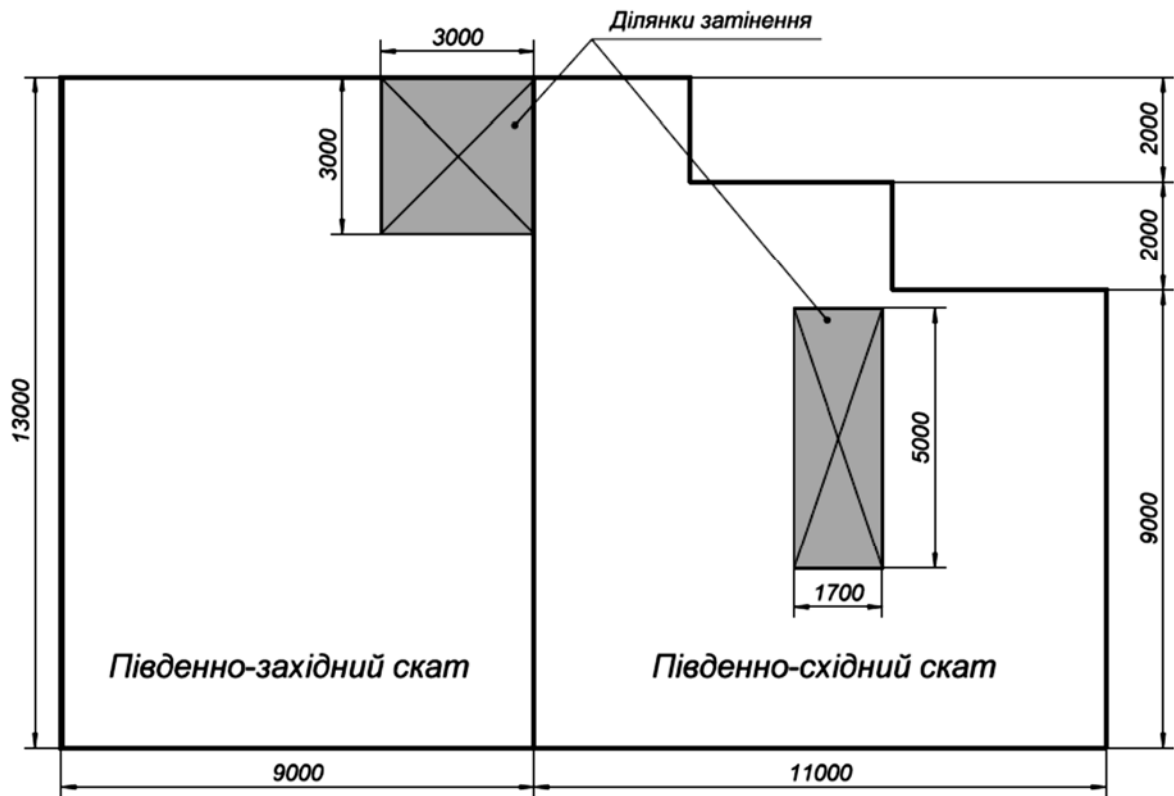


Рисунок 3.3 – План-схема покрівлі будівлі

Значна корисна площа поверхні (близько 220 м² без урахування димоходів та затінь від них) та відсутність природних і штучних джерел затінь навколо будівлі дозволяє встановити до 90 фотомодулів з прогнозованою потужністю фотомасиву до 40 – 45 кВт.

Аналіз енергоспоживання та характеристик навантаження об'єкта.

Досліджуваний об'єкт є житловою будівлею з комбінованою системою енергозабезпечення. Теплове навантаження, що включає опалення, гаряче водопостачання та приготування їжі, забезпечується шляхом споживання природного газу. Електропостачання об'єкта здійснюється від однофазної мережі загального призначення з параметрами напруги 230 В та частотою 50 Гц.

Графік електроспоживання будівлі характеризується значною сезонною нерівномірністю. У літній період спостерігається зниження попиту на

електроенергію, що зумовлено збільшенням тривалості світлового дня та тимчасовою відсутністю мешканців (зокрема в період відпусток). Зворотна тенденція до зростання енергоспоживання в осінньо-зимовий період пояснюється інтенсифікацією використання освітлювальних установок та залученням додаткових побутових електроприладів.

Структура електричного навантаження представлена переважно побутовим та освітлювальним обладнанням. Стохастичний характер функціонування більшості споживачів (періодичне вмикання на певний, часто невизначений час) суттєво ускладнює ідентифікацію пікових навантажень у довільний момент часу. Відтак, для визначення енергетичних параметрів системи доцільно застосовувати методику розрахунку на основі паспортних даних номінальної потужності кожної одиниці електрообладнання.

Алгоритм складання плану електроспоживання передбачає визначення встановленої та сумарної потужності шляхом адитивного підсумовування номінальних значень приладів. При цьому враховується коефіцієнт одночасності, оскільки ймовірність синхронної роботи всіх споживачів є низькою [21]. Окрему увагу слід приділити фактору експлуатаційного зносу: фактична потужність електроприладів відповідає паспортним значенням лише на початковому етапі життєвого циклу. Зокрема, для пристроїв з електронагрівальними елементами (електрочайники, бойлери, кавові машини) характерним є зниження енергоефективності та зростання питомого споживання енергії в міру накопичення відкладень та деградації матеріалів.

Для електронагрівальних приладів без прямого контакту з середовищем (праски, конвектори) характерним є нелінійний профіль навантаження. Процес виходу на робочий режим супроводжується динамічною зміною споживаної потужності, де пікові значення спостерігаються в момент вмикання з подальшою стабілізацією за параболічним законом. Обладнання, оснащене електричними приводами (холодильні установки, насосне обладнання, електроінструмент), характеризується високими пусковими

струмами. Для забезпечення надійності системи необхідно враховувати коефіцієнт пускової потужності, який визначає кратність перевищення номінальних параметрів у момент запуску двигуна. У технічній документації даний показник часто корелює з коефіцієнтом потужності ($\cos \varphi$). Для пристроїв з суто резистивним навантаженням (освітлення, нагрівачі), що перетворюють енергію виключно в теплову, даний коефіцієнт дорівнює одиниці. У випадках, коли прилад виконує механічну роботу, значення пускового множника завжди перевищує одиницю і може становити: для холодильників – 3,0; для пиломоків – 2,5; для мікрохвильових печей – 2,0.

Для розроблення оптимальної конфігурації фотоелектричної системи сукупність електроспоживачів об'єкта прокласифікуємо за фізико-технічними характеристиками на чотири категорії (таблиця 3.1):

- 1) термічне навантаження: електронагрівальні та опалювальні прилади;
- 2) індуктивне навантаження: обладнання, оснащене приводними електродвигунами;
- 3) освітлювальне обладнання: системи внутрішнього та зовнішнього освітлення;
- 4) електронні пристрої: побутова, офісна та допоміжна мікропроцесорна техніка.

На етапі збору вихідних даних для імітаційного моделювання ФЕС критично важливим є розподіл навантажень за рівнем їхньої пріоритетності. Такий підхід дозволяє не лише збалансувати архітектуру системи резервного живлення, а й забезпечити необхідний рівень життєдіяльності об'єкта за умов планових або аварійних відключень зовнішньої мережі.

Відповідно до ступеня важливості, споживачі сегментуються на три групи:

I група (критичне навантаження): включає системи з найвищим пріоритетом (освітлення, охоронна сигналізація, вузли зв'язку, системи опалення). Дане обладнання потребує безперебійного живлення для підтримання функціональності життєво важливих систем об'єкта.

II група (другорядне навантаження): пристрої, функціонування яких є бажаним, але не критичним. У разі дефіциту енергії в автономному режимі передбачається можливість їх ручного або автоматизованого відключення для оптимізації витрат енергії акумуляторного блоку.

III група (непріоритетне навантаження): споживачі, робота яких може бути повністю припинена на період відсутності зовнішнього електропостачання без шкоди для основних процесів життєдіяльності.

Таблиця 3.1 – Характеристики споживачів електроенергії об'єкта

| Споживач електроенергії | Номинальна потужність, Вт | Кількість | Коефіцієнт пускової потужності | Загальна номінальна потужність, Вт | Загальна пікова потужність, Вт |
|--|---------------------------|-----------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Праска | 1500 | 1 | 1 | 1500 | 1500 |
| Електроплита | 1500 | 1 | 1 | 1500 | 1500 |
| Бойлер | 1500 | 1 | 1 | 1500 | 1500 |
| Електрочайник | 2000 | 1 | 1 | 2000 | 2000 |
| Електроконвектор | 2000 | 1 | 1 | 2000 | 2000 |
| Холодильник | 80 | 1 | 3 | 80 | 240 |
| Пральна машина | 800 | 1 | 2 | 800 | 1600 |
| Насос | 600 | 1 | 3 | 600 | 1800 |
| Мікрохвильова піч | 850 | 1 | 2 | 850 | 1700 |
| Порохотяг | 1200 | 1 | 3 | 1200 | 3600 |
| Світлодіодне освітлення | 20 | 10 | 1 | 200 | 200 |
| Лампи освітлення | 15 | 20 | 1 | 300 | 300 |
| Ноутбук | 120 | 2 | 1 | 240 | 240 |
| Комп'ютер | 400 | 1 | 1 | 400 | 400 |
| Мережеве обладнання | 15 | 1 | 1 | 15 | 15 |
| Телевізор | 150 | 2 | 1 | 300 | 300 |
| Автоматика котла | 150 | 1 | 1 | 150 | 150 |
| Зарядні пристрої | 50 | 5 | 1 | 250 | 250 |
| Кухонне обладнання | 500 | 3 | 2 | 1500 | 3000 |
| Загальна встановлена електрична потужність: | | | | 15385 | 22295 |

Раціональна організація пріоритетності дозволяє оптимізувати встановлену потужність обладнання ФЕС. Зокрема, проектування системи з орієнтацією виключно на критичну групу споживачів дає змогу суттєво

знизити капітальні витрати шляхом зменшення ємності акумуляторних батарей та номінальної потужності інвертора.

Для верифікації розрахунків було проведено детальний аудит добового профілю електроспоживання. Було зафіксовано наближені часові інтервали роботи кожного приладу, проаналізовано циклічності функціонування холодильного обладнання та систем терморегуляції, а також оцінено потенціал використання природної інсоляції для заміщення штучного освітлення.

При визначенні параметрів автономності враховано поточний стан енергетичної інфраструктури України. Внаслідок систематичних пошкоджень об'єктів генерації та розподільчих мереж, що спричинили дефіцит потужності з середини 2022 року, спостерігається нестабільність електропостачання з тривалістю відключень від 4 до 8 годин. Враховуючи зазначені ризики, для розрахунку параметрів ФЕС прийнято часовий інтервал повної автономності (час резервування) за відключення об'єкту від централізованої електромережі тривалістю до 4 годин для критичної групи споживачів. Для більш тривалих відключень централізованої мережі в нічний час та за хмарної погоди компенсація нестачі електроенергії передбачена наявністю дублюючого джерела енергії (дизель-генератора).

Отримані в результаті збору даних за бажанням замовника показники сумарної встановленої потужності та величини споживання за період повної автономності резервної групи споживачів наведені в таблиці 3.2. Ці показники є вихідними параметрами для подальшого розрахунку:

- номінальної ємності акумуляторного блоку;
- сумарної потужності масиву фотоелектричних модулів;
- параметрів контролерів заряду акумуляторного блоку та вибору номінальної потужності інвертора ФЕС.

Таблиця 3.2 – Показники сумарної встановленої потужності та величини споживання за період повної автономності резервної групи споживачів

| Споживач електроенергії | Номінальна потужність, Вт | Кількість | Коефіцієнт пускової потужності | Загальна номінальна потужність, Вт | Загальна пікова потужність, Вт | Бажаний час резерву, год | Величина споживання електроенергії, Вт·год |
|---|---------------------------|-----------|--------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|--|
| Електроплита | 1500 | 1 | 1 | 1500 | 1500 | 1,5 | 2250 |
| Бойлер | 1500 | 1 | 1 | 1500 | 1500 | 2 | 3000 |
| Холодильник | 80 | 1 | 3 | 80 | 240 | 4 | 320 |
| Пральна машина | 800 | 1 | 2 | 800 | 1600 | 1,5 | 1200 |
| Насос | 600 | 1 | 3 | 600 | 1800 | 2 | 1200 |
| Світлодіодне освітлення | 20 | 10 | 1 | 200 | 200 | 4 | 800 |
| Ноутбук | 120 | 2 | 1 | 240 | 240 | 4 | 960 |
| Комп'ютер | 400 | 1 | 1 | 400 | 400 | 4 | 1600 |
| Мережеве обладнання | 20 | 1 | 1 | 20 | 20 | 4 | 80 |
| Телевізор | 150 | 1 | 1 | 150 | 150 | 4 | 600 |
| Автоматика котла | 150 | 1 | 1 | 150 | 150 | 4 | 600 |
| Зарядні пристрої | 50 | 5 | 1 | 250 | 250 | 4 | 1000 |
| Сумарні показники резервної групи: | | | | 5890 | 8050 | до 4 год | 13610 |

3.2 Вибір та обґрунтування типу фотоелектричної станції для забезпечення енергоефективності заданого об'єкта

Зважаючи на специфіку об'єкта та високі вимоги до стабільності енергозабезпечення, архітектура фотоелектричної системи має передбачати поєднання процесів генерації з функцією тривалого накопичення енергії. Інтеграція системи накопичення енергії з фотоелектричним масивом забезпечує високу операційну гнучкість, дозволяючи балансувати нерівномірність генерації та споживання в режимі реального часу.

Враховуючи стохастичний характер сонячної інсоляції, є ймовірність появи періодів (сумарно до декількох діб на рік), коли метеорологічні умови можуть обмежувати продуктивність ФЕС, спричиняючи дефіцит енергії. Для

досягнення абсолютної безперебійності електропостачання та нівелювання кліматичних ризиків доцільним є впровадження допоміжної генераторної установки. Таке технічне рішення гарантує енергетичну безпеку об'єкта та безперервність живлення незалежно від зовнішніх чинників.

Проектована децентралізована система електропостачання повинна бути орієнтована на автономну роботу в умовах тривалої відсутності напруги у зовнішній мережі. Ключовим аспектом надійності такої системи є прецизійний розрахунок ємності накопичувача: недостатній енергозапас може призвести до примусового обмеження електроспоживання протягом розрахункового резервного періоду. Таким чином, узгодженість потужності генерації та ємності накопичувача є визначальним фактором стабільного функціонування об'єкта в автономному режимі.

Суттєвим недоліком автономних фотоелектричних систем є неефективне використання надлишкової електроенергії в періоди низького енергоспоживання. У більшості типових конфігурацій автономних станцій після досягнення акумуляторними батареями стану повного заряду відбувається примусове обмеження генерації шляхом відключення фотоелектричного масиву від системи

Слід зазначити також важливу деталь, що функції зберігання, а також опції торгівлі електроенергією за її надлишку при піковій генерації та низькому споживанні можуть бути реалізовані (за механізмами «зеленого» тарифу або Net Billing), на відміну від автономного інвертора, за допомогою гібридного інвертора (багаторежимного або інвертора «все в одному») в сучасних інтелектуальних системах ФЕС. Як відомо, основним завданням фотоелектричного інвертора є перетворення фотоелектричного постійного струму в змінний. Однак гібридний інвертор є двонаправленим інвертором і може перетворювати енергію з постійного струму в змінний і навпаки. Крім того, гібридні інвертори можуть працювати з акумуляторами для зберігання надлишкової енергії та розрядження накопиченої енергії за потреби. А найголовніше – гібридні інвертори також можуть залишатися підключеними

до мережі та дозволяти використовувати кілька джерел енергії для заряджання акумуляторів і збалансування навантажень [18].

Як правило, часто використовуються як резервне джерело (або джерело паралельної роботи) в гібридних фотоелектричних системах дизельні генератори. Метою використання таких додаткових джерел є безперебійне живлення навантажень у разі відсутності або дефіциту енергії протягом тривалого часу. Слід підкреслити важливий момент, що гібридна топологія з підключенням до постійного або змінного струму може бути можлива відповідно до вихідних характеристик доданого генератора. Наприклад, підключення до постійного струму може бути кращим варіантом для паливних елементів, генераторів постійного струму та вітрових турбін. Однак дизельні генератори змінного струму з вихідною частотою 50/60 Гц можуть бути інтегровані в автономні гібридні системи за допомогою з'єднання з підключенням змінного струму (рисунок 3.4).

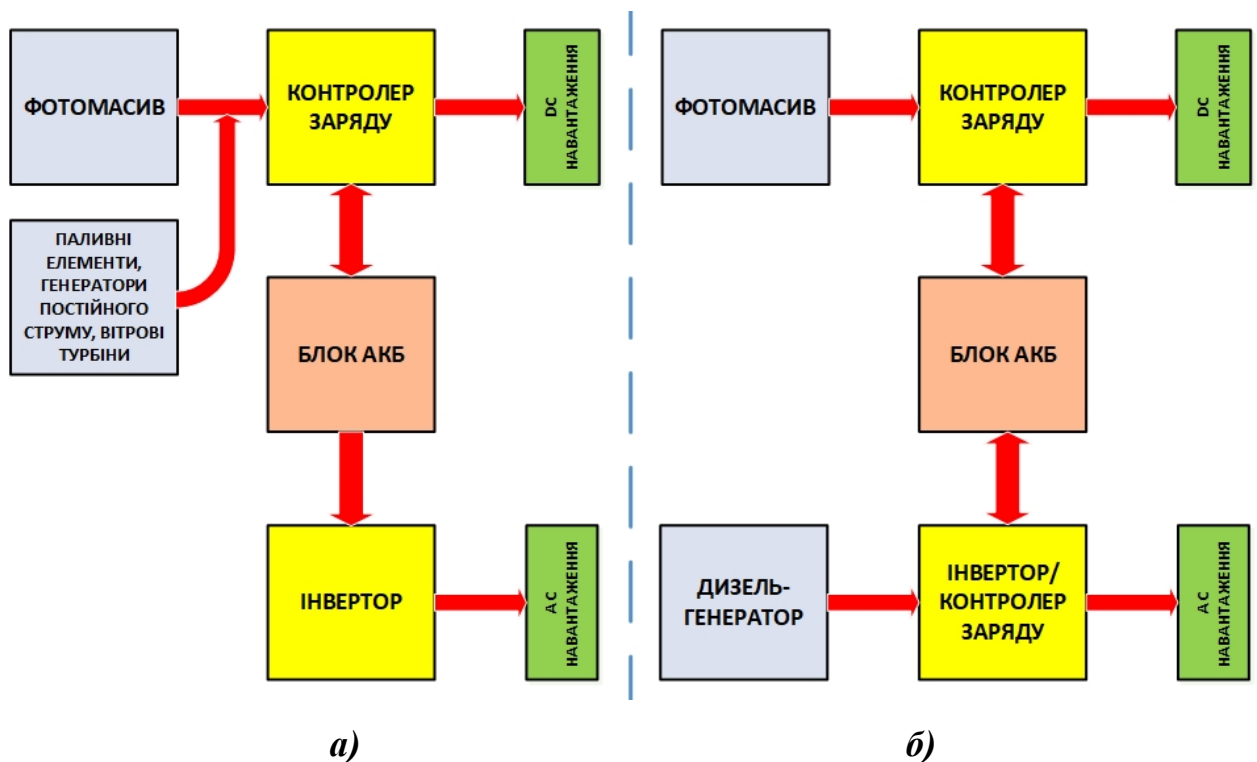


Рисунок 3.4 – Типові схематичні діаграми автономних гібридних фотоелектричних систем

Стає зрозуміло, що для інтеграції компонентів гібридної системи можливі різні топології силової електроніки. В нашому випадку передбачено наявність генераторної установки на випадок тривалішого відключення від централізованої мережі з недостатнім рівнем інсоляції. На рисунку 3.5 наведена спрощена структурна схема підключення гібридної фотовольтаїчної системи типу «дизель-ФЕС» з підключенням до мережі змінного струму.

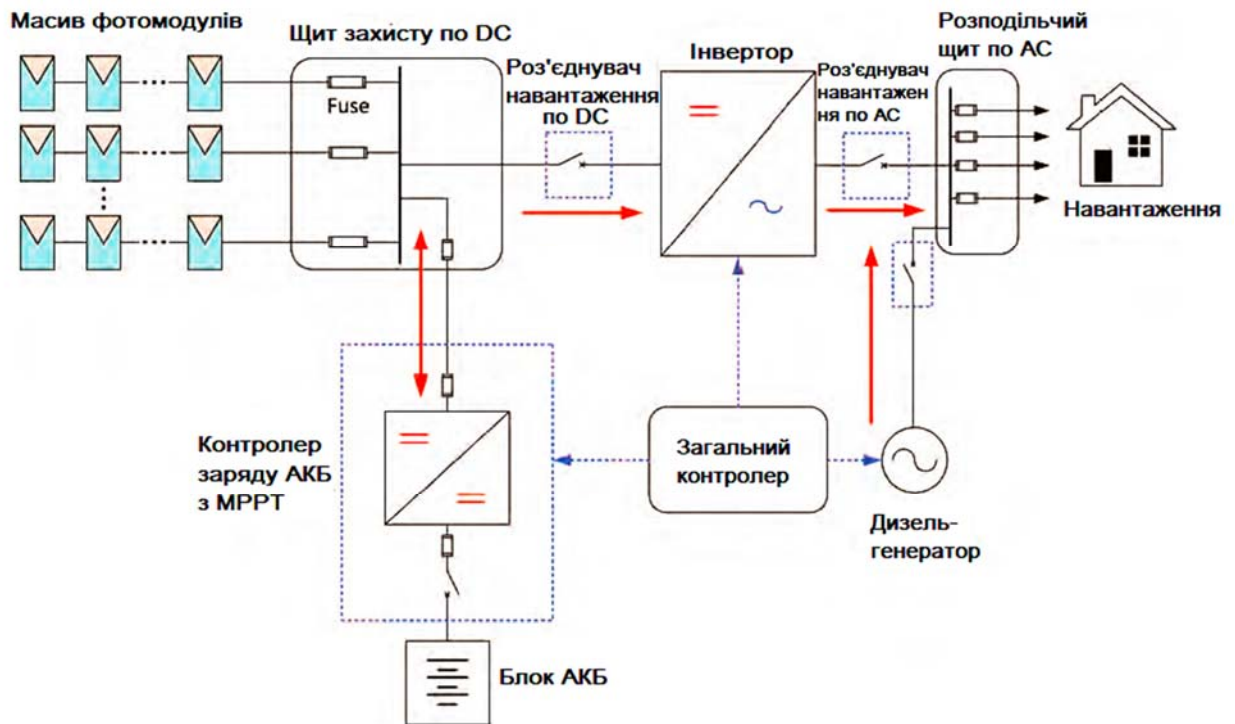


Рисунок 3.5 – Структурна схема гібридної фотоелектричної станції з допоміжним дизель-генератором

Об'єктом подальшого проектування визначено гібридну фотоелектричну станцію. Вибір даного типу системи обумовлений її універсальністю для об'єктів, інтегрованих у централізовану електромережу. Гібридна ФЕС виконує подвійну функцію: виступає надійним джерелом резервного живлення та забезпечує підвищення показників енергоефективності житлового об'єкта.

До складу базової апаратної конфігурації ФЕС входять такі компоненти:

- 1) фотоелектричні модулі (ФЕМ) – для генерації постійного струму;
- 2) гібридний інвертор – центральний вузол управління та перетворення енергії;
- 3) система накопичення енергії на базі акумуляторних батарей (АКБ);
- 4) контролер заряду (інтегрований або виносний) – для оптимізації режимів заряду АКБ;
- 5) опорні металоконструкції – для монтажу ФЕМ на покрівлі будівлі;
- 6) система захисту та комутації (AC/DC захист, пристрої захисту від імпульсних перенапруг, заземлення).

Ескізна схема гібридної станції, що ілюструє архітектуру системи та взаємозв'язок ключових компонентів, наведена на рисунку 3.6.

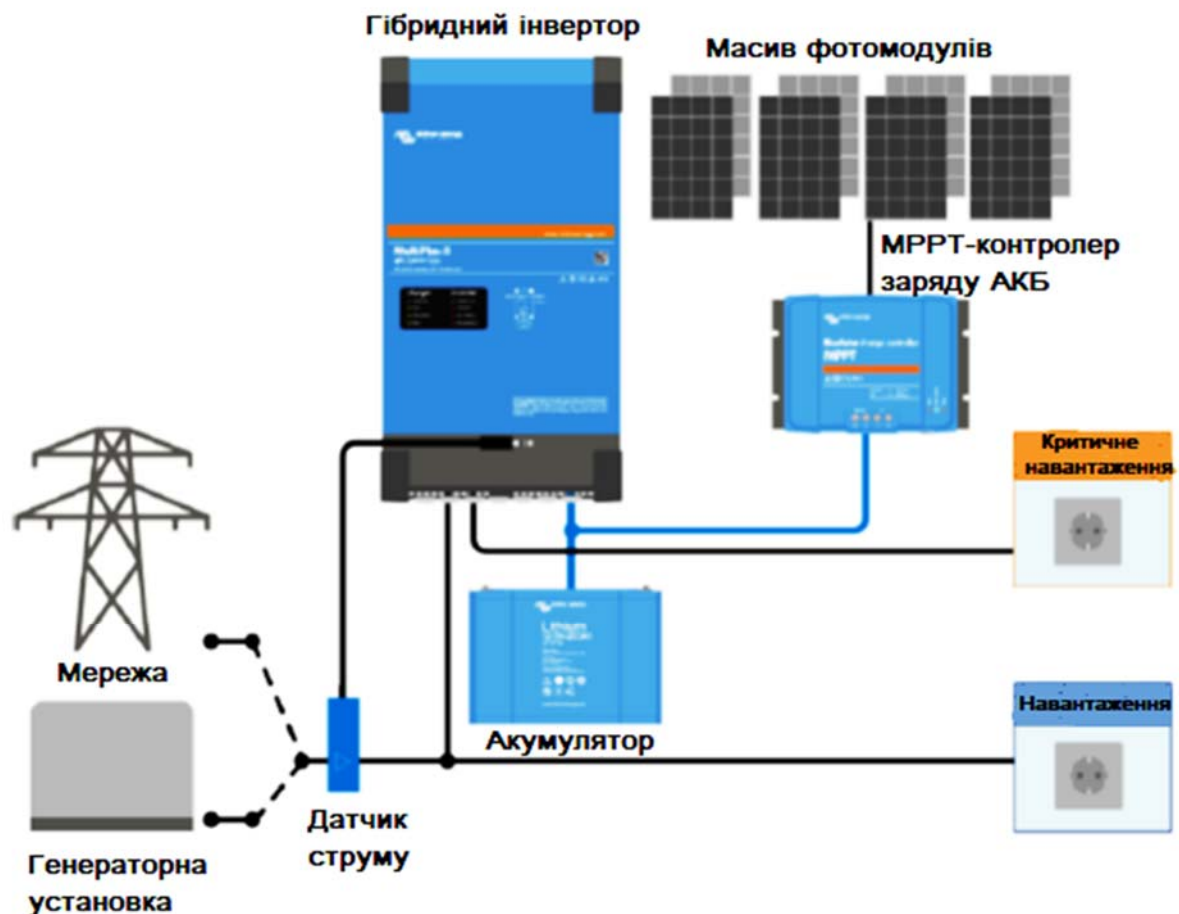


Рисунок 3.6 – Загальний вигляд архітектури гібридної ФЕС з дублюючим генератором

Архітектура наведеної гібридної ФЕС передбачає інтеграцію декількох джерел енергії: фотоелектричного масиву, зовнішньої мережі та, за потреби, резервного паливного генератора (дизельного або бензинового). Пріоритетним джерелом генерації є сонячне випромінювання. В періоди достатньої інсоляції фотомодулі забезпечують поточне навантаження об'єкта та здійснюють заряд акумуляторного блоку. У нічний час або в періоди низької сонячної активності енергопотребі покриваються за рахунок розряду АКБ.

Наявність підключення до централізованої мережі дозволяє компенсувати дефіцит потужності у випадках, коли генерація ФЕМ є недостатньою, а рівень заряду акумуляторів досяг мінімально допустимого значення. У такому режимі інвертор автоматично здійснює транзит електроенергії з мережі для живлення споживачів та підтримання необхідного рівня заряду накопичувачів.

Окрім забезпечення безперебійного енергопостачання, дана схема дозволяє суттєво мінімізувати витрати на оплату електроенергії завдяки заміщенню мережевого споживання власною генерацією. У разі виникнення профіциту енергії (при повному заряді АКБ та низькому споживанні), система здатна експортувати надлишки в зовнішню мережу. Така взаємодія реалізується через чинні регуляторні механізми, зокрема «зелений» тариф, Net Metering або Net Billing, що дозволяє використовувати мережу як віртуальний акумулятор або отримувати грошову компенсацію.

Отже, застосування гібридної конфігурації є найбільш раціональним рішенням для забезпечення енергетичної незалежності та оптимізації техніко-економічних показників об'єкта.

Розрахунок «розміру» фотоелектричної системи та вибір компонентів є важливим процесом для досягнення поставлених цілей щодо продуктивності основних компонентів, які включені до проектування фотоелектричної системи. Номінальні характеристики компонентів, такі як напруга та струм кожного компонента, визначаються в процесі розрахунку параметрів для

безперервного та безпечного задоволення вимог навантаження. Процес визначення «розміру» фотоелектричної системи може бути різноманітним, залежно від типу фотоелектричних систем та їх функціональних вимог. Отже, підключені до мережі та автономні фотоелектричні системи вимагають різних принципів визначення «розміру».

3.3 Визначення встановлених параметрів компонентів ФЕС та підбір основного обладнання

3.3.1 Гібридний інвертор для забезпечення встановленої потужності ФЕС

Вибір інверторного перетворювача для фотоелектричної станції базується на комплексному аналізі трьох ключових параметрів: сумарної потужності споживачів, фазності електричної мережі об'єкта (однофазна або трифазна) та можливості інтеграції з резервними джерелами енергії. Зокрема, при використанні паливних генераторів змінного струму перевага надається моделям інверторів, що оснащені функцією синхронізації та управління запуском зовнішнього генератора (сухі контакти, підтримка функції ATS).

При аналізі технічної документації сучасних інверторів слід орієнтуватися на наступний перелік інтегральних характеристик:

- показники потужності:

а) номінальна потужність – визначає здатність пристрою до тривалої роботи при заданому навантаженні. Теоретично вона має корелювати із сумарною потужністю всіх підключених споживачів, проте на практиці розрахунок ведеться за максимально імовірним піковим навантаженням;

б) пікова (пускова) потужність – здатність інвертора витримувати короточасні перевантаження (наприклад, при запуску електродвигунів);

в) власне споживання у режимі очікування. Для високоефективних моделей даний показник не повинен перевищувати 1% від номінальної потужності;

- коефіцієнт корисної дії (ККД) – визначає ефективність перетворення постійного струму (DC) у змінний (AC). Сучасні високотехнологічні пристрої забезпечують ККД на рівні 95 – 98%, що мінімізує теплові втрати в процесі перетворення;

- параметри вхідної та вихідної напруги. Вхідна напруга шини постійного струму має бути узгоджена з номінальною потужністю інвертора для оптимізації струмових навантажень. Рекомендоване співвідношення представлено нижче:

- навантаження до 600 Вт – номінальна напруга 12 В;
- навантаження від 600 Вт до 1,5 кВт – номінальна напруга 24 В;
- навантаження понад 1,5 кВт – номінальна напруга 48 В;

- енергозберігаючі режими – наявність інтелектуального режиму очікування (Standby / Search mode) дозволяє суттєво зменшити нецільове використання енергії акумуляторних батарей за відсутності корисного навантаження;

- експлуатаційна термостабільність. Широкий діапазон робочих температур свідчить про якість компонентної бази та надійність системи активного або пасивного охолодження, що критично важливо для стабільної генерації в літній період;

- комплекс систем електричного захисту. Для забезпечення безаварійної експлуатації інвертор повинен бути оснащений модулями захисту від:

- ✓ струмових перевантажень та термічного перегріву;
- ✓ коротких замикань у ланцюгах навантаження;
- ✓ критичних відхилень вхідної та вихідної напруги (LVD/HVD).

Вибір номінальної потужності інвертора базується на сукупних енергетичних параметрах резервної групи споживачів. Визначальними критеріями при підборі обладнання є забезпечення безперебійного

функціонування критичного навантаження як у сталому режимі, так і під час перехідних процесів. Відповідно до проведених розрахунків (таблиця 3.2), сумарна номінальна потужність споживачів пріоритетної групи становить 5,89 кВт. Водночас розрахункове значення пікової (пускової) потужності зазначеної групи, що зумовлене пусковими струмами електродвигунів та термічного обладнання, складає 8,050 кВт. Заданим умовам вибору відповідає **Victron Energy Quattro 48/8000/110-100/100** (рисунок 3,7), який є комбінованим інвертором і зарядним пристроєм. Крім того, він може приймати два входи змінного струму й автоматично підключатися до активного джерела. Він має численні функції (додаток А), зокрема, інвертор з чистою синусоїдою, адаптивна зарядка, гібридна технологія PowerAssist, а також численні функції системної інтеграції, такі як робота з трьома або розділеними фазами та паралельна робота [22].



Рисунок 3.7 – Інвертора Victron Energy Quattro 48/8000/110-100/100

Перелік основних характеристик наведений в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Основні технічні характеристики гібридного інвертора Quattro 48/8000/110-100/100

| | |
|---|-----------|
| Постійна номінальна потужність при 25 °С, Вт: | 6400 |
| Постійна номінальна потужність при 45 °С, Вт: | 5500 |
| Пікова потужність, Вт: | 16000 |
| DC напруга, В: | 48 |
| Сила струму байпасу, А: | 100 |
| Максимальний струм заряду АКБ від мережі, А | 110 |
| ККД, % | 96 |
| АС напруга, В: | 230 ± 2 % |

Quattro можна підключити до двох незалежних джерел змінного струму, наприклад, до берегової електромережі та генератора або до двох генераторів. Quattro автоматично підключиться до активного джерела. Основний вихід має функцію без розриву. У разі збою в електромережі, відключення берегового або генераторного живлення Quattro перебирає на себе живлення підключених навантажень. Функція PowerAssist запобігає перевантаженню обмеженого джерела змінного струму, такого як генератор або підключення до зовнішньої електромережі. По-перше, заряджання акумулятора буде автоматично обмежуватися, якщо в іншому випадку виникне перевантаження. Другий рівень роботи пристрою підвищує потужність генератора або зовнішнього джерела електроживлення за рахунок енергії з акумулятора.

3.3.2 Розрахунок параметрів та підбір обладнання системи накопичення енергії

Визначення номінальної ємності систем накопичення енергії на базі акумуляторних батарей (АКБ) для фотоелектричної станції проведемо на основі інтегрального показника енергоспоживання пріоритетної групи навантаження. Відповідно до інженерних стандартів, проектування ємності накопичувачів, що точно відповідає розрахунковому обсягу споживання, є технічно та економічно недоцільним. Аналіз світового досвіду та результати

наукових досліджень у сфері експлуатації систем резервного живлення підтверджують необхідність впровадження коефіцієнта резервування ємності. Такий підхід дозволяє нівелювати вплив експлуатаційних чинників, як-от обмеження глибини розряду (DOD), процеси деградації напівпровідникових перетворювачів та втрати в комутаційному обладнанні. Формування оптимального запасу ємності гарантує надійне функціонування критично важливих споживачів відповідно до розробленого плану електроспоживання та забезпечує стабільність автономної роботи системи в межах заданого часового інтервалу.

З урахуванням коефіцієнта корисної дії (ККД) інвертора (96 % в режимі «charger») в режимі заряджання акумуляторів, кількість енергії, яку потрібно запасти в акумулятор, становитиме:

$$E_{\text{заг_АКБ}} = E_{\text{спож}} : \eta_{\text{інв}} = 13,61 : 0,96 = 14,18 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}. \quad (3.1)$$

Номінальна напруги АКБ становитиме 48 В, оскільки потужність навантаження перевищує 1500 Вт. Для забезпечення необхідної кількості енергії акумулятора на заданий період ємність АКБ повинна становити:

$$C_{\text{АКБ}} = E_{\text{заг_АКБ}} : U_{\text{АКБ}} = 14177 : 48 = 295,4 \text{ (А}\cdot\text{год)}. \quad (3.2)$$

Наступний крок розрахунку передбачає врахування коефіцієнта температурного зменшення ємності акумуляторів k_{t_C} для визначеної робочої температури акумуляторних батарей. Для літєвих акумуляторів він становить 1, а для свинцево-кислотних – відчутно залежить від температури і змінюється від 1 до 2,27 при зниженні температури до -30 °С [23]. Урахування коефіцієнта температурного зменшення ємності акумулятора дозволяє визначити необхідний запас з компенсацією саморозряду батареї.

У межах даного проекту перевагу надаємо літєвим акумуляторним батареям перед свинцево-кислотними аналогами. Вибір зумовлений їхніми

вищими експлуатаційними характеристиками, зокрема ширшим діапазоном допустимої глибини розряду (DOD) та стабільністю показників рівня заряду (SOC), що суттєво підвищує загальну ефективність системи. Крім того, літієві накопичувачі характеризуються значно більшим циклічним ресурсом (кількістю циклів заряду-розряду), що забезпечує тривалий термін експлуатації та надійність енергосистеми. Практика проєктування накопичувальних систем для ФЕС показала, що для забезпечення однієї і тієї кількості електроенергії потрібна у два рази більша ємність свинцево-кислотних акумуляторів, ніж літієвих.

З урахуванням коефіцієнта температурного зменшення ємності акумулятора необхідна ємність літієвих АКБ становитиме:

$$C_{AKB} = C_{AKB} \cdot k_{t_c} = 295,4 \cdot 1 = 295,4 (A \cdot год). \quad (3.3)$$

Наступним важливим параметром, що підлягає врахуванню при проєктуванні системи накопичення енергії, є допустима глибина розряду (Depth of Discharge, DOD). З огляду на технічні особливості накопичувачів, при виконанні розрахунків для свинцево-кислотних акумуляторів значення DOD приймається на рівні 50 %, тоді як для літієвих систем (зокрема LiFePO) цей показник становить 90 до %. Зазначені характеристики є регламентованими та містяться в технічній документації (паспортах та інструкціях з експлуатації) виробників обладнання. З урахуванням дозволеної глибини розряду DOD для літієвих систем необхідна ємність становитиме:

$$C_{AKB_необх} = C_{AKB_ном} : DOD = 295,4 : 0,9 = 328,17 (A \cdot год). \quad (3.4)$$

Оскільки специфікації літієвих накопичувачів енергії оперують категорією енергоємності у $kWh \cdot год$, виконаємо приведення розрахункових показників до зазначених одиниць виміру. Конвертація здійснюється з

урахуванням номінальної напруги системи ($U_{sys} = 48 \text{ В}$) за наступною залежністю:

$$E_{kWh} = \frac{C_{Ah} \cdot U_{sys}}{1000} = \frac{328,17 \cdot 48}{1000} = 15,75 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \quad (3.5)$$

Наступним етапом визначимо величину мінімальної потужності акумуляторного блоку. Вихідною величиною розрахунку є номінальна потужність споживачів резервної групи, яка становить 5890 Вт і є тривалим навантаженням. Поділивши це значення на номінальну напругу накопичувальної системи ($U_{sys} = 48 \text{ В}$), отримаємо довготривалий струм розряду:

$$I_{AKB} = P_{заг} : U_{AKB} = 5980 : 48 = 122,7 \text{ (А)}. \quad (3.6)$$

Мінімально допустима ємність накопичувального блоку з урахуванням рекомендованого струму розряду (для літєвих АКБ це $0,5 \cdot C$, тобто до половини ємності) становитиме:

$$C_{мін} = I_{AKB} : xC = 122,7 : 0,5 = 245,5 \text{ (А} \cdot \text{год)}, \quad (3.7)$$

або:

$$C_{мін} = 245,5 \cdot 48 = 11780 \text{ (Вт} \cdot \text{год)} = 11,78 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

В якості накопичувачів електроенергії для системи, що проектується, обираємо літєву акумуляторну батарею фірми **Pylon Technology** марки **Pylontech US3000C** (рисунок 3.3) з номінальною ємністю 2,4 кВт·год (таблиця 3.3).



Рисунок 3.8 – Загальний вигляд літієвої АКБ Pylontech US3000B

Основними перевагами цих акумуляторів є модульна конструкція (додаток Б), що дає можливість нарощувати ємність і вибирати необхідну потужність, а також сумісність з більшістю доступних гібридних інверторів для фотоелектричних станцій [24].

Таблиця 3.4 – Базові технічні параметри акумуляторної батареї Pylontech US3000C

| | |
|--------------------------------------|-------------------|
| Технологія | LiPO ₄ |
| Номінальна ємність, кВт·год | 3,55 |
| Корисна ємність, кВт·год | 3,37 |
| Кількість циклів | > 6 000 |
| Номінальна напруга, В | 48 |
| Номінальний струм заряду/розряду, А | 37 |
| Максимальний струм заряду/розряду, А | 74 |

Визначаємо необхідну кількість акумуляторів даного типу для системи накопичення:

$$N_{АКБ} = C_{АКБ_необх} : C_{АКБ_ном} = 15,75 : 3,55 = 4,44 \approx 5 \text{ (штук)}. \quad (3.8)$$

Загальна корисна ємність акумуляторного блоку за використання 5-ох акумуляторних батарей типу Pylontech US3000C становитиме 16,85 кВт·год.

3.3.3 Розрахунок встановленої потужності фотоелектричного масиву та підбір фотомодулів

Наступним етапом проектування є визначення розрахункової потужності масиву фотомодулів для забезпечити стабільного та безперебійного функціонування станції. В умовах відсутності зовнішньої мережі, коли система переходить у режим повної автономності, фотоелектричний масив стає альтернативним джерелом енергії, що виконує подвійну функцію: безпосереднє живлення споживачів та відновлення заряду акумуляторних батарей. Точність розрахунку параметрів фотомасиву є критичним фактором детермінації загальної надійності енергосистеми.

Вихідним параметром для визначення генеруючої потужності системи є енергоємність акумуляторного блоку. При розробленні методики розрахунку необхідно враховувати коефіцієнти сезонної варіативності сонячної інсоляції, що безпосередньо впливають на продуктивність ФЕС у різні періоди року. Початкова стадія розрахунку передбачає визначення сумарної кількості енергії, необхідної для повного відновлення заряду акумуляторних батарей після їх глибокого розряду.

З урахуванням глибини розряду DOD (90 %) акумуляторів отримаємо:

$$E_{ЗАР_АКБ} = 16,85 \cdot 0,9 = 15,17 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

З огляду на стохастичний характер сонячної інсоляції та її виражену сезонну нерівномірність, процес визначення встановленої потужності фотоелектричного масиву потребує врахування циклічних коливань енергопродуктивності. Аналіз показників питомого сонячного випромінювання в розрізі різних періодів року дозволив встановити емпіричні коефіцієнти генерації (K_g) [25], що мають такі значення ($E/\text{год}$):

- для зимового періоду $K_g = 1$;
- для весняно-осінніх періодів $K_g = 2,5$;
- для літнього періоду (максимальна інсоляція) $K_g = 4,5$.

Оскільки технічне завдання на проектування в нашому випадку передбачає цілорічну експлуатацію ФЕС та забезпечення гарантованого безперебійного енергопостачання об'єкта, то за основу розрахунку прийнято стратегію «найгіршого сценарію». Відповідно, розрахунковий коефіцієнт генерації обрано виходячи з мінімальних показників інсоляції у зимовий період, що становить $K_g = 1$ ($E/год$). Такий підхід дозволяє мінімізувати ризики дефіциту потужності в періоди найменшої сонячної активності.

З урахуванням ККД контролера заряду (ефективність більшості відомих моделей контролерів для автономних та гібридних ФЕС цій він становить 98 – 99 %) та коефіцієнта генерації отримаємо такі параметри необхідної потужності масиву фотомодулів:

$$P_{PV} = E_{ЗАР_АКБ} : K_g : \eta_{контр} = 15,17 : 1 : 0,99 = 15,32 \text{ (кВт)}. \quad (3.9)$$

На підставі результатів аналізу техніко-експлуатаційних характеристик фотомодулів провідних виробників, а також з урахуванням специфіки геометричних параметрів та орієнтації скату даху об'єкта, для впровадження обґрунтовано вибір монокристалічних модулів моделі ABI Solar AB370-60MHC (рисунок 3.9) виробництва компанії ABiSOLAR [26]. Висока ефективність обраної моделі детермінована застосуванням передових технологічних рішень. Технологія PERC пасивованим заднім контактом емітера забезпечує підвищений коефіцієнт корисної дії модуля. Конфігурація з використанням половинчастих комірок (Half-cell) дозволяє мінімізувати внутрішні резистивні втрати, що безпосередньо сприяє зростанню загальної продуктивності системи. Архітектурні особливості модуля гарантують стабільну генерацію енергії в умовах температурних коливань та екстремальних експлуатаційних температур. Розділення модуля на незалежні секції мінімізує вплив часткового затінення на вихідну потужність та суттєво знижує ризики виникнення локальних перегрівів.



Рисунок 3.9 – Фотомодуль АVi-Solar АВ370-60МНС, 370 W_p, Mono

Технічні та конструктивні параметри фотомодуля зазначені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Характеристики фотомодуля АВ370-60МНС, 370 Вт_p, Моно за умов STC

| | |
|---|--------------|
| Номинальна потужність, Вт | 370 |
| Напруга холостого ходу, В | 41,4 |
| Струм короткого замикання, А | 11,41 |
| Струм в точці максимальної потужності, А | 10,85 |
| Напруга в точці максимальної потужності, В | 34,1 |
| ККД, % | 20 |
| Температурний коефіцієнт (V _{oc}), %/°C | -0,330 |
| Температурний коефіцієнт (I _{sc}), %/°C | 0,049 |
| Розміри (ШхДхВ), мм | 1765×1048×35 |

Визначаємо необхідну кількість фотомодулів для забезпечення встановленої потужності фотомасиву:

$$N_{PV} = P_{\Sigma PV} : P_{PV_{max}} = 15320 : 370 \approx 41,4 = 42. \quad (3.10)$$

Фактичне значення потужності розрахованого фотомасиву із 42-ох фотомодулів становитиме:

$$P_{\Sigma PV} = P_{PV_{max}} \cdot N_{PV} = 370 \cdot 42 = 15540 \text{ (Вт)}. \quad (3.11)$$

3.3.4 Обґрунтування вибору та функціональні особливості системи контролю заряду АКБ

На основі розрахованої встановленої потужності фотоелектричного масиву та кількості фотомодулів, що забезпечують необхідний енергобаланс для накопичення енергії в системі акумуляторних батарей, здійснимо підбір контролера заряду, оскільки в конструкції інвертора Quattro 48/8000/110-100/100 даний компонент відсутній. Цей пристрій виконує функцію інтелектуального інтерфейсу між генеруючим полем та накопичувачем, забезпечуючи стабілізацію параметрів зарядного струму та напруги відповідно до алгоритмів, що запобігають перезаряду або глибокому розряду акумуляторів. Для систем резервного живлення, що складаються з групи

фотомодулів, найбільш доцільним є використання контролерів типу MPPT. На відміну від традиційних пристроїв, MPPT-контролери здійснюють динамічне моделювання навантажувальної характеристики масиву, забезпечуючи роботу системи в точці екстремуму потужності незалежно від кліматичних умов та рівня інсоляції.

Основними перевагами застосування окремого MPPT-контролера в даному проєкті є:

- автоматичне регулювання робочої напруги фотомодулів для досягнення максимального виходу потужності;
- забезпечення повного (до 100 %) заряду акумуляторної групи за рахунок інтелектуального аналізу параметрів системи;
- здатність пристрою аналізувати поточні метеоумови та коригувати режим роботи для підвищення загального ККД енергосистеми.

Таким чином, інтеграція MPPT-контролера є ключовим технічним рішенням для максимізації використання сонячної генерації та продовження експлуатаційного ресурсу акумуляторного блоку.

Для підтримання і передачі 15440 Вт генерованої потужності фотомасиву найбільш раціональним рішенням є інтеграція в систему контролерів заряду АКБ компанії Victron Energy: два контролери **SmartSolar MPPT 250/100-Tr VE.Can** (рисунок 3.10, а) з номінальною потужністю 5800 Вт і один контролер **SmartSolar MPPT 250/70-Tr VE.Can Tr** (рисунок 3.10, б) з номінальною потужністю 4000 Вт. Сумарна передавальна потужність контролерів в цьому випадку становитиме 15600 Вт, що відповідає потужності генерації фотомасиву [27].

Основні технічні параметри обраних контролерів наведені в таблиці 3.6 та в додатку В.

В даній системі кожен окремий контролер буде приєднаний до окремого фотомасиву, що відповідатиме його номінальній потужності. Робота контролерів синхронізуватиметься через інтерфейс VE.Can (рисунок 3.11).



a)



б)

Рисунок 3.10 – Контролери заряду акумуляторів від компанії Victron Energy:
MPPT 250/100-Tr VE.Can (a) та MPPT 250/100-Tr VE.Can (б)

Таблиця 3.6 – Технічні характеристики контролерів заряду Victron Energy

| <i>Контролер зряду</i> | <i>MPPT 250/100</i> | <i>MPPT 250/70</i> |
|---|----------------------|--------------------|
| Номінальна напруга АКБ, В | 12/24/48 (автовибір) | |
| Номінальний струм заряду АКБ, А | 100 | 70 |
| Максимальна напруга відкритого PV-контуру | 250 | 250 |
| Номінальна фотоелектрична потужність (48 В), Вт | 5800 | 4000 |
| Максимальний струм короткого замикання фотомодулів, А | 70 | 35 |
| Максимальна ефективність, % | 99 | 98 |

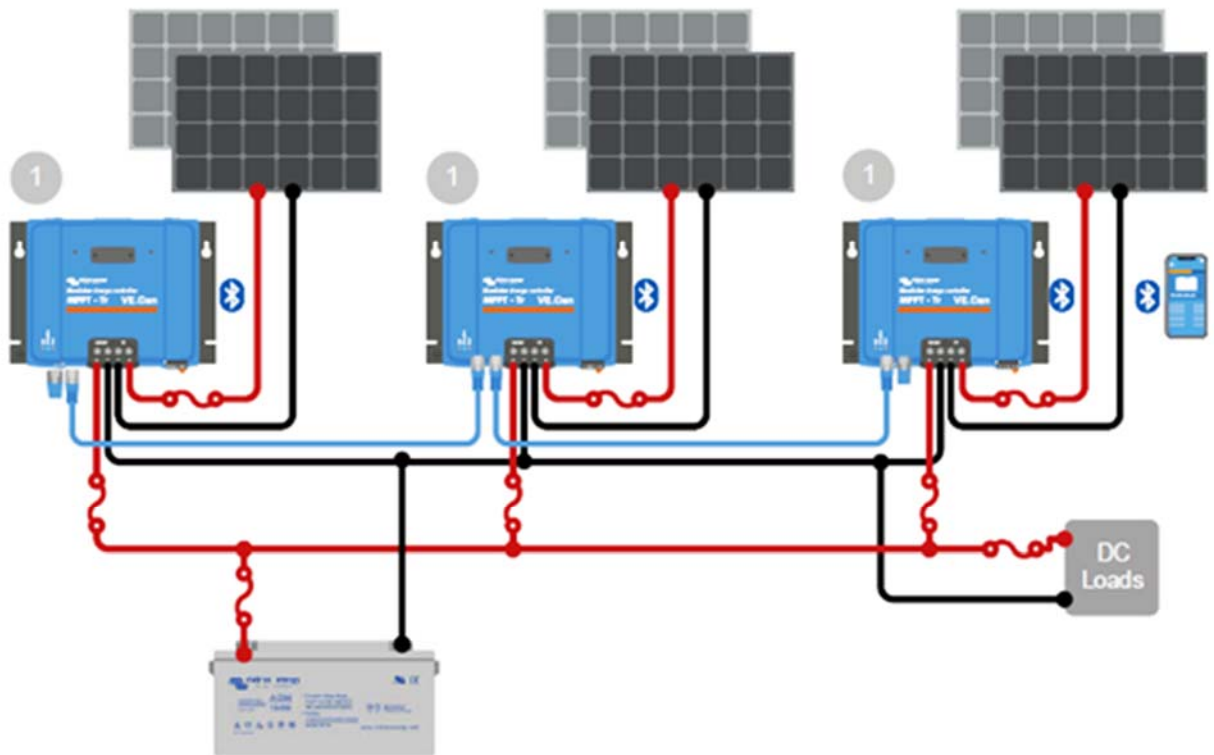


Рисунок 3.11 – Схема підключення та синхронізації контролерів заряду акумуляторів через інтерфейс VE.Can

3.3.5 Розрахунок та формування стрінгів фотоелектричних модулів

Наступним етапом проєктування є визначення конфігурації стрінгів фотоелектричних модулів для їх інтеграції з відповідними контролерами заряду. Розрахунок параметрів стрінгів базується на технічних

характеристиках контролерів (табл.3.6) та електричних параметрах фотомодулів АВ370-60МНС (табл.3.5). При цьому враховується конструктивна особливість обраних контролерів, а саме наявність одного входу з МРРТ-трекером на кожен пристрій.

Першочерговим завданням є визначення максимально допустимої кількості послідовно з'єднаних модулів у стрінгу для кожного контролера. Розрахунок проводиться з огляду на граничне значення напруги холостого ходу (відкритого контуру) контролерів.

Важливим аспектом проектування є врахування температурної залежності електричних характеристик фотомодулів: зміна температури навколишнього середовища суттєво корелює з напругою холостого ходу фотомодуля. Зокрема, при зниженні температури спостерігається зростання напруги холостого ходу, що потребує обов'язкового введення температурних коефіцієнтів для запобігання виходу обладнання з ладу в зимовий період. Технічним завданням передбачена круглорічна експлуатація ФЕС, то ж розрахуємо максимально можливу напругу холостого ходу фотомодуля при температурі $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ з урахуванням його температурного коефіцієнта за напругою $k_U (V_{oc})$ (таблиця 3.5):

$$\begin{aligned} U_{PVt} &= V_{OC} \cdot \left(1 + \frac{k_U}{100} \cdot (T_E - T_{STC}) \right) = \\ &= 41,4 \cdot \left(1 + \frac{-0,330}{100} \cdot (-20 - 25) \right) = 47,55 \text{ (В)}. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Розрахуємо максимально можливу кількість фотомодулів у стрінгу для обох контролерів:

$$n_{\text{посл}} = \frac{U_{max}}{U_{PVt}} = \frac{250}{47,55} = 5,4 \approx 5 \text{ (фотомодулів)}.$$

Максимально можливу кількість паралельних стрінгів фотомодулів розраховуємо з урахуванням струмових характеристик фотомодуля і контролерів:

- для контролера **MPPT 250/100**:

$$n_{\text{пар}} = \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{SCpv}}} = \frac{70}{11,41} = 6,13 \approx 6 \text{ (фотомодулів).}$$

- для контролера **MPPT 250/70**:

$$n_{\text{пар}} = \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{SCpv}}} = \frac{35}{11,41} = 3,1 \approx 3 \text{ (фотомодулі).}$$

Розрахункові масиви фотомодулів для приєднання до контролерів становлять:

а) не більше 30 фотомодулів до контролера **MPPT 250/100** сумарною потужності 11100 Вт;

б) не більше 15 фотомодулів до контролера **MPPT 250/70** сумарною потужності 5550 Вт.

При теоретично-розрахункових максимально можливих конфігураціях фотомасивів отримуємо значне перевантаження контролерів заряду. Враховуючи недопустимість експлуатаційного перевантаження контролерів заряду без попереднього узгодження з виробником, конфігурація фотоелектричних масивів повинна бути чітко регламентована. Кількість модулів у стрінгах розраховується таким чином, щоб їхня сумарна встановлена потужність не перевищувала номінальну граничну потужність, визначену технічними характеристиками обраного контролера

При розрахунковій потужності фотомасиву для контролера **MPPT 250/100** перевантаження по потужності становить: $11100 \text{ Вт} : 5800 \text{ Вт} = 1,91$ (разів). Розділимо кількість фотомодулів масиву для цього контролера на величину перевантаження: $30 : 1,91 = 15,67 \approx 16$ фотомодулів. Тоді сумарна потужність 16-ти фотомодулів АВ370-60МНС становитиме 5920 Вт, що забезпечить роботу в межах номінальних значень вхідного струму та напруги з незначним перевантаженням контролера заряду, який допускається виробником. Отже, два контролери **MPPT 250/100** будуть приєднані до окремих фотомасивів, сформованих з 4-ох паралельних стрінгів з 4-ох фотомодулів кожен (за схемою 4x4).

При розрахунковій потужності фотомасиву для контролера **MPPT 250/70** перевантаження по потужності становить: $5550 \text{ Вт} : 4000 \text{ Вт} = 1,39$ (разів). Розділимо кількість фотомодулів масиву для цього контролера на величину перевантаження: $15 : 1,39 = 9,4 \approx 10$ фотомодулів. Таким чином, сумарна встановлена потужність масиву з 10-ти фотоелектричних модулів АВ370-60МНС становить 3700 Вт, що відповідає технічним обмеженням та не перевищує максимально допустиму вхідну потужність обраного контролера. З огляду на електричні характеристики обладнання, оптимальною схемою комутації для контролера **MPPT 250/70** є формування двох паралельних стрінгів, кожна з яких складається з п'яти послідовно з'єднаних фотомодулів (схема 5x2).

Фактичні електричні параметри сформованих фотомасивів будуть наступними:

а) для контролерів **MPPT 250/100**:

$$U_{max} = 4 \cdot 47,55 = 190,2 \text{ (В)};$$

$$I_{max} = 4 \cdot 11,41 = 45,64 \text{ (А)};$$

б) для контролера **MPPT 250/70**:

$$U_{max} = 5 \cdot 47,55 = 237,75 \text{ (В)};$$

$$I_{max} = 2 \cdot 11,41 = 22,85 \text{ (А)},$$

що не перевищують максимально допустимі значення для контролерів.

На рисунку 3.12 наведена схема розташування фотомодулів на південно-західному скаті покрівлі, площі якого достатньо для монтажу 42-ох фотомодулів. Поверхня західного скату має більше корисної площі без перешкод та затінь для фотомодулів (рисунок 3.3), тому вона рекомендована для монтажу фотомасиву. На схемі різними кольорами виділені окремі фотомасиви для контролерів. У позначенні фотомодулів числові індекси біля позначень «М» і «S» вказують відповідно номер масиву і стрінгу, до якого приєднаний фотомодуль.



Рисунок 3.12 – Схема з'єднання фотомодулів у стрінги фотомасивів

3.3.6 Обґрунтування вибору засобів захисту фотоелектричної системи

Інтеграція проєктуємої резервної фотоелектричної системи в існуючу внутрішню електричну мережу житлового об'єкта вимагає забезпечення їх повної сумісності та функціонування як єдиного енергокомплексу. У зв'язку з цим, конфігурація та параметри захисних пристроїв визначаються з

урахуванням специфічних характеристик наявної електромережі та вимог до селективності захисту.

Для підвищення надійності та оптимізації процесу проектування резервних ФЕС доцільним є впровадження стандартизованих технічних рішень. Ефективним підходом у даному контексті є застосування комплексних щитів захисту змінного (AC) та постійного (DC) струму. Використання таких модульних рішень дозволяє забезпечити високий рівень безпеки та стабільності роботи системи, що є критично важливим за умов нестабільної напруги та виникнення перехідних процесів у мережі.

Комплексна система захисту, реалізована в типових щитах, передбачає наявність таких пристроїв:

- пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) для запобігання пошкодженню інвертора;
- диференційні реле та автоматичні вимикачі для запобігання перевантаженням та коротким замиканням.

Впровадження багаторівневого захисту не лише гарантує стабільність генерації та розподілу електроенергії, а й сприяє продовження експлуатаційного ресурсу дороговартісного обладнання ФЕС [28].

Зі сторони фотомодулів для спроектованої системи щит захисту постійного струму включає в себе пристрої захисту від перенапруги **ПЗІП типу II** для кожного окремого контролера, а також щит постійного струму **DC 4F** (рисунок 3.13) для контролера **MPPT 250/100**. Оскільки до контролера **MPPT 250/70** приєднуються тільки два паралельні стрінги, то блок запобіжників зі сторони фотомодулів не передбачено, оскільки контролер має вбудований захист від короткого замикання.

Для захисту системи зі сторони АКБ застосовується щит захисту, в якому монтується запобіжник для захисту від короткого замикання **Victron Energy MEGA-fuse 300A/58V** (рисунок 3.14) з боку інвертора і об'єднує шини для підключення АКБ. Даний зібраний щит захисту постійного струму передбачений для захисту інвертора з боку АКБ.



Рисунок 3.13 – Щит захисту контролера 4-стрінговий



Рисунок 3.14 – Плавкий запобіжник Victron Energy MEGA-fuse 300A/58V в комплекті з Victron Energy MEGA-fuse holder

Встановлення пристроїв захисту в колах змінного струму (АС) ФЕС забезпечує комплексний захист фотоелектричної станції від струмів короткого замикання, імпульсних перенапруг та струмів витоку.

Для визначення струму спрацювання захисної автоматики попередньо розраховуємо максимальний безперервний вихідний струм, поділивши його номінальну потужність на величину вихідної напруги змінного струму, після

чого отримане значення струму домножуємо на коефіцієнт запасу захисної автоматики (1,2):

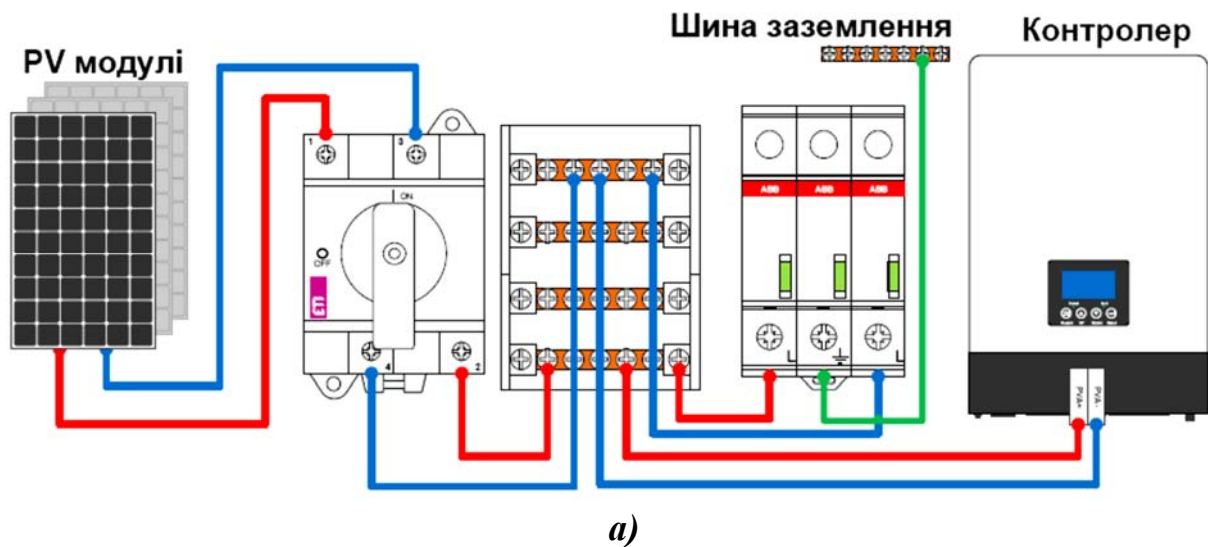
$$I_{max} = 6400 : 230 \cdot 1,2 = 33,4 \text{ (A)}.$$

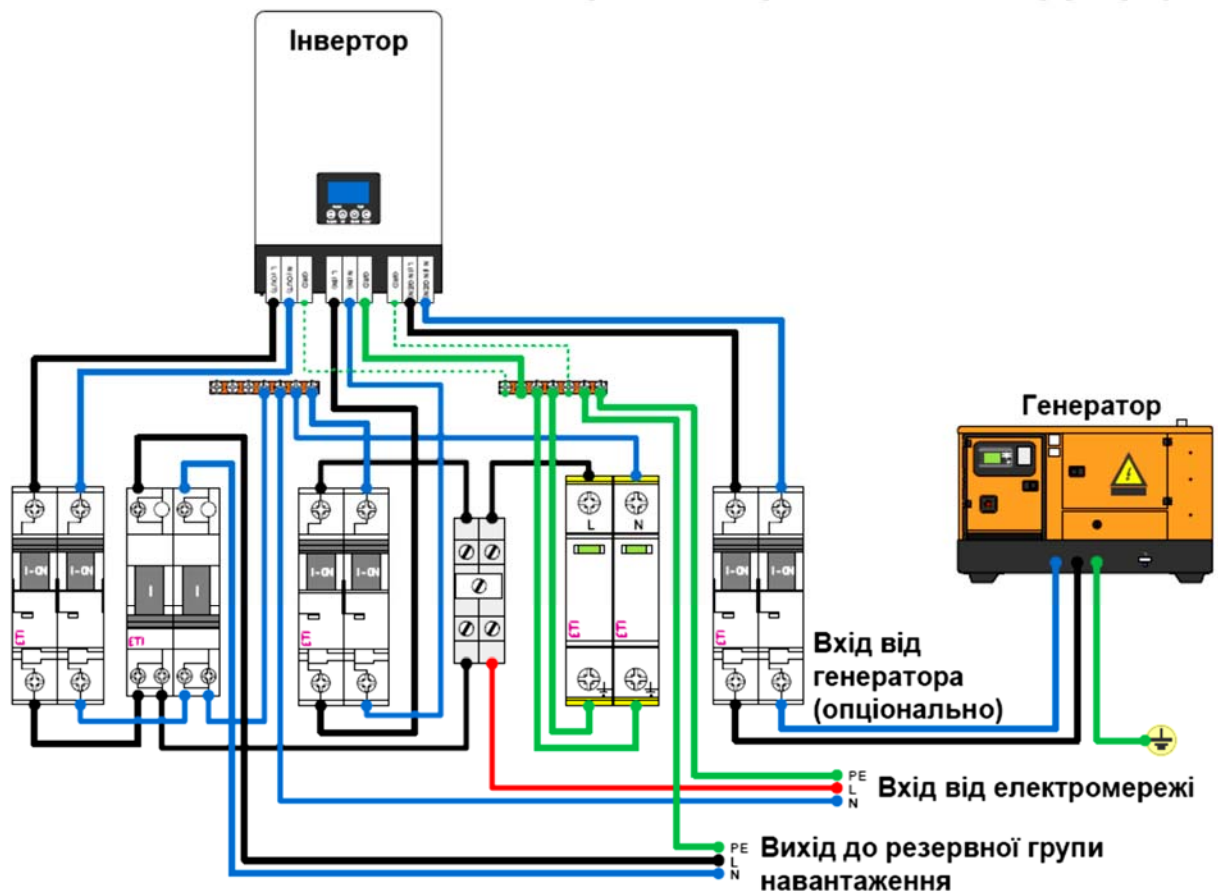
Отже, сторони змінного струму обираємо однофазний зібраний щит захисту АС 1-40 CS, який комплектується пристроєм захисту від імпульсних перенапруг ПЗіП II типу та автоматичним вимикачем на максимальний струм спрацювання 40 А (рис.3.15).



Рисунок 3.15 – Щит захисту ЩЗІас-1ф-40А інвертора зі сторони змінного струму

Схема підключення елементів захисту зі сторони постійного струму (DC) та змінного струму (AC) зображена на рисунку 3.16.





б)

Рисунок 3.16 – Схема підключення елементів захисту фотоелектричної станції зі сторони постійного струму (а) та змінного струму (б)

3.3.7 Обґрунтування вибору та конструктивні особливості систем кріплення фотомодулів

Система кріплення фотоелектричних модулів (ФЕМ) являє собою спеціалізоване інженерне рішення, що має забезпечувати статичну та динамічну стійкість конструкції до зовнішніх кліматичних навантажень. Проектування опорних систем повинно здійснюватися з урахуванням регламентів виробників ФЕМ, вимог ДБН щодо вітрових і снігових навантажень, а також конструктивних особливостей об'єкта інсталяції.

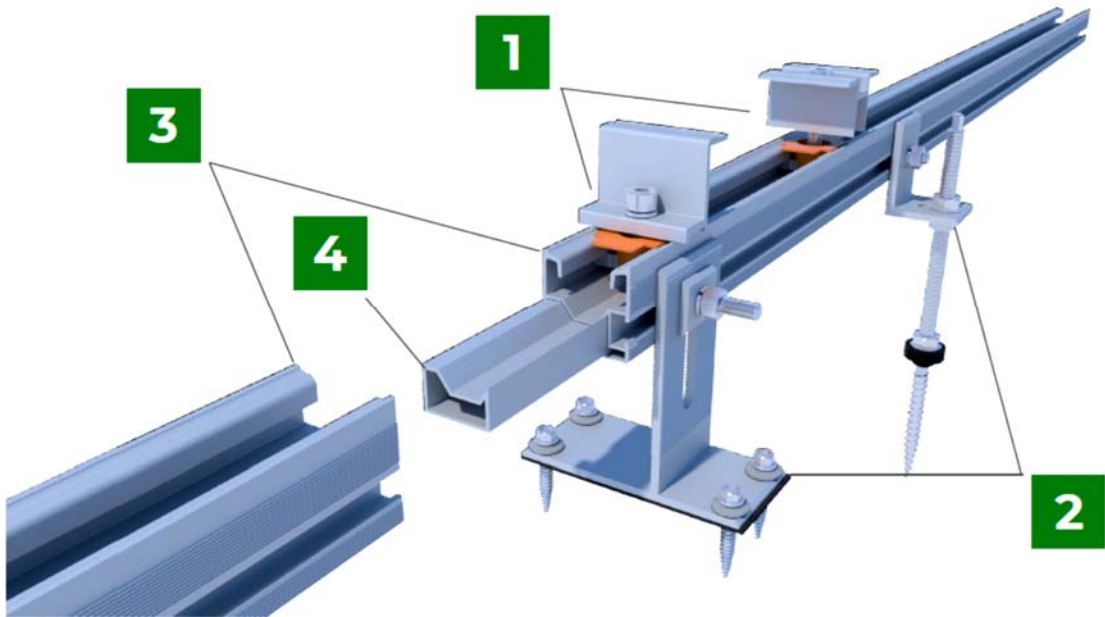
У межах даного проекту розглядаються дахові системи кріплення, які за функціонально-конструктивними ознаками класифікуються на три типи відповідно до конфігурації покрівлі [29]:

- скатні системи (для похилих дахів);

- баластні та опорні системи (для плоских дахів);
- навісні фасадні конструкції.

Характерною особливістю монтажу на скатних дахах є використання існуючого кута нахилу покрівлі (у досліджуваному випадку це 35°). Фотомодулі монтуються паралельно площині схилу, максимально охоплюючи корисну площу поверхні. При проектуванні розкладки модулів враховано ділянки навколо димоходів, вентиляційних каналів та інших елементів, що можуть спричиняти затінення. Основними перевагами дахової інсталяції є економічна доцільність та застосування уніфікованих кріпильних елементів, що значно знижує складність і тривалість монтажних робіт. Проте, з огляду на те, що орієнтація схилу даху об'єкта відхиляється від південного азимуту, а існуючий нахил не є стабільно оптимальним протягом року, виникає необхідність технічної компенсації. Для нівелювання невідповідності геометричних параметрів покрівлі оптимальним кутом інсоляції, передбачено використання систем кріплення з можливістю додаткового регулювання в одній площині. Це дозволяє оптимізувати кут нахилу ФЕМ відносно горизонту, підвищуючи сумарну річну генерацію станції.

Незважаючи на різноманітність конструктивних рішень, обрана система базується на стандартизованому наборі елементів (напрямні профілі, притискачі, кронштейни), що гарантує надійність з'єднань та довговічність експлуатації всієї фотоелектричної установки. В даному проєкті будемо розглядати елементи дахових систем кріплення, до складу яких входять [30]: притискачі, кріплення до даху, направляючі профілі, з'єднувачі профілю (рисунок 3.17).



1 – прижими (Z і T типу); 2 – кріплення до даху; 3 – направляючий профіль; 4 – з'єднувачі профілю

Рисунок 3.16 – Компоненти дахових систем кріплення для скатних покрівель

Згідно з інструкціями виробників та чинними технічними регламентами, для фіксації фотоелектричних модулів (ФЕМ) пріоритетним є застосування спеціалізованих притискних елементів замість використання монтажних отворів у рамах. Даний метод суттєво оптимізує процес інсталяції та забезпечує необхідну надійність з'єднань. Зокрема, для закріплення периферійних модулів у ряду застосовуються кінцеві Z-подібні притискачі, а для фіксації суміжних модулів – T-подібні (міжмодульні) притискачі, що встановлюються у проміжках між рамами ФЕМ.

Для інтеграції опорної системи у структуру покрівельного металочерепичного покриття у даному проєкті передбачено використання гвинтових шпильок-адаптерів (п.2, рис. 3.16). Даний тип кріплення дозволяє забезпечити механічну міцність конструкції та зберегти герметичність покрівлі завдяки застосуванню ущільнювачів з високоякісної гуми.

Основою несучої конструкції є напрямний алюмінієвий профіль. Вибір алюмінію як конструкційного матеріалу обумовлений необхідністю мінімізації статичного навантаження на кроквяну систему даху при

збереженні високої корозійної стійкості. Специфічна геометрія стандартного профілю забезпечує технологічність монтажу кронштейнів, притискачів та лінійних з'єднувачів. Використання з'єднувальних елементів дозволяє формувати неперервні ряди заданої довжини з окремих відрізків профілю, що полегшує адаптацію системи до габаритів покрівлі.

Схема компонування ФЕМ на південно-західному схилі даху розроблена з урахуванням корисної площі покрівлі та представлена на рисунку 3.12. Тип покриття (металочерепиця) став визначальним фактором при підборі специфікації монтажних елементів. Для реалізації технічного рішення обрано стандартизовані системи кріплення для скатних дахів серії StringSetter SS-M виробництва компанії KRIPTER [31], що відповідають вимогам надійності та сумісності з сучасними типами фотомодулів (рисунок 3.17).



Рисунок 3.17 – Універсальний комплект кріплень для похилих покрівель з металочерепиці, профнастилу, шиферу чи ондуліна

Зі схеми розташування фотомодулів на рисунку 3.12 бачимо, що масив формують два ряди з 12-ти фотомодулів, один ряд з 10-ти і один ряд з 8-ми фотомодулів розмірами 1765x1048 мм. З урахуванням габаритних розмірів фотомодуля та відповідно до Інструкції [31], доцільно для монтажу застосувати стандартизовані комплекти кріплень серії «L» (подовжені комплекти).

Для реалізації монтажних робіт в даного проєкті потрібно чотири стандартизовані комплекти кріплень фотомодулів на покрівлю з металочерепиці:

- два комплекти SS-L-M 12;
- один комплект SS-L-M 10;
- один комплект SS-L-M 8.

Обрані комплекти характеризуються деталізованою технічною специфікацією та фіксованою вартістю, базуючись на використанні уніфікованих компонентів. Конструктивне виконання передбачає наявність алюмінієвих напрямних профілів і шпилькових кріплень, що забезпечують надійну фіксацію фотоелектричних модулів до дахового покриття. Специфікація комплектів кріплень наведена в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Специфікація комплектів кріплень для фотомодулів

| Артикул | Всі елементи в комплектах | | | | | |
|--------------------------|---------------------------|--------------------------|----------|----------|-----------------------------|------------------------|
| | Профіль AllLight D L2100 | Профіль AllLight D L3100 | Z-прижим | T-прижим | Кріплення для мет. черепиці | Подовжувач тип 2 400мм |
| SS-XL-M 12 (2 компл.) | - | 16 | 8 | 44 | 40 | 12 |
| SS-XL-M 10 (1 компл.) | 4 | 4 | 4 | 18 | 18 | 6 |
| SS-XL-M 08 (1 компл.) | 2 | 4 | 4 | 14 | 14 | 4 |

Необхідно зазначити, що топологія розміщення фотоелектричних модулів на опорних конструкціях може не збігатися з архітектурою їхніх

електричних з'єднань (схемою комутації стрінгів). Водночас обрана у роботі система кріплень та конфігурація точок її фіксації пройшли верифікацію виробником на відповідність розрахунковим механічним навантаженням. Застосування даного технічного рішення забезпечує дотримання регламентованих гарантійних умов експлуатації як для опорних конструкцій, так і для фотоелектричних модулів.

3.4 Загальні висновки до Розділу 3

У третьому розділі проведено повний цикл технічного проєктування та обґрунтування конфігурації фотоелектричної станції для приватного житлового об'єкта. На основі отриманих результатів сформульовано такі висновки:

1. Комплексний аналіз енергосистеми житлового будинку в м. Івано-Франківську дозволив встановити профіль навантаження та визначити пріоритетні групи споживачів. Обґрунтовано, що архітектурні особливості об'єкта (двоскатна покрівля з кутом нахилу 35° та орієнтацією на південний схід і південний захід) створюють сприятливі умови для розміщення генеруючих потужностей із мінімальним затіненням та високим коефіцієнтом використання встановленої потужності.

2. Шляхом порівняльного аналізу техніко-експлуатаційних характеристик сучасної елементної бази обґрунтовано вибір високопродуктивних монокристалічних модулів n-типу (ABi-Solar AB370-60MHC Вт) та інтелектуального гібридного інвертора Victron Energy Quattro 48/8000/110-100/100. Таке поєднання забезпечує не лише високу ефективність перетворення енергії, а й необхідну гнучкість системи в режимах паралельної роботи з мережею та автономного живлення.

3. Розраховано параметри системи накопичення енергії на базі літій-залізо-фосфатних акумуляторів (LiFePO₄) загальною ємністю біля 17 кВт·год, що гарантує надійну автономність об'єкта в періоди відсутності

мережевого живлення. Розроблена схема електротехнічного захисту забезпечує високий рівень експлуатаційної безпеки та відмовостійкості обладнання.

4. Визначено специфікацію кріпильних систем та розроблено оптимальну схему комутації фотомодулів (розподіл на три МРРТ-трекери), що дозволяє оптимізувати загальну продуктивність станції.

Результати проєктування, викладені у розділі, демонструють технічну завершеність запропонованого рішення та його готовність до практичного впровадження як ефективного інструменту підвищення енергонезалежності приватного сектору.

РОЗДІЛ 4

ПРОГНОЗНА ПЕРЕВІРКА ПРОДУКТИВНОСТІ ТА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

4.1 Імітаційне моделювання енергопродуктивності спроектованої системи за допомогою інструментів PVGIS

Сформований масив вихідних даних, що включає обсяг електроспоживання в режимі резервування, розрахункову ємність акумуляторного блоку, регламентовану глибину розряду та встановлену потужність фотоелектричного масиву, є базою для подальшого моделювання. Прогностичний аналіз генерації та оцінка експлуатаційної ефективності станції протягом річного циклу здійснюється з урахуванням географічних координат об'єкта за допомогою спеціалізованого програмного середовища PVGIS [32].

Інформаційно-аналітична система PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) є вебресурсом, що забезпечує доступ до верифікованих даних щодо інтенсивності сонячної інсоляції та прогнозованої енергопродуктивності фотоелектричних систем для більшості географічних регіонів світу. Програмний комплекс характеризується відкритим доступом до бази метеоданих та не потребує додаткової реєстрації, що дозволяє вільно використовувати отримані результати в науково-дослідних цілях. Алгоритм роботи з інструментарієм PVGIS передбачає інтерактивне введення технічних параметрів системи через контекстні форми. Користувач має можливість як обирати стандартні налаштування із випадних списків, так і задавати індивідуальні значення, зокрема пікову потужність фотоелектричного поля та коефіцієнт системних втрат.

Першочерговим етапом розрахункового процесу є геопросторова прив'язка об'єкта. У межах даного проекту ідентифікація локації здійснюється шляхом введення точних значень географічної широти та

довготи, або адреси у відповідні поля інтерфейсу під картографічним модулем (рис. 4.1). Це дозволяє системі автоматично інтегрувати актуальні статистичні метеодані, характерні для заданої місцевості, що підвищує достовірність результатів моделювання.

Курсор: 48.9425, 24.6854
Вибране: 48.9438, 24.6839
 Висота (м): 264
 PVGIS ver. 5.3

Використовуйте тіні місцевості:

Розрахунковий горизонт [csv](#) [json](#)

Завантажити файл горизонту Parcourir... Файли не вибрано

[Перейти до версії 5.2](#)

ПІДКЛЮЧЕНО ДО МЕРЕЖІ

ВІДСТЕЖЕННЯ ПВ

ПОЗА МЕРЕЖЕЮ

ЩОМІСЯЧНІ ДАНІ

ЩОДЕННІ ДАНІ

ПОГОДИННІ ДАНІ

ТМУ

ПРОДУКТИВНІСТЬ АВТОНОМНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

База даних сонячної радіації * PVGIS-SARAH3 ▾

Встановлена пікова потужність PV [Wp] *

Ємність акумулятора [Wh] *

Межа відсічення розряду [%] *

Витрата на добу [Wh] *

Завантажте дані про споживання Вибрати файл Файл не вибрано

Схил [°] *

Азимут [°] *

👁️ Візуалізуйте результати

[csv](#)

[json](#)

ШВИДКІ КРОКИ

1 • Введіть адресу сонячної установки

Надайте наступну інформацію

Україне

Івано-Франківськ

Ольжича

1 Ідти!

2 • Збільште масштаб за допомогою + і -, щоб керувати точною GPS

3 • OIL

4 • Використання тієї місцевості

5 • Тип оцінки виробництва сонячної енергії для вашої ділянки

6 • Бази даних сонячної радіації

7 • Дані щоденного радіаційного профілю

8 • Встановлена пікова фотоелектрична потужність [кВт]

Україне, Івано-Франківськ Ідти!

Lat: (8.611) Lon: (45.815) Ідти!

Рисунок 4.1 – Робочий інтерфейс додатку PVGIS 5.3 та поле для вибору географічного розташування об’єкта

Після ідентифікації географічних координат місця розташування об'єкта, програмним комплексом автоматично визначено та інтегровано базу метеорологічних даних PVGIS-SARAH3. Даний масив даних є базовим для розрахунків у вибраному регіоні, оскільки містить верифіковані показники сонячної інсоляції для територій Європи, Азії, Африки та Південної Америки, що забезпечує високу точність імітаційного моделювання енергопродуктивності ФЕС.

Далі обираємо тип станції (у нашому випадку це автономна/резервна) і у діалоговому вікні позначена «ПОЗА МЕРЕЖЕЮ».

Для отримання достовірних результатів моделювання енергетичної продуктивності ФЕС за допомогою інструментарію PVGIS, було визначено базову сукупність технічних характеристик системи. Верифіковані вхідні параметри структуровано та представлено нижче:

1) Встановлена пікова потужність фотомодулів – це потужність, яку фотоелектричний масив може генерувати за стандартних умов випробувань: потужністю сонячного випромінювання 1000 Вт/м^2 площі фотомодуля при температурі $25 \text{ }^\circ\text{C}$. У нашому випадку це встановлена потужність фотомодулів для заряду акумуляторного блоку, яка за розрахунками становить 15540 Вт.

2) Ємність акумулятора – це ємність батареї, яка використовується в автономній системі, зазначається у Вт·год. Розрахункове значення «робочої» ємності акумуляторів у нашому випадку становить 16850 Вт·год.

3) Межа відсічення розряду – визначає граничне значення залишкової ємності акумуляторної батареї, при досягненні якого система керування (BMS) ініціює відключення навантаження. Для обраних літій-залізофосфатних акумуляторів встановлено поріг відсікання на рівні 10% від повної ємності.

4) Витрата на добу – це величина енергоспоживання всього електричного обладнання, підключеного до системи протягом 24 годин. При моделюванні в середовищі PVGIS використовується модель дискретного погодинного

розподілу навантаження протягом доби. Зазначена модель адекватно відображає специфіку комунально-побутового сектору, для якого характерна нерівномірність споживання з піковими значеннями у вечірні години. В даному випадку енергоспоживання здійснюється резервною групою за час до 4-ох годин і становить 13610 Вт·год.

Додатково вносимо показники кута схилу фотомодулів, що становить 35° , а також азимут орієнтації похилого даху з фотомодулями, що у нашому випадку становить близько 90° (рисунок 3.2 Розділу 3).

Підсумковий вигляд інтерактивного інтерфейсу із заповненими полями має вигляд (рисунок 4.2):

The screenshot displays the PVGIS 5.3 web interface. At the top, a map shows the location in Ukraine, Ivano-Frankivsk, with coordinates Lat: (8.611) and Lon: (45.815). The interface includes a sidebar with navigation options like 'ПОДАРОК ДО МЕРЕЖІ', 'ВІДСТЕЖЕННЯ ПВ', and 'ПОГОДИННІ ДАНІ'. The main panel, titled 'ПРОДУКТИВНІСТЬ АУТОНОМНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ', shows the following data:

| Parameter | Value |
|---|--------------|
| База даних сонячної радіації * | PVGIS-SARAH3 |
| Встановлена пікова потужність PV [Wp] * | 15540 |
| Ємність акумулятора [Wh] * | 16850 |
| Межа відсічення розряду [%] * | 10 |
| Витрата на добу [Wh] * | 13610 |
| Схил [°] * | 35 |
| Азимут [°] * | 90 |

Additional interface elements include a 'Використовуйте тіні місцевості' section with a checked 'Розрахунковий горизонт' and a 'Перейти до версії 5.2' button. At the bottom, there are buttons for 'Візуалізуйте результати' and download options for 'csv' and 'json'.

Рисунок 4.2 – Візуалізація інтерактивної форми PVGIS 5.3 із внесеними розрахунковими даними

Програмний комплекс PVGIS забезпечує високу точність моделювання процесів генерації фотоелектричної енергії в автономному режимі. Алгоритм розрахунку базується на аналізі годинних значень сонячної інсоляції, отриманих шляхом багаторічних метеорологічних спостережень. Для кожного часового інтервалу система визначає інтенсивність випромінювання на площину фотоелектричних модулів та розраховує відповідну вихідну потужність генерації.

Динаміка енергетичного балансу автономної (гібридної) ФЕС у межах моделювання описується наступними процесами:

1) утворення надлишку енергії: якщо миттєва потужність фотоелектричного масиву перевищує обсяг енергоспоживання у поточній годині, надлишок генерованої енергії спрямовується на заряджання акумуляторного блоку;

2) компенсація дефіциту потужності: у періоди, коли потужність генерації є нижчою за рівень споживання, недостача енергії покривається за рахунок розряду акумуляторних батарей.

Такий підхід дозволяє імітувати реальні цикли роботи системи накопичення енергії та верифікувати здатність станції забезпечувати безперебійне живлення об'єкта протягом усього розрахункового періоду. Повний звіт з результатами моделювання станції наведений в додатку Г. Далі відобразимо діаграми основних параметрів, що визначають якість ефективності роботи станції.

Показники помісячної генерації електроенергії фотоелектричним масивом станції, що спрямовується на забезпечення потреб споживачів та відновлення заряду акумуляторних батарей, представлені на рисунку 4.3.

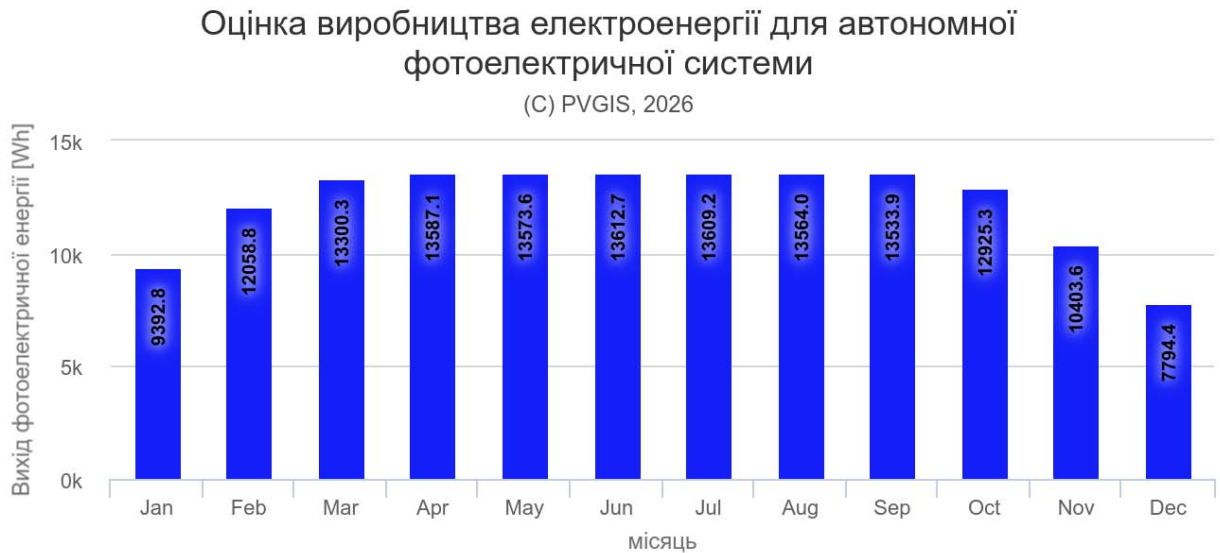


Рисунок 4.3 – Помісячне виробництво електроенергії ФЕС

На основі проведеного моделювання встановлено, що розрахована встановлена потужність масиву фотоелектричних модулів є достатньою для забезпечення енергетичних потреб споживачів пріоритетної (резервної) групи.

Аналіз результатів дозволяє виділити наступні ключові аспекти функціонування системи:

1) у зимовий період дефіцит генерації зумовлений сезонним зниженням рівня інсоляції і за умов відсутності зовнішньої мережі нівелюється за рахунок використання енергії, накопиченої в акумуляторному блоці;

2) у літній період прогнозований надлишок енергії (рисунок 4.4) створює додаткові можливості для повного покриття енергоспоживання об'єкта або реалізації надлишків електроенергії в загальну мережу. Останнє може бути здійснене за стимулюючими механізмами «зеленого» тарифу або за схемою Net Billing, що позитивно впливає на економічні показники проєкту.

Гіпотетичне зниження встановленої потужності PV-модулів (наприклад, у два рази) призведе до критичного дефіциту енергозабезпечення в зимовий період та зниження експлуатаційної продуктивності системи в перехідні сезони (весна/осінь) приблизно на 30%.

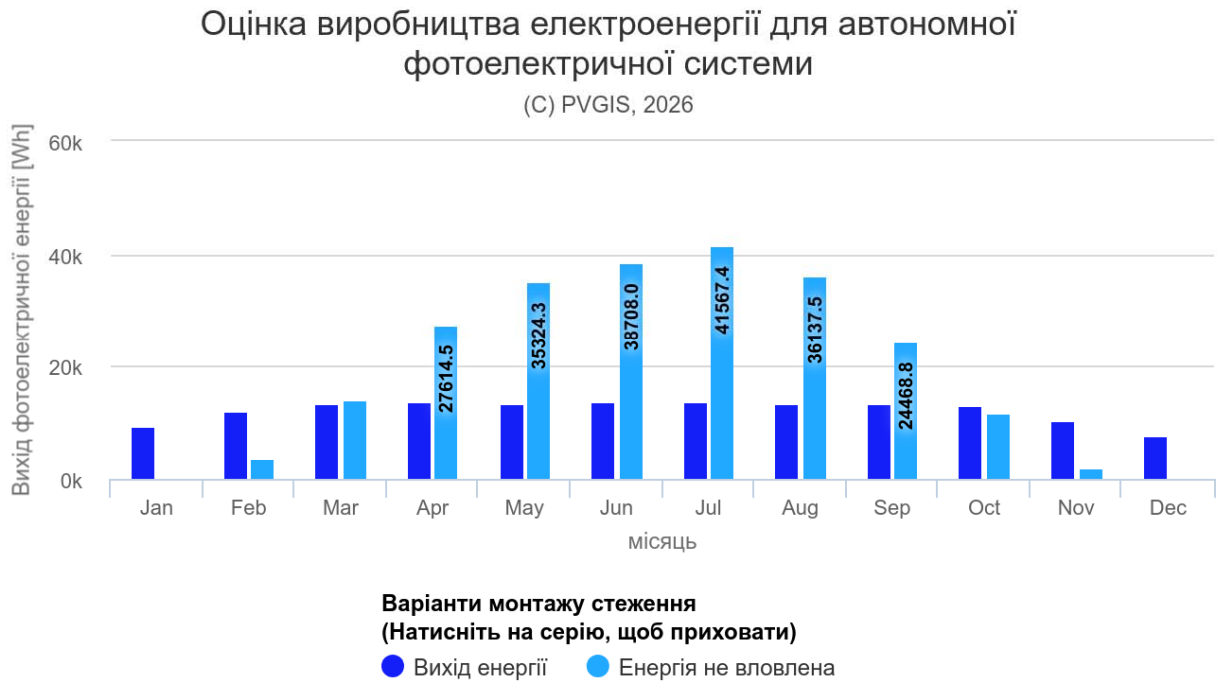


Рисунок 4.4 – Річна продуктивність ФЕС з величиною невловленої енергії

Аналіз експлуатаційних показників системи накопичення енергії (рис. 4.5) підтверджує достатність розрахункової потужності встановленого фотоелектричного масиву для підтримання акумуляторного блоку в стані повного заряду при одночасному забезпеченні безперебійного живлення навантаження.

За результатами імітаційного моделювання встановлено, що інтегральний річний показник перебування акумуляторних батарей у стані повного заряду (100 % SOC) становить 66,9 %. Дане значення свідчить про високу енергетичну автономність системи та ефективний баланс між генерацією сонячного поля та профілем споживання об'єкта, що мінімізує ризики глибокого розряду батарей у світловий період доби.

Таким чином, отримані результати імітаційного моделювання енергопродуктивності системи повною мірою корелюють із попередніми проєктно-розрахунковими параметрами станції. Це підтверджує можливість ефективної експлуатації об'єкта для забезпечення стабільного та надійного електропостачання споживачів досліджуваного житлового будинку.



Рисунок 4.5 – Діаграма стану акумуляторного блоку протягом річної експлуатації станції

4.2 Техніко-економічний аналіз розробленого проєкту ФЕС

Вибір гібридної конфігурації ФЕС для приватного будинку в м. Івано-Франківську обумовлений наступними чинниками:

1) в умовах нестабільної роботи об'єднаної енергосистеми України та ризиків довготривалих відключень головним критерієм є не лише економічна вигода, а й гарантована енергетична безпека;

2) співвідношення потужності фотомасиву (15,54 кВт) до потужності інвертора (6,4 кВт) обрано з розрахунком на високу продуктивність у періоди низької інсоляції (осінь-зима). Це дозволяє системі видавати номінальну потужність навіть при хмарності, що критично для автономної роботи;

3) використання LiFePO₄ акумуляторів обґрунтовано їхнім довгим життєвим циклом (понад 6000 циклів), що мінімізує експлуатаційні витрати на заміну АКБ протягом 15 років.

Техніко-економічний аналіз базується на технічних параметрах, визначених у Розділі 3 та початкових інвестиціях для побудови системи (CAPEX) в сумі ~ 650 000 грн.

Розрахуємо річну генерацію електроенергії. Середньорічна генерація для Івано-Франківської області складає приблизно 1050 – 1100 кВт·год з 1 кВт встановленої потужності фотомодулів за умови оптимального нахилу та орієнтації. Враховуючи потужність масиву 15,54 кВт:

$$E_{year} = P_{DC} \cdot k_{gen} \cdot \eta = 15,54 \cdot 1080 \cdot 0,85 = 14625 \left(\text{кВт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{рік}} \right),$$

де: P_{DC} – потужність фотомасиву, кВт; k_{gen} – середньорічна генерація (середнє значення); η – коефіцієнт втрат у системі: інвертор, кабелі, запиленість.

Припустимо, що вся згенерована енергія використовується для потреб домогосподарства (заміщення споживання з мережі) за поточним тарифом для населення (станом на 2024-2025 рр. тариф складає 4,32 грн/кВт·год).

Тоді річна економія в грошовому еквіваленті (S_{year}):

$$S_{year} = E_{year} \cdot \text{Тариф} = 14,265 \cdot 4,32 = 61625 \text{ (грн/рік)}.$$

Простий термін окупності (PBP) без урахування дисконтування:

$$PBP = \frac{CAPEX}{S_{year}} = \frac{650000}{61625} = 10,5 \text{ (років)}.$$

При щорічному зростанні тарифів на електроенергію із щорічним прогнозованим зростанням на 12% реальний термін окупності скоротиться до 7 – 8 років. Результати розрахунку окупності з урахуванням динаміки цін на електроенергію відображено в таблиці 4.1.

Врахування динаміки тарифів демонструє, що точка беззбитковості настає значно раніше за гарантійний термін експлуатації обладнання (12 – 25 років), що робить проєкт інвестиційно привабливим.

Таблиця 4.1 - Результати розрахунку окупності спроектованої ФЕС з урахуванням динаміки цін на електроенергію

| Рік | Генерація (кВт·год) | Тариф (грн/кВт·год) | Економія за рік (грн) | Кумулятивний дохід (грн) |
|-----|---------------------|---------------------|-----------------------|--------------------------|
| 1 | 14 265 | 4,32 | 61 625 | 61 625 |
| 2 | 14 193* | 4,84 | 68 694 | 130 319 |
| 3 | 14 122 | 5,42 | 76 541 | 206 860 |
| 4 | 14 051 | 6,07 | 85 289 | 292 149 |
| 5 | 13 981 | 6,80 | 95 071 | 387 220 |
| 6 | 13 911 | 7,62 | 106 002 | 493 222 |
| 7 | 13 841 | 8,53 | 118 064 | 611 286 |
| 8 | 13 772 | 9,55 | 131 523 | 742 809 |

**Враховано природну деградацію фотомодулів на рівні 0,5% на рік.*

На рисунку 4.6 наведено графік співвідношення капітальних інвестицій (CAPEX) та накопиченого доходу. Як видно з графіка, завдяки врахуванню росту тарифів, динамічний термін окупності становить 7 років та 4 місяці, що є відмінним показником для систем з дороговартісним накопичувальним блоком.

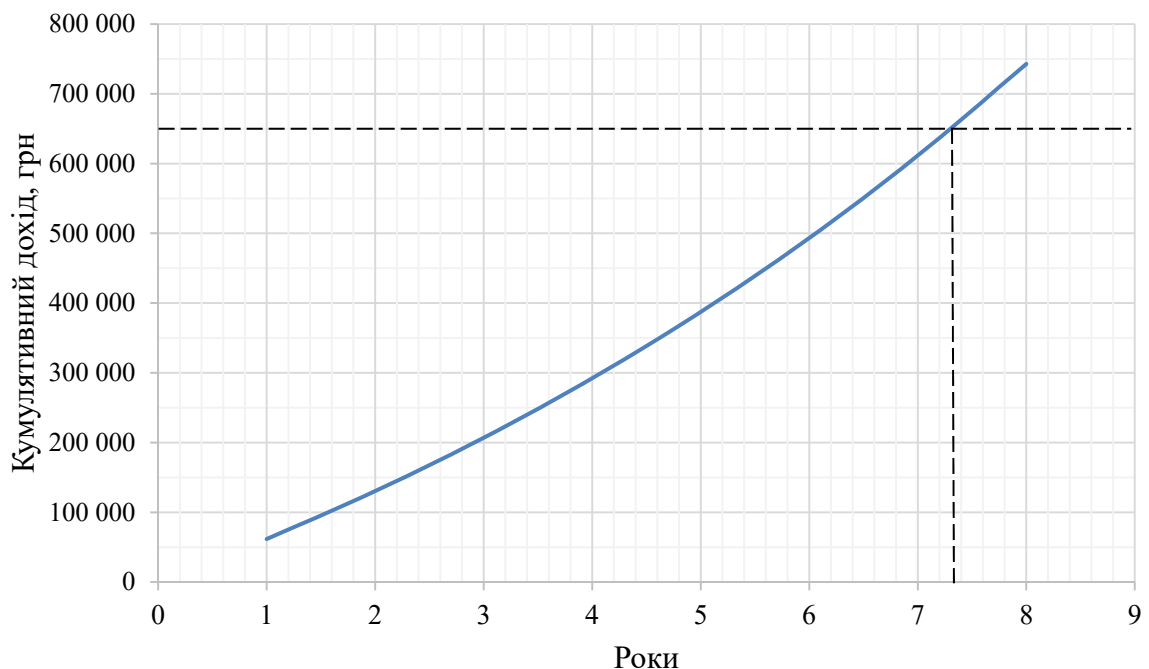


Рисунок 4.6 – Графік окупності гібридної ФЕС

Для оцінки інвестиційної привабливості розрахуємо чисту приведену вартість (NPV) проєкту за 20 років експлуатації за формулою:

$$NPV = \sum_{t=1}^{20} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX.$$

При ставці дисконтування $r = 5\%$ значення $NPV \approx 580000$ грн. Оскільки $NPV > 0$, проєкт вважається фінансово доцільним та ефективним.

Для гібридної ФЕС основними експлуатаційними витратами (OPEX) є:

- технічне обслуговування (огляд, чистка): ~1500 грн/рік;
- резерв на заміну акумуляторних батарей (раз на 10-12 років).

В середньому $OPEX \approx 0,5\% - 1\%$ від вартості проєкту.

Отже, спроектована станція забезпечує повне покриття потреб будинку та формує значний енергетичний резерв. Показник окупності від 7 до 10,5 років для гібридної системи є прийнятним, оскільки основною метою проєкту є гарантоване енергопостачання (енергобезпека) в умовах нестабільної мережі, що має високу нематеріальну цінність. Крім того, впровадження станції дозволить зменшити викиди CO_2 в атмосферу приблизно на 12 – 14 тонн щорічно.

Для покращення економічних показників доцільно розглянути можливість підключення до механізму «Net Billing» (чистий продаж надлишків), що дозволить монетизувати надлишкову генерацію в літні місяці.

4.3. Загальні висновки до розділу 4

У четвертому розділі проведено комплексний аналіз експлуатаційної ефективності та економічної доцільності спроектованої гібридної фотоелектричної станції, який дає можливість зробити наступні висновки:

1. За допомогою програмного комплексу PVGIS здійснено імітаційне моделювання енергопродуктивності системи, яке підтвердило коректність обраної конфігурації. Сумарна річна генерація ФЕС повністю задовольняє

енергетичні потреби об'єкта та дозволяє акумулювати необхідний резерв потужності.

2. Встановлено суттєву нерівномірність генерації залежно від пори року: максимальні показники зафіксовані в літній період, тоді як у зимові місяці генерація знижується до мінімальних значень. Це обґрунтовує необхідність використання зовнішньої мережі або додаткових джерел енергії в період низької інсоляції.

3. Техніко-економічний аналіз показав, що при загальному обсязі капітальних інвестицій (CAPEX) у розмірі 650000 грн, термін окупності проєкту (РВР) становить від 7 років (з урахуванням прогнозованого зростання тарифів) до 10,5 років. Позитивне значення чистої приведеної вартості ($NPV \approx 580\ 000$ грн) за 20-річний період експлуатації свідчить про фінансову спроможність та інвестиційну привабливість проєкту.

4. Використання літій-залізо-фосфатних акумуляторів ($LiFePO_4$) із розрахунковою глибиною розряду та врахування операційних витрат (ОРЕХ) на рівні 0,5 – 1 % від вартості системи забезпечують високий рівень автономності житлового будинку. Основним результатом впровадження системи є гарантоване енергопостачання критичних споживачів протягом 4 годин у режимі повної ізоляції від зовнішньої мережі.

Спроєктована гібридна ФЕС є збалансованим технічним рішенням, що поєднує високу енергетичну незалежність із прийнятними показниками окупності в умовах нестабільності сучасного енергоринку України.

ВИСНОВКИ

У ході виконання магістерської роботи вирішено актуальну науково-прикладну задачу щодо підвищення надійності та ефективності електрозабезпечення індивідуального житлового об'єкта шляхом впровадження системи розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії. За результатами проведених досліджень отримано наступні висновки:

1. На основі аналізу сучасних тенденцій розвитку електроенергетичного сектору встановлено, що інтеграція відновлюваних джерел енергії у поєднанні з концепцією розподіленої генерації є найбільш перспективним вектором забезпечення енергетичної автономності споживачів. Доведено, що застосування інтелектуальних інверторних перетворювачів та систем накопичення електричної енергії дозволяє не лише нівелювати стохастичний характер генерації з відновлюваних джерел енергії, а й суттєво оптимізувати режими роботи локальних систем електропостачання.

2. Систематизовано методологічні підходи до проектування фотоелектричних станцій, що дало змогу виокремити ключові фактори впливу навколишнього середовища на ефективність перетворення сонячної енергії. Встановлено, що для забезпечення високої точності прогнозування енерговиробництва необхідно враховувати не лише параметри інсоляції, а й динаміку температурних режимів ФЕ-модулів та кутові характеристики падіння сонячних променів, що є критичним для максимізації виробітку в різні пори року.

3. Проведено комплексний аналіз споживчого навантаження електрообладнання досліджуваного об'єкта, що дозволило ідентифікувати базові енергетичні параметри системи резервного живлення. На основі плану електроспоживання заданого домогосподарства та його архітектурно-конструктивних особливостей визначено необхідну встановлену потужність

генерації (близько 15,5 кВт), яка забезпечує баланс між капітальними витратами та рівнем енергетичного самозабезпечення.

4. Науково обґрунтовано вибір архітектури гібридної ФЕС, яка інтегрує функції мережевої взаємодії та автономного резервування. Визначена та вибрана компонентна база, що базується на монокристалічних технологіях та літій-залізо-фосфатних акумуляторних батареях (LiFePO₄), характеризується високим експлуатаційним ресурсом та стабільними показниками при недостатньому рівні сонячної інсоляції. Сформована специфікація обладнання відповідає вимогам щодо технічної сумісності та дозволяє реалізувати пріоритетні алгоритми керування потоками енергії.

5. Шляхом проведення імітаційного моделювання річного циклу експлуатації здійснено перевірку працездатності спроектованої системи та підтверджено її здатність повністю покривати потреби споживчої потужності визначеної групи споживачів приватного домогосподарства. Оцінка техніко-економічної ефективності проекту при обсязі інвестицій у 650000 грн продемонструвала позитивні фінансові показники (NPV \approx 580000 грн за 20 років), що свідчить про високу інвестиційну привабливість рішення з терміном окупності в межах 7 – 10,5 років, враховуючи тенденції зростання вартості традиційних енергоносіїв.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Розпорядження КМУ від 18.07.2017р. «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>

2. Альтернативні джерела енергії та технології їх використання: підруч. / Клименко В. В., Солдатенко В. П., Плешков С. П., Скрипник О. В., Саченко А.І. За редакцією доктора технічних наук, професора Клименка В. В. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП Ексклюзив-Систем, 2023. – 268с.

3. Сонячні електростанції в Україні: сучасний стан, перспективи та технології. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://www.ecotech.ua/sonyachni-elektrostantsiyi-v-ukrayini-suchasnyj-stan-perspektyvy-ta-tehnologiyi/>

4. Розподілена генерація в Україні: як децентралізовані рішення допомагають тримати тепло та водопостачання в умовах війни. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://mindev.gov.ua/news/rozpodilena-heneratsiia-v-ukraini-iaak-detsentralizovani-rishennia-dopomahaiut-trymaty-teplo-ta-vodopostachannia-v-umovakh-viiny>

5. Інструкція: Самовиробництво електричної енергії (Net Billing): Базові аспекти реалізації та основи правового регулювання в Україні. [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://ecoclubrivne.org/netbilling_instruction/

6. Види сонячних електростанцій: технологія використання сонячної енергії. Режим доступу: <https://www.solargarden.com.ua/vydy-sonyachnyh-elektrostantsij-tehnologiyi-vykorystannya-sonyachnoyi-energiyi/>

7. Колонтаєвський Ю. П. Фотоенергетика : навч. посібник / Ю. П. Колонтаєвський, Д. В. Тугай, С. В. Котелевець ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 160 с.

8. Сонячні електростанції для дому. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://solarenergo.ua/>
9. Автономні сонячні станції. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://setech.in.ua/avtonomni-sonyachni-stantsii/>
10. Мережеві сонячні електростанції для бізнесу на власні потреби. Режим доступу: <https://setech.in.ua/hotovi-rishennya/dlya-bznesu/>
11. Як працює сонячна електростанція? [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://delaenergy.systems/articles/princzip-roboti-sonyachno%D1%97-elektrostantsii%D1%97/>
12. Гібридні сонячні електростанції: все, що потрібно знати. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.ecotech.ua/gibrydni-sonyachni-elektrostantsiyi-vse-shho-potribno-znaty/>
13. Самовиробництво електричної енергії (Net Billing) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://avenston.com/articles/net-billing/>
14. Українська енергетика у час війни. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.ecotech.ua/ukrayinska-energetyka-u-chas-vijny/>
15. Альтернативні джерела енергії та технології їх використання: підруч. / За редакцією доктора технічних наук, професора Клименка В. В. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ПП Ексклюзив-Систем, 2023. – 268с.
16. Bogdan Szymanski. Instalacje fotowoltaiczne: teoria i praktyka. – Krakow: GLOBENERGIA SP.Z O.O. – 2018.
17. Кудря С.О., Головка В.М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії : навчальний посібник. – Київ: НТУ КПІ, 2019 – 196 с.
18. Tanrioven M. Photovoltaic Systems Engineering for Students and Professionals : Solved Examples and Applications. Boca Raton : CRC Press, 2023. 620 p. ISBN 9781032541853.

19. Миндюк В. Д. Особливості проектування систем енергозабезпечення споживачів на базі фотовольтаїки / В. Д. Миндюк, І. Р. Ващишак. *Нафтогазова енергетика*. – 2025. – № 1. – С. 126-137.

20. Інсоляція: що це, якою вона буває та від чого залежить? – Atmosfera. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://www.atmosfera.ua/media/insolyaciya-sho-ce-yakoyu-vona-buvaye-ta-vid-chogo-zalezhit-atmosfera>

21. Як розрахувати необхідну потужність електричного щита. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

https://ds-electronics.com.ua/support/blog/rele_naprachenija/kak-raschitat-neobxodimyu-mownost-electricheskogo-wita/

22. Пристрій Quattro. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.victronenergy.ua/inverters-chargers/quattro>

23. Як тепло та навантаження впливають на термін служби акумулятора. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://total-energo.com.ua/yak-teplo-ta-navantazhennia-vplyvaiut-na-termin-sluzhby-akumulatora/>

24. Акумуляторна батарея Pylontech US3000C (3,5 кВт*год / 48В). [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://220volt.com.ua/ua/akkumulyatornaya-batareya-pylontech-us3000c-3-5-kvt-ch-48v-2/?srsltid=AfmBOop8oU5CimSah3o-b4GTHL6V0ymhZwhPzmn2E8CKKNH3AH9OhTw>

25. Вироблення сонячної електростанції. [Електронний ресурс] –

Режим доступу: <https://svoya-energy.com.ua/vyroblennya-sonyachnoyi-elektrostantsiyi/?srsltid=AfmBOorgsaun4sF01AyMoGRQRKQ0XKI1DQc4ahQQexSNWI3QrSpvyUd8>

26. Монокристалічні фотомодулі ABI Solar. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://abi-solar.com/uk/products/monocrystal/>

27. Контролери сонячного заряду. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.victronenergy.ua/solar-charge-controllers>

28. Розподільні щити для фотоелектричних систем. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

https://ecshop.com.ua/ua/c826-raspredelitelnie_shchiti_dlya_fotoelektricheskikh_sistem?srsltid=AfmBOoomuQ4joqXAI8O-SQ8dZmSoYkjeWtPIRIWKutkD0arXX6atK6Uj

29. Системи кріплення сонячних станцій. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://kripter.ua/systems/>

30. СИСТЕМА КРІПЛЕННЯ KRIPTER® UNIVERSAL ДЛЯ ДАХУ З МЕТАЛОЧЕРЕПИЦІ. [Електронний ресурс] – Режим доступу:

<https://kripter.ua/services/metal-roof/>

31. Інструкція. StringSetter: універсальні комплекти кріплення фотомодулів з алюмінієвого профілю на похилу поверхню. Created by the technical department of Atmosfera – Київ: ТОВ «Атмосфера – технології природи». – 25 с.

32. PVGIS 5.3 Калькулятор сонячної панелі. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://pvgis.com/uk/pvgis-5-3>

ДОДАТОК А

Характеристики та комплектація гібридного інвертора Victron Energy Quattro 48/8000/110-100/100

| Quattro | 12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50 | 12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100 | 24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100 | 48/10000/140-100/100 | 48/15000/200-100/100 |
|---|---|--|---|----------------------|----------------------|
| PowerControl / PowerAssist | | | Yes | | |
| Integrated Transfer switch | | | Yes | | |
| AC Inputs (2x) | Input voltage range: 187-265 VAC Input frequency: 45 – 65 Hz Power factor: 1 | | | | |
| Maximum feed through current (A) | 2x 50 | 2x100 | 2x100 | 2x100 | 2x100 |
| INVERTER | | | | | |
| Input voltage range (V DC) | 95 – 17V 19 – 33V 38 – 56V | | | | |
| Output (1) | Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% | | | | |
| Cont. output power at 25°C (VA) (3) | 3000 | 5000 | 8000 | 10000 | 15000 |
| Cont. output power at 25°C (W) | 2400 | 4000 | 6500 | 8000 | 12000 |
| Cont. output power at 40°C (W) | 2200 | 3700 | 5500 | 6500 | 10000 |
| Cont. output power at 65°C (W) | 1700 | 3000 | 3600 | 4500 | 7000 |
| Peak power (W) | 6000 | 10000 | 16000 | 20000 | 25000 |
| Maximum efficiency (%) | 93 / 94 | 94 / 94 / 95 | 94 / 96 | 96 | 96 |
| Zero load power (W) | 20 / 20 | 30 / 30 / 35 | 60 / 60 | 60 | 110 |
| Zero load power in AES mode (W) | 15 / 15 | 20 / 25 / 30 | 40 / 40 | 40 | 75 |
| Zero load power in Search mode (W) | 8 / 10 | 10 / 10 / 15 | 15 / 15 | 15 | 20 |
| CHARGER | | | | | |
| Charge voltage 'absorption' (V DC) | 14,4 / 28,8 | 14,4 / 28,8 / 57,6 | 28,8 / 57,6 | 57,6 | 57,6 |
| Charge voltage 'float' (V DC) | 13,8 / 27,6 | 13,8 / 27,6 / 55,2 | 27,6 / 55,2 | 55,2 | 55,2 |
| Storage mode (V DC) | 13,2 / 26,4 | 13,2 / 26,4 / 52,8 | 26,4 / 52,8 | 52,8 | 52,8 |
| Charge current house battery (A) (4) | 120 / 70 | 220 / 120 / 70 | 200 / 110 | 140 | 200 |
| Charge current starter battery (A) | | | 4 (12V and 24V models only) | | |
| Battery temperature sensor | | | Yes | | |
| GENERAL | | | | | |
| Auxiliary output (A) (5) | 25 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Programmable relay (6) | 3x | 3x | 3x | 3x | 3x |
| Protection (2) | | | a-g | | |
| VE.Bus communication port | For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration | | | | |
| General purpose com. port | 2x | 2x | 2x | 2x | 2x |
| Remote on-off | | | Yes | | |
| Common Characteristics | Operating temp.: -40 to +65°C Humidity (non-condensing): max. 95% | | | | |
| ENCLOSURE | | | | | |
| Common Characteristics | Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP 21 | | | | |
| Battery-connection | Four M8 bolts (2 plus and 2 minus connections) | | | | |
| 230 V AC-connection | Screw terminals 13 mm ² (6 AWG) | Bolts M6 | Bolts M6 | Bolts M6 | Bolts M6 |
| Weight (kg) | 19 | 34 / 30 / 30 | 45 / 41 | 51 | 72 |
| Dimensions (hwxwd in mm) | 362 x 258 x 218 | 470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240 | 470 x 350 x 280 | 470 x 350 x 280 | 572 x 488 x 344 |
| STANDARDS | | | | | |
| Safety | EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1 | | | | |
| Emission, Immunity | EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3 | | | | |
| Road vehicles | 12V and 24V models: ECE R10-4 | | | | |
| Anti-islanding | See our website | | | | |
| 1) Can be adjusted to 60 HZ. 120 V models available on request 2) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high f) 230 VAC on inverter output g) input voltage ripple too high | | | 3) Non-linear load, crest factor 3:1 4) At 25°C ambient 5) Switches off when no external AC source available 6) Programmable relay that can a.o. be set for general alarm, DC under voltage or genset start/stop function AC rating: 230 V / 4 A DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1 A up to 60 VDC | | |



Digital Multi Control Panel

A convenient and low cost solution for remote monitoring, with a rotary knob to set PowerControl and PowerAssist levels.



VE.Bus Smart Dongle

Measures battery voltage and temperature and allows monitoring and control of Multis and Quattros with a smartphone or other Bluetooth enabled device.



Computer controlled operation and monitoring

Several interfaces are available:



Color Control GX and other GX devices

Monitoring and control. Locally, and also remotely on the [VRM Portal](#).



MK3-USB (VE.Bus to USB interface)

Connects to a USB port ([see 'A guide to VEConfigure'](#))



VE.Bus to NMEA 2000 interface

Connects the device to a NMEA2000 marine electronics network. See the [NMEA2000 & MFD Integration guide](#)



BMV-712 Smart Battery Monitor

Use a smartphone or other Bluetooth enabled device to:

- customize settings,
- monitor all important data on single screen,
- view historical data, and to
- update the software when new features become available.

ДОДАТОК Б

Технічні параметри АКБ Pylontech US3000C

| Модель | US2000C | US3000C |
|--|---|-------------|
| Номинальна ємність, кВт*год | 2,4 | 3,55 |
| Глибина розряду (DOD), % | 90 | |
| Корисна ємність, кВт*год | 2,28 | 3,37 |
| Ємність, А*год | 50 | 74 |
| Номинальна напруга, В | 48 | |
| Рекомендований зарядний/розрядний струм, А | 25 | 37 |
| Максимальний зарядний/розрядний струм, А | 50 | 74 |
| Піковий струм заряду/розряду, А | 100 А впродовж 15 сек. | |
| Комунікація | RS485, CAN | |
| Максимальна кількість* блоків в 1 підсистему, шт | 16 | |
| Вага 1 блоку АКБ, кг | 24 | 35 |
| Розмір 1 блоку АКБ, мм | 442*410*89 | 442*420*132 |
| Сертифікати безпеки | UL/IEC 62619/CE /UN38.3 | |
| Технологія | LiFePO4 | |
| Список підтримуваних інверторів** | Victron Energy, Solis, Imeon Energy, SMA, Schneider Electric, Voltronic power та інші | |
| Гарантія, років | 7 (з можливістю безкоштовного розширення до 10 років) | |

*Для об'єднання більше 16 шт акумуляторних блоків потрібно використовувати додаткове обладнання Pylontech LV-Hub, яке дозволяє підключення до 200 блоків АКБ.

**Повний список інверторів, що підтримують АКБ можна запитати у менеджера/техпідтримки компанії Атмосфера, або на знайти на сайті виробника.

ДОДАТОК В

Технічні параметри контролерів заряду АКБ SmartSolar MPPT 250/70 Tr VE.Can та MPPT 250/100 Tr VE.Can

| BlueSolar Charge Controller | 250/70-Tr VE.Can | 150/100-Tr VE.Can | 250/100-Tr VE.Can |
|--|---|-------------------|-------------------------------|
| Battery voltage | 12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V) | | |
| Rated charge current | 70A | | 100A |
| Nominal PV power, 12V 1a,b) | 1000W | | 1450W |
| Nominal PV power, 24V 1a,b) | 2000W | | 2900W |
| Nominal PV power, 36V 1a,b) | 3000W | | 4350W |
| Nominal PV power, 48V 1a,b) | 4000W | | 5800W |
| Max. PV short circuit current 2) | 35A | | 70A |
| Maximum PV open circuit voltage | 150V resp. 250V absolute maximum coldest conditions 145V resp. 245V start-up and operating maximum | | |
| Maximum efficiency | 99% | 98% | 99% |
| Self-consumption | Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth) | | |
| Charge voltage 'absorption' | Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth) | | |
| Charge voltage 'float' | Default setting: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (adjustable) | | |
| Charge voltage 'equalization' | multi-stage adaptive (eight preprogrammed algorithms) or user defined algorithm | | |
| Charge algorithm | -16 mV / -32 mV / -64 mV / °C | | |
| Temperature compensation | PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature | | |
| Protection | -30 to +60°C (full rated output up to 40°C) | | |
| Operating temperature | 95%, non-condensing | | |
| Humidity | 5000m (full rated output up to 2000m) | | |
| Maximum altitude | Indoor, unconditioned | | |
| Environmental condition | PD3 | | |
| Pollution degree | VE.Direct and VE.Can | | |
| Data communication port | Yes (2 pole connector) | | |
| Remote on/off | DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC | | |
| Programmable relay | Yes, parallel synchronised operation with VE.Can (max. 25 units) | | |
| Parallel operation | | | |
| ENCLOSURE | | | |
| Colour | Blue (RAL 5012) | | |
| PV terminals | 35 mm ² / AWG2 | | 35 mm ² / AWG2 |
| Battery terminals | 35mm ² / AWG2 | | |
| Protection category | IP43 (electronic components), IP22 (connection area) | | |
| Weight | 3 kg | | 4,5 kg |
| Dimensions (h x w x d) | 185 x 250 x 95 mm | | Tr models: 216 x 295 x 103 mm |
| STANDARDS | | | |
| Safety | EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2 | | |
| 1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power. 1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V. 2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller. | | | |



With VE.Can up to 25 Charge Controllers can be daisy-chained and connected to a Color Control GX or other GX device
Each Controller can be monitored individually, for example on a Color Control GX and on the VRM website

ДОДАТОК Г

Звіт з результатами моделювання станції в інформаційно-аналітичній системі

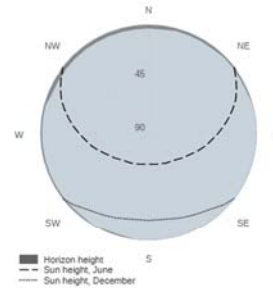
PVGIS 5.3



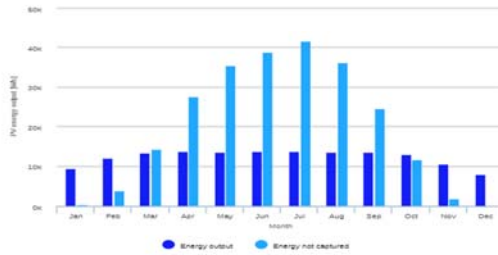
PVGIS estimates of solar electricity generation :

| | | | |
|-------------------------|-----------------|-------------------------------------|-------------|
| Provided inputs: | | | |
| Latitude/Longitude: | 48.944 , 24.684 | Consumption per day: | 13610 Wh |
| Horizon: | Calculated | Slope angle: | 35 ° |
| Database used: | PVGIS-SARAH3 | Azimuth angle: | 90 ° |
| PV Installed: | 15540 Wp | Simulation outputs: | |
| Battery capacity: | 16850 Wh | Percentage days with full battery: | 66.9 % |
| Discharge cutoff limit: | 10 % | Percentage days with empty battery: | 26.59 % |
| | | Average energy not captured: | 29473.56 Wh |
| | | Average energy missing: | 5015.92 Wh |

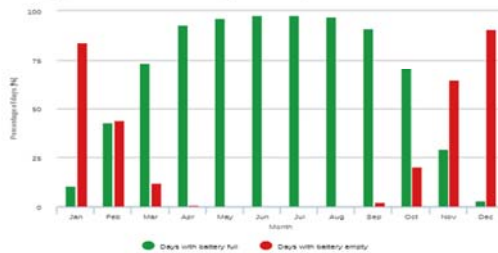
Outline of horizon at chosen location:



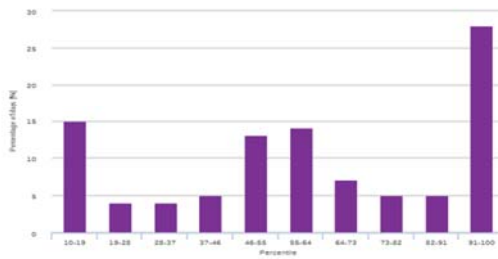
Power production estimate for off-grid PV system:



Battery performance for off-grid PV system:



Probability of battery charge state at the end of the day



Monthly average performance

| Month | E_d | E_l | f_f | f_e |
|-----------|----------|----------|-------|-------|
| January | 9392.81 | 387.36 | 10.62 | 83.98 |
| February | 12058.75 | 3705.9 | 42.86 | 43.8 |
| March | 13300.34 | 14234.11 | 73.34 | 12.05 |
| April | 13587.08 | 27614.45 | 92.81 | 0.7 |
| May | 13573.62 | 35324.25 | 96.26 | 0.51 |
| June | 13612.66 | 38708 | 97.89 | 0 |
| July | 13609.15 | 41567.44 | 97.79 | 0 |
| August | 13564.04 | 36137.46 | 97.11 | 0.51 |
| September | 13533.89 | 24468.79 | 91.05 | 2.11 |
| October | 12925.31 | 11580.03 | 70.29 | 20.37 |
| November | 10403.56 | 1866.26 | 29.3 | 64.39 |
| December | 7794.44 | 36.61 | 2.89 | 90.66 |

E_d: Average energy production per day [Wh/day]
 E_l: Average energy not captured per day [Wh/day]
 f_f: Percentage of days when battery became full [%]
 f_e: Percentage of days when battery became empty [%]

| Cs | Cb |
|--------|----|
| 10-19 | 15 |
| 19-28 | 4 |
| 28-37 | 4 |
| 37-46 | 5 |
| 46-55 | 13 |
| 55-64 | 14 |
| 64-73 | 7 |
| 73-82 | 5 |
| 82-91 | 5 |
| 91-100 | 28 |

Cs: Charge state at the end of each day [%]
 Cb: Percentage of days with this charge state [%]

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal/notice_en

