

ХЕРСОНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

ФАКУЛЬТЕТ ІНЖЕНЕРІЇ ТА ТРАНСПОРТУ

(назва факультету)

КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ, ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ І ФІЗИКИ

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

(рівень вищої освіти)

на тему «Розробка гібридної фотоелектричної системи для приватного
будинку у м. Андрушівка Житомирської області»

Виконав: студент 4 курсу, групи 4ЕЛ
спеціальності 141. Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

освітньо-
професійної
програми

Електротехніка та
електротехнології

(назва ОПП)

Васильєв М.І.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Андропова О.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент к.т.н., доц. Мешков Ю.Є.

(прізвище та ініціали)

Хмельницький – 2026 р

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота на тему «Розробка гібридної фотоелектричної системи для приватного будинку у м. Андрушівка Житомирської області» включає в собі пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка містить 63 сторінки формату А4, 10 рисунків, 18 таблиць, 39 використаних джерел, 14 слайдів електронної презентації, 2 додатки.

Ключові слова: гібридна фотоелектрична система, сонячна радіація, електроспоживання, літій-залізо-фосфатні акумулятори, гібридний інвертор, фотоелектричні модулі, охорона праці.

Дана робота присвячена розробці гібридної фотоелектричної системи для забезпечення електропостачання приватного будинку постійного проживання у м. Андрушівка Житомирської області. У роботі проведено аналіз сонячного енергетичного потенціалу регіону, визначено рівні інсоляції на похилу поверхню покрівлі та розраховано добовий графік електричних навантажень об'єкта. Обґрунтовано вибір гібридної схеми живлення на базі фотоелектричних модулів, літій-залізо-фосфатних акумуляторів та інвертора з можливістю роботи від мережі. Проведено розробку системи, підбір обладнання та розрахунок схеми включення компонентів фотоелектричної системи. Показано, що енергоємність блоку акумуляторних батарей забезпечує живлення споживачів протягом 1 доби; система покриває 92,5% річних потреб об'єкта за рахунок перетворення енергії сонця, а надлишок енергії може бути реалізований у мережу за «зеленим» тарифом.

У розділі охорони праці проаналізовано основні виробничі ризики (ураження електричним струмом, робота на висоті) та запропоновано комплекс заходів з електробезпеки та захисту від механічних травм.

ABSTRACT

This thesis, entitled «Development of a hybrid photovoltaic system for a private house in Andrushivka of Zhytomyr region», comprises an explanatory note and a graphical section. The explanatory note consists of 63 A4 pages, 10 figures, 18 tables, 39 references, 14 slides in an electronic presentation, 2 appendices.

Keywords: hybrid photovoltaic system, solar radiation, electricity consumption, lithium-iron-phosphate batteries, hybrid inverter, photovoltaic modules, occupational health and safety.

This work is devoted to the development of a hybrid photovoltaic system to provide electricity supply to a private permanent residence in the town of Andrushivka, Zhytomyr region. The work analyses the region's solar energy potential, determines the levels of insolation on the sloping roof surface and calculates the daily schedule of the facility's electrical loads. The choice of a hybrid power supply scheme based on photovoltaic modules, lithium-iron-phosphate batteries and an inverter capable of operating from the grid is justified. The system was developed, equipment was selected and the connection diagram for the components of the photovoltaic system was calculated. It is shown that the energy capacity of the battery bank ensures power supply to consumers for 24 hours; the system covers 92.5% of the facility's annual energy requirements through the conversion of solar energy, and surplus energy can be fed into the grid at the 'green' tariff.

The section on occupational health and safety analyses the main workplace risks (electric shock, working at height) and proposes a set of measures for electrical safety and protection against mechanical injuries.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
1 ОГЛЯДОВА ЧАСТИНА	5
1.1 Сонячний енергетичний потенціал України	5
1.2 Фотоелектричні системи	9
1.3 Компоненти фотоелектричної системи	13
1.4 Висновки до оглядової частини	17
2 МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА.....	18
2.1 Методика визначення надходження сонячної радіації.....	18
2.2 Методика визначення електроспоживання об'єкту	20
2.3 Методика розробки фотоелектричної системи	21
2.4 Методика розрахунку генерації фотоелектричної системи	30
2.5 Висновки до методичної частини	31
3 ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА.....	32
3.1 Вихідні дані.....	32
3.2 Розрахунок надходження сонячної радіації	33
3.3 Визначення електроспоживання приватного будинку	35
3.4 Розробка фотоелектричної системи.....	38
3.5 Розрахунок генерації енергії системою електрозабезпечення	44
3.6 Висновки до дослідницької частини	45
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	47
4.1 Аналіз умов праці при експлуатації фотоелектричної системи ...	47
4.2 Заходи з охорони праці та техніки безпеки при монтажі та експлуатації системи.....	51
4.3 Висновки до розділу з охорони праці.....	55
ВИСНОВКИ	57
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	59
ДОДАТОК А Допоміжні дані.....	64
ДОДАТОК Б Гібридна фотоелектрична система	67

ВСТУП

Сучасний стан енергетичної системи України характеризується високим рівнем зношеності інфраструктури та частими аварійними відключеннями, що робить проблему забезпечення стабільного електропостачання приватних домогосподарств критично важливою. Водночас Україна має значний сонячний потенціал: середньорічна сумарна сонячна радіація становить 1000–1400 кВт·год/м², а тривалість сонячного сьйва сягає 1700–2400 годин на рік, що створює сприятливі передумови для розвитку розподіленої сонячної генерації. Особливого значення набувають гібридні фотоелектричні системи, які завдяки акумуляторам здатні забезпечувати безперебійне живлення протягом доби, а надлишок енергії – реалізовувати в мережу за «зеленим» тарифом.

Житомирська область, зокрема м. Андрушівка, належить до зони помірного сонячного потенціалу (1100–1150 кВт·год/м²), однак нижчі температури порівняно з південними регіонами позитивно впливають на ефективність фотоелектричних модулів. Розробка гібридної системи для такого об'єкта є актуальним науково-прикладним завданням, оскільки дозволяє підвищити енергетичну незалежність домогосподарства, зменшити витрати на електроенергію та знизити навантаження на централізовану мережу в умовах нестабільного електропостачання.

Метою даної роботи є розробка гібридної фотоелектричної системи для енергозабезпечення приватного будинку у м. Андрушівка Житомирської області.

Для реалізації цієї мети потрібно розв'язати такі завдання:

- розрахувати надходження сонячної радіації на поверхню фотоелектричних модулів;
- визначити електроспоживання об'єкту;
- розробити гібридну фотоелектричну систему для енергозабезпечення будинку;

- визначити генерацію електричної енергії системою;
- розглянути питання охорони праці та техніки безпеки при монтажі й експлуатації системи.

Об'єктом дослідження є приватний будинок у м. Андрушівка Житомирської області.

Предмет дослідження: гібридна фотоелектрична система енергозабезпечення.

Методи досліджень: розрахунковий метод, аналіз отриманих результатів.

В кваліфікаційній роботі проведено розробку гібридної фотоелектричної системи для приватного будинку в місті Андрушівка Житомирської області. Визначено енергоспоживання об'єкта та рівень сонячної радіації у місці розташування будинку. Визначено параметри обладнання та проведено його підбір, розраховано схеми підключення, підібрано системи автоматики та кабельну продукцію. Розраховано генерацію електроенергії фотоелектричною системою та визначено частку покриття навантаження. Розглянуто заходи з охорони праці та техніки безпеки при монтажі та експлуатації фотоелектричної системи.

1 ОГЛЯДОВА ЧАСТИНА

1.1 Сонячний енергетичний потенціал України

Сонячний енергетичний потенціал України формується під впливом кліматичних, географічних та метеорологічних факторів, серед яких ключову роль відіграють рівень сонячної радіації, тривалість сонячного сяйва, хмарність та сезонні коливання інсоляції. В умовах переходу до енергетичної незалежності та децентралізованих систем енергопостачання, використання сонячної енергії набуває стратегічного значення для розвитку енергетичного сектору країни [1, 2].

Згідно з науковими дослідженнями, сонячна радіація є основним джерелом енергії для фотоелектричних систем, а її рівень визначає ефективність функціонування сонячних електростанцій. В Україні середньорічне значення сумарної сонячної радіації становить від 1000 до 1400 кВт·год/м², що відповідає показникам багатьох країн Центральної та Східної Європи [1, 3, 4]. Найвищі значення інсоляції характерні для південних регіонів, тоді як у північних областях рівень сонячного випромінювання дещо нижчий, однак залишається достатнім для ефективного використання фотоелектричних систем [5, 6].

Важливим показником є тривалість сонячного сяйва, яка в Україні коливається в межах 1700–2400 годин на рік. Найбільша кількість сонячних годин спостерігається у південних регіонах, тоді як у північних і західних областях цей показник є нижчим через підвищену хмарність [1, 7].

В Україні спостерігається достатньо високий рівень сонячної активності, що створює передумови для розвитку сонячної енергетики. Зокрема, середньорічні показники сонячної радіації та тривалості сонячного сяйва наведені в табл. 1.1 [1, 4, 7].

Як видно з табл. 1.1, середнє значення сонячної радіації становить близько 1200 кВт·год/(м²·рік), що є достатнім для ефективного використання

сонячних електростанцій. Крім того, середня тривалість сонячного сяйва досягає 2000 годин на рік, що також позитивно впливає на енергетичний потенціал країни.

Таблиця 1.1 – Середньорічні показники сонячної радіації та тривалості сонячного випромінювання в Україні

Показник	Мінімальне значення	Максимальне значення	Середнє значення
Сонячна радіація, кВт·год/(м ² ·рік)	1000	1400	1200
Сонячне випромінювання, год/рік	1700	2400	2000
Середня кількість ясних днів	120	180	150

Важливим аспектом оцінки ефективності використання сонячної енергії є сезонний розподіл сонячної радіації, який безпосередньо впливає на обсяги генерації електроенергії протягом року. Рівень сонячної радіації протягом року розподіляється нерівномірно (табл. 1.2), що зумовлено сезонними змінами кута падіння сонячних променів та тривалості світлового дня. Найбільші значення спостерігаються у літній період (червень–серпень), коли інтенсивність сонячного випромінювання є максимальною. У зимовий період рівень генерації суттєво знижується, що необхідно враховувати при проєктуванні гібридних фотоелектричних систем із накопиченням енергії [8, 9].

Таблиця 1.2 – Оцінка сезонного розподілу сонячної радіації в Україні [1, 8, 6]

Пора року	Частка річної радіації, %	Характеристика
Зима	10–15	Низький рівень генерації
Весна	25–30	Стабільне зростання генерації
Літо	40–45	Максимальна генерація
Осінь	15–20	Поступове зниження

Як видно з табл. 1.2, найбільша частка сонячної радіації припадає на

літній період, де вона становить 40–45 % річного обсягу, що забезпечує максимальний рівень генерації електроенергії. Найменші значення характерні для зимового періоду, що обумовлює низький рівень генерації.

Згідно з результатами досліджень, представлених у наукових працях та міжнародних базах даних (PVGIS, Global Solar Atlas), територію України можна умовно поділити на кілька зон за рівнем сонячної радіації (табл. 1.3). Найвищі показники інсоляції спостерігаються в південних регіонах (Одеська, Миколаївська, Херсонська області), де середньорічне значення сонячної радіації перевищує 1300–1400 кВт·год/м². У центральних регіонах цей показник становить 1150–1250 кВт·год/м², тоді як у північних і західних областях він знижується до 1000–1150 кВт·год/м² [1, 7]. Така диференціація пояснюється насамперед широтним положенням країни: зі збільшенням географічної широти зменшується інтенсивність сонячного випромінювання, що прямо впливає на ефективність фотоелектричних систем [7, 4, 6]. Крім того, значну роль відіграє рівень хмарності: у західних регіонах через вплив атлантичних повітряних мас спостерігається більша кількість похмурих днів, що знижує рівень генерації електроенергії [3].

Важливо зазначити, що навіть у регіонах із нижчим рівнем сонячної радіації використання фотоелектричних систем залишається економічно доцільним. Це пояснюється тим, що сучасні технології дозволяють ефективно генерувати електроенергію навіть за умов дифузного (розсіяного) випромінювання, характерного для похмурої погоди [9].

Ефективність роботи фотоелектричних систем залежить не лише від рівня сонячної радіації, але й від комплексу кліматичних факторів, які впливають на генерацію електроенергії. До основних з них належать температура повітря, хмарність, атмосферні опади, запиленість, швидкість вітру та сезонні коливання погодних умов. Врахування цих факторів є обов'язковим при проектуванні гібридних фотоелектричних систем, оскільки вони визначають реальний рівень виробітку електроенергії [1, 8].

Одним із ключових факторів є температура навколишнього середовища.

Незважаючи на те, що сонячне випромінювання забезпечує генерацію електроенергії, підвищення температури призводить до зниження коефіцієнта корисної дії фотоелектричних модулів. Зокрема, для кремнієвих панелей характерне зменшення ефективності приблизно на 0,4–0,5 % на кожен градус підвищення температури понад стандартні умови (25°C) [7, 6].

Важливим чинником є також хмарність, яка впливає на інтенсивність прямого сонячного випромінювання. У похмурі дні генерація електроенергії відбувається переважно за рахунок дифузної радіації, що знижує загальний виробіток, проте не припиняє його повністю. Саме тому сучасні фотоелектричні системи здатні працювати навіть у несприятливих погодних умовах [9].

Атмосферні опади, такі як дощ і сніг, мають подвійний вплив. З одного боку, вони зменшують інтенсивність сонячного випромінювання, а з іншого сприяють очищенню поверхні панелей від пилу, що позитивно впливає на їхню продуктивність у довгостроковій перспективі [3]. Запиленість, особливо у літній період, може знижувати ефективність фотоелектричних модулів на 5–15 %, що потребує регулярного технічного обслуговування систем [10].

Особливу роль відіграє вітер, який сприяє природному охолодженню фотоелектричних модулів, тим самим підвищуючи їх ефективність. У регіонах із помірною швидкістю вітру спостерігається стабільніша робота сонячних електростанцій [7].

Узагальнену характеристику впливу основних кліматичних факторів наведено в табл. 1.3.

Територіальні особливості сонячного потенціалу України необхідно враховувати при проєктуванні фотоелектричних систем, оскільки вони безпосередньо впливають на вибір потужності обладнання, конфігурацію системи та економічну доцільність її впровадження.

Окрему увагу необхідно приділити аналізу сонячного потенціалу Житомирської області, де розташований об'єкт дослідження (м. Андрушівка). Даний регіон належить до зони помірного сонячного потенціалу, із

середньорічною інсоляцією на рівні 1100–1150 кВт·год/м², але нижча температура повітря у порівнянні з південними регіонами з підвищеною інсоляцією позитивно впливає на роботу панелей [1, 4]. Це забезпечує можливість ефективної роботи фотоелектричних систем із річною генерацією близько 1000–1100 кВт·год на 1 кВт встановленої потужності [1, 11, 4].

Таблиця 1.3 – Вплив кліматичних факторів на ефективність фотоелектричних систем

Кліматичний фактор	Характер впливу	Ступінь впливу на ефективність	Особливості впливу
Сонячна радіація	Прямий позитивний	Високий	Основне джерело генерації
Температура	Негативний при високих значеннях	Середній	Зниження ККД при >25°C
Хмарність	Негативний	Середній	Зменшення прямої радіації
Атмосферні опади	Подвійний	Низький	Очищення панелей + зменшення генерації
Запиленість	Негативний	Середній	Зниження ефективності до 15%
Вітер	Позитивний	Низький	Охолодження панелей
Сезонність	Нерівномірний	Високий	Максимум влітку, мінімум взимку

1.2 Фотоелектричні системи

Фотоелектрична система (ФЕС) є комплексом технічних засобів, призначених для перетворення сонячної енергії в електричну з подальшим її використанням для живлення електроспоживачів або накопичення. Принцип роботи таких систем базується на фотоелектричному ефекті, який полягає у генерації електричного струму в напівпровідникових р-п структурах під впливом сонячного випромінювання [1, 8, 9].

Одним з основних компонентів системи є фотоелектричні модулі, які складаються з фотоелементів (найчастіше кремнієвих), що перетворюють сонячну радіацію в постійний електричний струм. Отримана електроенергія має нестабільні параметри (напруга і струм залежать від рівня освітленості та

температури), тому вона потребує подальшого перетворення та стабілізації [8, 7].

Наступним ключовим компонентом є інвертор – пристрій, який перетворює постійний струм у змінний із параметрами, придатними для використання в електромережі. У випадку гібридних систем інвертор також виконує функції керування потоками енергії між джерелами (фотоелектричні модулі, мережа, акумуляторні батареї) [9].

Особливістю гібридної фотоелектричної системи (рис. 1.1) є наявність акумуляторних батарей (АКБ), які забезпечують накопичення надлишкової електроенергії та її використання у періоди недостатньої генерації (вночі або при високій хмарності). Це дозволяє підвищити автономність системи та забезпечити безперервність електропостачання [8].

Контролер заряду виконує функцію регулювання процесів заряджання і розряджання акумуляторів, запобігаючи їх перевантаженню та продовжуючи термін служби. Додатково система включає захисні елементи, кабельні мережі та комутаційне обладнання, що забезпечують безпечну та ефективну експлуатацію [8].

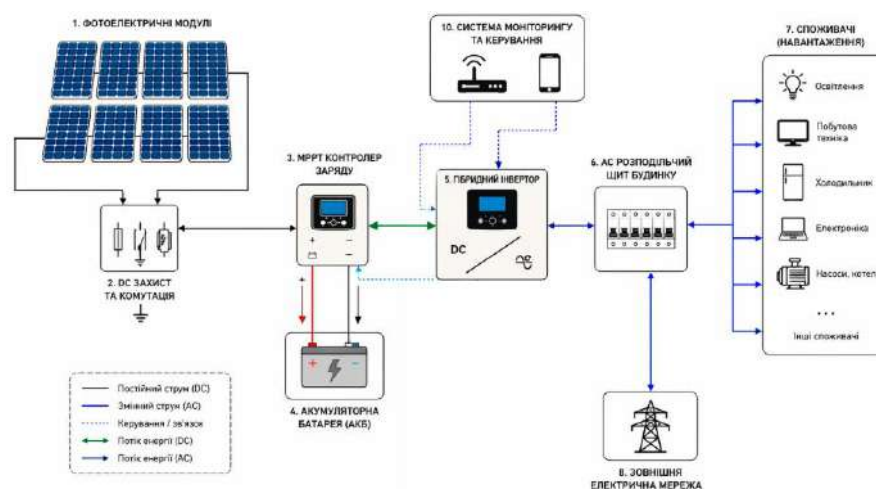


Рисунок 1.1 – Структурна схема гібридної фотоелектричної системи

У процесі роботи системи енергія проходить декілька етапів перетворення. Спочатку сонячне випромінювання поглинається

фотоелементами, внаслідок чого виникає електричний струм. Далі цей струм передається до інвертора, де перетворюється у змінний і використовується для живлення споживачів. У разі надлишкової генерації електроенергія накопичується в акумуляторних батареях або передається в електромережу [9]. У періоди недостатньої генерації система автоматично перемикається на живлення від акумуляторів або зовнішньої мережі, що забезпечує безперервність енергопостачання. Такий принцип роботи є ключовим для гібридних систем, які поєднують можливість автономної роботи і стабільність електропостачання [8, 9]. Гібридна структура системи забезпечує гнучкість, надійність і ефективність енергопостачання, що робить її оптимальним рішенням для приватних будинків, зокрема в умовах нестабільного електропостачання [1, 12].

Гібридні, автономні та мережеві фотоелектричні системи відрізняються насамперед принципом взаємодії з енергосистемою та рівнем енергетичної незалежності: мережеві системи працюють у прив'язці до централізованої електромережі, не потребують акумуляторів і є найекономнішими, проте не забезпечують електропостачання під час відключень; автономні системи, навпаки, повністю незалежні від мережі та базуються на накопиченні енергії в акумуляторах, що гарантує безперервність живлення, але суттєво підвищує вартість і складність експлуатації; гібридні системи поєднують переваги обох підходів, дозволяючи працювати як із мережею, так і з акумуляторами, що забезпечує гнучкість, резервування та оптимізацію споживання, однак потребує більших початкових інвестицій і складнішого управління.

Переваги фотоелектричних систем мають економічний, екологічний і технічний характер (табл. 1.4): вони дозволяють зменшити витрати на електроенергію та залежність від тарифів за рахунок використання безкоштовної сонячної енергії [12, 13], є практично безвуглецевим джерелом енергії та сприяють декарбонізації й енергетичній безпеці [1, 14, 16], а також характеризуються надійністю, тривалим строком служби та низькими витратами на обслуговування [8, 17]. Водночас їх недоліками є залежність від

погодних умов і сезонності, що знижує рівень генерації, а також значні початкові інвестиції, які, однак, поступово зменшуються з розвитком технологій [1, 7, 12].

Таблиця 1.4 – Порівняльна характеристика переваг та недоліків фотоелектричних систем

Критерій	Переваги	Недоліки
Економічний	Зменшення витрат на електроенергію	Високі початкові інвестиції
Енергетичний	Автономність та незалежність	Залежність від інсоляції
Екологічний	Відсутність викидів CO ₂	Вплив виробництва панелей
Технічний	Надійність, довговічність	Потреба в обслуговуванні
Експлуатаційний	Низькі витрати на обслуговування	Зниження ефективності з часом
Кліматичний	Робота навіть при дифузному світлі	Залежність від погоди
Інфраструктурний	Можливість інтеграції з мережею	Необхідність додаткового обладнання
Технологічний	Розвиток сучасних технологій	Необхідність кваліфікованого монтажу

Аналіз наведених даних свідчить, що переваги фотоелектричних систем значною мірою переважають їхні недоліки, особливо у довгостроковій перспективі. Зокрема, економічна ефективність системи зростає з часом за рахунок зниження витрат на електроенергію, тоді як початкові інвестиції мають одноразовий характер [12, 13].

У контексті гібридних систем недоліки, пов'язані із залежністю від погодних умов, можуть бути частково або повністю компенсовані за рахунок використання акумуляторних батарей та резервних джерел енергії. Це дозволяє забезпечити стабільність електропостачання навіть у несприятливих кліматичних умовах [8, 17].

1.3 Компоненти фотоелектричної системи

Фотоелектричні модулі та інвертори є ключовими елементами будь-якої фотоелектричної системи, оскільки саме вони визначають ефективність генерації, якість електроенергії та загальну надійність функціонування системи (рис. 1.2). Вибір типу модулів та інвертора безпосередньо впливає на продуктивність системи, її економічну доцільність і термін окупності [1, 8].



Рисунок 1.2 – Класифікація фотоелектричних модулів та інверторів у структурі фотоелектричної системи

Фотоелектричні модулі виконують функцію перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію постійного струму. Найбільш поширеними є кремнієві модулі, які поділяються на монокристалічні, полікристалічні та тонкоплівкові. Монокристалічні панелі характеризуються високим коефіцієнтом корисної дії (18–22 %), компактністю та довговічністю, що робить їх найбільш ефективними для використання в обмежених площах, зокрема на дахах приватних будинків [3, 7].

Полікристалічні модулі мають дещо нижчу ефективність (15–18 %), однак відрізняються меншою вартістю, що робить їх економічно привабливими. Тонкоплівкові технології, у свою чергу, характеризуються нижчим ККД, проте мають кращу роботу при дифузному освітленні та високих температурах, що може бути актуальним у певних кліматичних

умовах [7, 6].

Інвертори виконують функцію перетворення постійного струму в змінний, який використовується для живлення електроприладів. Крім того, сучасні інвертори виконують функції керування, моніторингу та оптимізації роботи системи. Залежно від типу системи, інвертори поділяються на мережеві (on-grid), автономні (off-grid) та гібридні [8 ,9].

Мережеві інвертори працюють лише за наявності зовнішньої електромережі та не забезпечують автономність. Автономні інвертори використовуються у системах без підключення до мережі та працюють у поєднанні з акумуляторними батареями. Найбільш універсальними є гібридні інвертори, які поєднують функції обох типів і дозволяють ефективно керувати потоками енергії між панелями, акумуляторами та мережею [9].

Для більш детального аналізу технічних характеристик фотоелектричних модулів та інверторів доцільно узагальнити їх параметри та особливості використання у вигляді порівняльної табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Порівняльна характеристика основного обладнання фотоелектричної системи

Характеристика	Монокристалічні модулі	Полікристалічні модулі	Тонкоплівкові модулі	Гібридні інвертори	Мережеві інвертори
ККД, %	18–22	15–18	10–14	95–98	96–99
Вартість	Висока	Середня	Низька	Висока	Середня
Температурний коефіцієнт $P_{\max}$	-0,40%/°C	-0,40%/°C	-0,21%/°C	–	–
Продуктивність при слабкому освітленні	низька	низька	середня	–	–
Термін служби, років	25-30	20–25	15–20	10–15	10–15
Необхідність АКБ	–	–	–	Так	Ні
Автономність системи	–	–	–	Так	Ні

Використання різних типів модулів і інверторів залежить від умов експлуатації та поставлених задач. Для приватних будинків, зокрема в умовах України, найбільш доцільним є застосування монокристалічних панелей у поєднанні з гібридними інверторами, що забезпечує оптимальне співвідношення ефективності, надійності та автономності [1, 9].

Фотоелектричні модулі та інвертори формують основу енергетичної системи та визначають її технічні та економічні параметри. Їх правильний вибір є ключовим фактором ефективного функціонування гібридної фотоелектричної системи в умовах реальної експлуатації [1, 7].

Системи накопичення енергії є невід'ємною складовою гібридних фотоелектричних систем, оскільки саме вони забезпечують можливість акумулювання надлишкової електроенергії та її подальше використання у періоди відсутності або недостатності сонячної генерації. У сучасних умовах нестабільного електропостачання використання акумуляторних батарей (АКБ) дозволяє значно підвищити рівень енергетичної автономності приватних домогосподарств [1, 8].

Основною функцією акумуляторної батареї є накопичення електричної енергії у вигляді хімічної та її подальше перетворення у електричну енергію за необхідності. Вибір типу АКБ визначається такими параметрами, як ємність, напруга, глибина розряду, кількість циклів заряд-розряд, термін служби та вартість [8, 9].

Найбільш поширеними типами акумуляторних батарей у фотоелектричних системах є свинцево-кислотні (AGM, GEL, OPzS) та літій-іонні (LiFePO_4). Свинцево-кислотні батареї характеризуються відносно низькою вартістю, однак мають обмежений ресурс циклів і меншу глибину розряду. Літій-залізо-фосфатні акумуляторні батареї, навпаки, відрізняються високою ефективністю, тривалим терміном служби та більшою кількістю циклів, що робить їх більш доцільними для сучасних гібридних систем [7, 9].

Крім акумуляторів, до складу систем накопичення енергії входить ряд допоміжного обладнання, яке забезпечує їх безпечну та ефективну

експлуатацію. Зокрема, контролери заряду регулюють процес заряджання та розряджання батарей, запобігаючи їх перевантаженню або глибокому розряду. Інвертори у гібридних системах виконують функцію управління потоками енергії між панелями, акумуляторами та навантаженням [8].

Система також включає захисні пристрої (автоматичні вимикачі, запобіжники, системи заземлення), кабельну інфраструктуру та елементи моніторингу, які дозволяють контролювати стан системи в реальному часі. Використання сучасних систем управління дозволяє оптимізувати роботу фотоелектричної установки та підвищити її ефективність [1, 17].

Для комплексного аналізу характеристик акумуляторних батарей та допоміжного обладнання доцільно узагальнити їх у вигляді табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Порівняльна характеристика систем накопичення енергії та допоміжного обладнання

Параметр	Свинцево-кислотні АКБ	Літій-залізо-фосфатні АКБ	Контролери заряду	Допоміжне обладнання
Вартість	Низька	Висока	Середня	Середня
Кількість циклів	500–1000	6000	–	–
Глибина розряду	30–50 %	80–90 %	–	–
ККД	70–85 %	95–98 %	95–99 %	–
Термін служби	3–7 років	10–15 років	5–10 років	>10 років
Обслуговування	Потрібне	Мінімальне	Не потребує	Потрібне
Сфера застосування	Гібридні та автономні системи			Усі системи
Енергетична ефективність	Середня	Висока	Висока	Забезпечує стабільність

Аналіз наведених даних показує, що літій-залізо-фосфатні акумулятори мають значні переваги над традиційними свинцево-кислотними батареями, зокрема за рахунок більшої глибини розряду, тривалого терміну служби та високої ефективності. Саме тому вони все частіше використовуються в сучасних гібридних фотоелектричних системах, незважаючи на вищу

початкову вартість [9].

Допоміжне обладнання відіграє не менш важливу роль у забезпеченні стабільності роботи системи. Наприклад, контролери заряду дозволяють оптимізувати процес накопичення енергії, а системи моніторингу забезпечують можливість контролю за станом батарей, рівнем заряду та ефективністю роботи всієї системи [8].

Для умов приватного будинку, зокрема в Україні, оптимальним рішенням є використання літій-залізо-фосфатних акумуляторних батарей у поєднанні з гібридним інвертором та системою інтелектуального управління. Такий підхід дозволяє забезпечити високий рівень енергоефективності, надійності та автономності системи [1, 17].

1.4 Висновки до оглядової частини

У першому розділі досліджено теоретичні основи функціонування фотоелектричних систем та проаналізовано сонячний потенціал України і особливості гібридних систем енергопостачання. Встановлено, що рівень сонячної радіації є достатнім для їх ефективного використання навіть у регіонах із помірною інсоляцією. Доведено, що ефективність систем залежить від кліматичних факторів, однак сучасні технології дозволяють мінімізувати їх вплив. Розглянуто принцип роботи та визначено ключові компоненти системи, серед яких найбільш ефективними є монокристалічні модулі, гібридні інвертори та літій-залізо-фосфатні акумулятори. Узагальнення переваг і недоліків показало, що фотоелектричні системи забезпечують економічну та екологічну ефективність, попри залежність від погодних умов і значні початкові витрати. Отже, використання гібридних систем є доцільним для енергозабезпечення приватних будинків і слугує основою для подальших розрахунків та обґрунтування впровадження.

2 МЕТОДИЧНА ЧАСТИНА

2.1 Методика визначення надходження сонячної радіації

Сумарна сонячна радіація G_{gl} , що падає на похилу поверхню, складається з трьох складових: пряма сонячна радіація G_{dir} , дифузна (розсіяна) сонячна радіація G_{diff} та відбита сонячна радіація G_{ref} :

$$G_{gl} = G_{dir} + G_{diff} + G_{ref}. \quad (2.1)$$

На рис.2.1 показано, що на горизонтальну поверхню площею $A_{гор}$ і на похилу поверхню меншої площі $A_{нк}$, розташованої перпендикулярно до напрямку випромінювання, падає рівна кількість сонячного випромінювання. На актинометричних станціях ведуться виміри радіації, що приходить на горизонтальну поверхню.

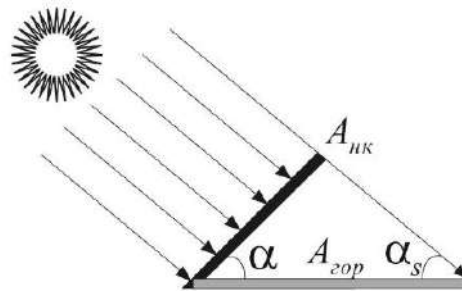


Рисунок. 2.1 – Сонячне випромінювання на горизонтальну та похилу поверхню

Перерахунок прямої радіації, що надходить на похилу поверхню проводиться через кути падіння сонячної радіації на горизонтальну θ_z та нахилу θ поверхні:

$$G_{dir,нк} = G_{dir,гор} \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = G_{dir,гор} \cdot R_b, \quad (2.2)$$

де R_b – коефіцієнт перерахунку радіації з горизонтальної на нахилену поверхню.

Розрахунок коефіцієнта R_b різниться для годинних та добових значень. Для типової доби місяця коефіцієнт перерахунку прямої сонячної радіації з горизонтальною на похилу поверхню з азимуту поверхні $a_n = 0^\circ$ [26]:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega'_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega'_s \cdot \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin\delta}{\cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega_s \cdot \sin\varphi \cdot \sin\delta}, \quad (2.3)$$

де φ – широта місця розташування об'єкта, град;

β – кут нахилу поверхні приймача, град;

δ – кут схилення Сонця для типового дня місяця (табл. А.1), град;

$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan\varphi \cdot \tan\delta)$ – годинний кут заходу сонця на горизонтальній поверхні, град;

ω'_s – годинний кут заходу сонця на орієнтованій та нахиленій поверхні приймача, що задається формулою:

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan\varphi \cdot \tan\delta) \\ \cos^{-1}(-\tan(\varphi - \beta) \cdot \tan\delta) \end{array} \right], \quad (2.4)$$

де "min" означає найменше з двох елементів в дужках, а $\cos^{-1} = \arccos$.

Дифузна, або розсіяна, сонячна радіація G_{diff} – це сонячне випромінювання після зміни його початкового напрямку внаслідок відбиття та розсіювання атмосферою (рис. 2.2).

Для оцінки сонячної дифузної радіації, що приходить, застосовується ряд моделей: ізотропну модель, модель Хейвуда-Девіса і модель Переза.

Ізотропна модель передбачає, що розсіяна радіація рівномірно розподілена по небосхилу. Прихід дифузної радіації на похилу поверхню буде меншим, ніж на горизонтальну поверхню тієї ж площі [18].

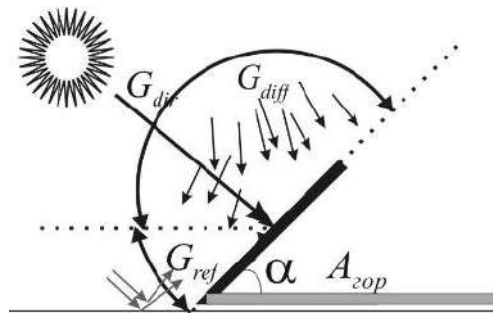


Рисунок 2.2 – Пряма, дифузна та відбита сонячна радіація на похилу поверхню

$$G_{diff,нк} = G_{diff,гор} \cdot \frac{(1 + \cos \beta)}{2}. \quad (2.5)$$

Вираз (2.5) застосовується, якщо небо повністю затягнуте хмарами або якщо не потрібні точні дані. Для більш точного розрахунку сонячної радіації застосовують неізотропну модель Переза. Ця модель визначення поправочного коефіцієнта вводить поправки: індекс чистого небозводу і індекс ясності небозводу. В результаті виходить емпірична формула, яка точніше визначає рівень дифузної радіації на похилу поверхню.

Відбита дифузна сонячна радіація G_{ref} – це сумарна сонячна радіація, що дифузно відбивається від земної поверхні.

Для розрахунку відбитої сонячної радіації на похилу поверхню використовують коефіцієнт відбиття поверхонь (табл. А.2), який інакше називається коефіцієнтом альbedo (A) [19]:

$$G_{ref,нк} = G_{gl,гор} \cdot A \cdot \frac{(1 - \cos \beta)}{2}. \quad (2.6)$$

2.2 Методика визначення електроспоживання об'єкту

Щоб обчислити все навантаження змінного струму із зазначенням її номінальної потужності (параметри популярних споживачів наведені у табл. А.3) необхідно з'ясувати які прилади скільки споживають і скільки

активні у середньому щодня, і після цього можна буде дізнатися місячне споживання [20, 21].

Загалом прилади можна умовно поділити на: низької потужності (смартфони або світлодіодні лампи); середньої потужності (телевізори, мікрохвильові печі, холодильники) та високопотужні (кондиціонери, бойлери). Також необхідно виділити фактори, що впливають на споживання, а саме частота використання, енергоефективність та режими роботи. Необхідно враховувати витрати енергії обладнанням в режимі очікування, хоча споживана потужність є невеликою, безперервне підключення в мережу призводить до відчутних витрат протягом тривалого часу [20].

2.3 Методика розробки фотоелектричної системи

Номінальна потужність інвертора P_{nom}^{inv} , Вт, в автономному режимі роботи розраховується за формулою:

$$P_{nom}^{inv} = \sum P_{AC}^{30min}, \quad (2.7)$$

де P_{AC}^{30min} – сума включених одночасно навантажень змінного струму з великою ймовірністю не менше ніж 30 хв., Вт;

k_s – коефіцієнт запасу, який дозволяє передбачити майбутнє збільшення навантаження – його типові значення становить від 1,1 до 1,25.

Розрахунок максимальної потужності P_{max}^{inv} (Вт) для автономного інвертора виконується за формулою:

$$P_{max}^{inv} = \sum P_{AC}^{5min} \cdot k_s, \quad (2.8)$$

де P_{AC}^{5min} – сумарна потужність усіх навантажень змінного струму, які з найбільшою ймовірністю будуть ввімкнені одночасно протягом не менше ніж 5 хвилин, Вт.

Значення пускової потужності автономного інвертора P_p^{inv} (Вт) визначають за наступним виразом:

$$P_p^{inv} = \sum P_{AC}^{5s} = \sum I_l^{0,5s} \cdot U_{out}^{inv}, \quad (2.9)$$

де P_{AC}^{5s} – сумарна потужність (Вт) навантажень змінного струму, що з найбільшою ймовірністю будуть увімкнені одночасно під час пуску тривалістю не менше ніж 5 секунд;

$I_l^{0,5s}$ – сумарне значення пускових струмів (А) усіх навантажень при найбільш імовірному їх одночасному ввімкненні;

U_{out}^{inv} – напруга інвертора на виході, В.

Визначення ємності блоку акумуляторних батарей (АКБ). Добова втрата ємності акумуляторної батареї, що мусить покривати потребу об'єкта в електричній енергії визначається за формулою:

$$C_{доб} = 1000 \frac{W_{доб}}{U_{п}}, \text{ А} \cdot \text{год}, \quad (2.10)$$

де 1000 – коефіцієнт для перерахунку добового споживання кВт·год у Вт·год;

$U_{п}$ – напруга по стороні постійного струму, В.

З урахуванням допустимої глибини розряду акумуляторної батареї γ , необхідна добова ємність знайдемо за формулою:

$$C_{доб \gamma} = \frac{C_{доб}}{\gamma}, \text{ А} \cdot \text{год}. \quad (2.11)$$

Вплив температури навколишнього середовища на ємність акумуляторної батареї компенсується введенням поправного температурного коефіцієнта α . Цей коефіцієнт кількісно характеризує зменшення фактичної ємності відносно номінальної при зниженні температури:

$$C_{\text{доб } \alpha\gamma} = \alpha \cdot C_{\text{доб } \gamma}, \text{ А} \cdot \text{год.} \quad (2.12)$$

Щоб забезпечити безперебійне живлення об'єкта під час аварійних відключень централізованої мережі, розрахунок системи має базуватися на максимальній тривалості таких відключень:

$$C_{\text{заг}} = C_{\text{доб } \alpha\gamma} \cdot N, \text{ А} \cdot \text{год.} \quad (2.13)$$

де N – тривалість відключення мережі у добах.

Виходячи із ємності блоку АКБ $C_{\text{заг}}$ підбирають акумуляторні батареї, зі специфікації яких виписують номінальну ємність $C_{\text{ном}}$ та номінальну напругу $U_{\text{ном}}$. Формування блоку акумуляторних батарей (АКБ) вимагає узгодження параметрів акумуляторів із характеристиками вбудованого в інвертор зарядно-розрядного пристрою. Ключовими параметрами для визначення топології з'єднання є вихідні напруга та струм зарядного пристрою, а також технічні характеристики акумуляторів — їх кінцева зарядна напруга в циклічному режимі та номінальна ємність. Для досягнення необхідної робочої напруги АКБ застосовується послідовне з'єднання акумуляторів. Кількість послідовно ввімкнених акумуляторних батарей $N_{\text{посл}}$ розраховується як відношення напруги зарядного пристрою $U_{\text{зп}}$ до кінцевої зарядної напруги одного акумулятора $U_{\text{акц}}$ в циклічному режимі:

$$N_{\text{посл}} = \frac{U_{\text{зп}}}{U_{\text{акц}}}. \quad (2.14)$$

Забезпечення необхідної ємності блоку АКБ виконується паралельним з'єднанням груп АКБ. Кількість груп визначається через співвідношення струму заряду, який забезпечується інвертором $I_{\text{зп}}$ до струму заряду групи АКБ $I_{\text{акц}}$:

$$N_{\text{пар}} = \frac{I_{\text{зп}}}{I_{\text{акц}}}, \quad (2.15)$$

де $N_{\text{пар}}$ – кількість паралельно з'єднаних груп АКБ.

Загальна кількість необхідних акумуляторних батарей розраховується як добуток кількості паралельно з'єднаних батарей на кількість послідовно з'єднаних батарей. Це значення надасть повну конфігурацію акумуляторного банку, який забезпечує потрібну ємність та напругу системи [22].

Це можна виразити формулою:

$$N_{\text{заг}} = N_{\text{посл}} \cdot N_{\text{пар}}, \quad (2.16)$$

де $N_{\text{заг}}$ – кількість акумуляторів у блоці АКБ;

$N_{\text{посл}}$ – кількість послідовно з'єднаних акумуляторів у групу;

$N_{\text{пар}}$ – кількість паралельно з'єднаних груп акумуляторів.

Загальна ємність акумуляторної батареї розраховується як добуток ємності одного акумулятора на кількість паралельних гілок у батарейному блоці:

$$C_{\text{вст}} = C_{\text{ак}} \cdot N_{\text{пар}}, \quad (2.17)$$

де $C_{\text{вст}}$ – встановлена ємність блоку АКБ;

$C_{\text{ак}}$ – ємність одного АКБ;

$N_{\text{пар}}$ – кількість паралельних груп АКБ.

Доступна ємність залежить від допустимої глибини розряду. Для літій-іонних акумуляторів цей параметр зазвичай не перевищує 80%, тобто фактично використовувана ємність становить до 80% від номінальної встановленої:

$$C_{\text{дос}} = 0,8 \cdot C_{\text{вст}}, \quad (2.18)$$

де $C_{\text{дос}}$ – доступна ємність блоку АКБ;

$C_{\text{вст}}$ – встановлена ємність блоку АКБ.

Загальна енергія акумуляторного блоку E визначається трьома параметрами: номінальною напругою одного акумулятора $U_{\text{ном}}$, кількістю послідовно з'єднаних акумуляторів $N_{\text{посл}}$ (що формує загальну напругу батареї) та встановленою ємністю блоку $C_{\text{вст}}$. Розрахунок виконується як добуток цих величин:

$$E = U_{\text{ном}} \cdot N_{\text{посл}} \cdot C_{\text{вст}}. \quad (2.19)$$

Визначення схеми підключення модулів до інвертора. Модулі в Україні працюють в температурному діапазоні від -25 до $+70^{\circ}\text{C}$, тому проводяться розрахунки для таких температурних умов [27].

Розраховується максимальний струм генерації одного модуля за формулою:

$$I_{SC(Tr)} = I_{SC} \left[1 + (Tr - 25) \frac{\alpha_T}{100} \right], \quad (2.20)$$

де $I_{SC(Tr)}$ – струм короткого замикання модуля при максимальній температурі Tr ;

I_{SC} – значення струму в умовах STC;

α_T – температурний коефіцієнт струму короткого замикання.

За допомогою формули (2.21) розраховують максимальну кількість груп фотоелектричних модулів паралельно під'єднаних на вхід МРР трекера інвертора:

$$n_{str}^{max} = \frac{I_{max,in}^{inv}}{I_{SC}(Tr)}, \quad (2.21)$$

де $I_{max,in}^{inv}$ – максимальна сила струму на вході інвертора для підключення фотоелектричних модулів, А.

Максимальна напруга фотоелектричного модуля розраховується як напруга холостого ходу при мінімальній температурі:

$$U_{OC(Tr)} = U_{OC} \left[1 + (Tr - 25) \frac{\beta_T}{100} \right], \quad (2.22)$$

де U_{OC} – напруга холостого ходу, В;

Tr – мінімальна робоча температура, °С;

β_T – температурний коефіцієнт напруги холостого ходу модуля, % / К.

Ґрунтуючись на цьому значенні, можна підрахувати кількість послідовно з'єднаних у групу модулів:

$$N_{max} \leq U_{DC\ max} / U_{OC(Tr)}, \quad (2.23)$$

де $U_{DC\ max}$ – максимальна напруга на вході інвертора для підключення фотоелектричних модулів.

Максимальне зниження робочої напруги фотоелектричних модулів спостерігається при гранично високій температурі 70 °С. Відповідно, розрахунок мінімально допустимої кількості послідовно з'єднаних модулів у групі виконується для цього температурного режиму з обов'язковим округленням отриманого значення у більшу сторону. Розрахунок здійснюється за формулою:

$$U_{OC(Tmax)} = U_{OC} \left[1 + (T_{max} - 25) \frac{\beta_T}{100} \right], \quad (2.24)$$

$$N_{min} \geq U_{DC \text{ start}} / U_{OC (T_{max})}, \quad (2.25)$$

де $U_{OC(T_{max})}$ – напруга холостого ходу при максимальній температурі T_{max} ;

N_{min} – мінімальна кількість фотоелектричних модулів;

$U_{DC \text{ start}}$ – стартова напруга роботи інвертора, В.

MPP трекер інвертора має певний діапазон напруг. Необхідно визначити кількість фотоелектричних модулів у групі, яка б забезпечувала генерацію у цьому діапазоні напруг. Мінімальна кількість модулів у групі, яка забезпечує включення MPP трекера визначається для умов максимального розігріву модулів за формулами:

$$U_{MPP (T_{max})} = U_{MPP (STC)} \left[1 + (T_{max} - 25) \frac{\beta_T}{100} \right], \quad (2.26)$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP (T_{max})} \geq U_{DC \text{ min}},$$

$$N_{min} \geq \frac{U_{DC \text{ min}}}{U_{MPP (T_{max})}} \quad (2.27)$$

де $U_{MPP(T_{max})}$ – напруга в точці максимальної потужності фотоелектричного модуля при температурі T_{max} ;

$U_{MPP (STC)}$ – напруга в точці максимальної потужності для умов STC, В;

$U_{DC \text{ min}}$ – мінімальне значення MPPT інвертора, В.

Для забезпечення ефективної та надійної роботи інвертора виробники зазвичай рекомендують підбирати сумарну потужність фотоелектричних модулів у межах від 0,8 до 1,2 від номінальної вихідної потужності інвертора. Виконаємо розрахунок кількості модулів відповідно до цього рекомендованого діапазону:

$$P_{ac,r} \cdot \frac{0,8}{P_{mpp}} \leq n_{array} \leq P_{ac,r} \cdot \frac{1,2}{P_{mpp}}, \quad (2.28)$$

де $P_{ac,r}$ – номінальна потужність інвертора, Вт.

Необхідна кількість фотоелектричних модулів n_{array} визначається як довжина групи помножена на кількість груп, підключених до інвертора.

Загальна номінальна потужність фотоелектричної батареї P_{array} (Вт) визначається за формулою [24]:

$$P_{array} = n_{array} P_m, \quad (2.29)$$

де P_m – номінальна потужність, визначена з характеристик модуля для умов STC, Вт.

$$S_{array} = abn_{array}, \quad (2.30)$$

де a – ширина фотоелектричного модуля, м;

b – довжина модуля, м.

Вибір перерізу провідників для фотоелектричної системи базується на комплексному аналізі умов експлуатації: номінальної напруги мережі, виду струму (постійний/змінний), характеру навантаження (активне/реактивне), способу монтажу (відкрито/в трубах/кабель-каналах) та максимально допустимої температури нагріву ізоляції. Згідно з Правилами улаштування електроустановок) та стандартами безпеки, переріз кабелю обирається таким чином, щоб тривалий робочий струм не перевищував допустимих значень для даного типу ізоляції (PVC, XLPE тощо), а падіння напруги на ділянці від модулів до інвертора не перевищувало 1–3% для забезпечення максимального ККД системи [25]. Для мідних проводів з ПВХ-ізоляцією (найпоширеніший тип для побутових ФЕС) допустимі струми наведені у табл. А.4. Для постійного струму (DC) між панелями та інвертором зазвичай використовують спеціальні сонячні кабелі (PV1-F), які стійкі до УФ-випромінювання [23].

Для ланцюгів сонячних панелей (String) зазвичай беруть переріз 4 мм² або 6 мм², оскільки струм там невеликий (до 10-15 А), але довжина лінії може бути значною, тому важливішим критерієм часто стає падіння напруги, а не нагрів. Формула перевірки падіння напруги [23]:

$$\Delta U = \frac{(2 \cdot L \cdot I \cdot \rho)}{S}. \quad (2.31)$$

Переріз жил електропроводки має задовольняти вимоги захисту від короткого замикання (КЗ) без пошкодження ізоляції та провідника протягом часу спрацювання захисних систем. Мінімальний переріз кабелю за умови термічної стійкості визначається за формулою теплового імпульсу, що враховує інтеграл Джоуля, теплоємність матеріалу провідника та час відключення аварійного режиму автоматичним вимикачем. Для побутових фотоелектричних систем потужністю до 10 кВт цей розрахунок часто має формальний характер, оскільки переріз, обраний за навантаженням та падінням напруги (зазвичай 4–6 мм² для ланцюгів PV), автоматично забезпечує необхідну термічну стійкість при використанні стандартних автоматів типу В або С [23].

$$\Delta S_{\text{каб. min}} = \sqrt{\frac{Bk}{Ct}} = \frac{\sqrt{I \cdot t}}{C \cdot \sqrt{t}} \quad (2.32)$$

Автоматичні вимикачі та пристрої захисного відключення (ПЗВ) призначені для запобігання коротким замиканням, перевантаженням мережі та ураженню електричним струмом персоналу. Основні принципи підбору захисної апаратури для фотоелектричної системи включають: узгодження номінального струму автомата зі струмом генерації сонячних панелей або вихідним струмом інвертора; обов'язкове використання диференціальних автоматів або ПЗВ для захисту від витоків струму на корпус обладнання; додаткове встановлення пристроїв захисту від перенапруг [23].

Додатково потрібно врахувати такі аспекти захисту ФЕС: Захист від перенапруг (SPD). Основна задача SPD захистити інвертор, контролер заряду та інші чутливі компоненти від імпульсних перенапруг, які можуть виникнути

через удар блискавки або проблеми в електромережі. Захист від короткого замикання та перевантаження, автоматичні вимикачі постійного (DC) та змінного струму (AC) відключають окремі ділянки системи в аварійних ситуаціях, запобігаючи пошкодженню обладнання та пожежі. Номінал автоматів обирається з запасом 1,25-1,3 від максимального робочого струму ланцюга. Захист від зворотного струму, для систем із кількома стрингами панелей або наявністю АКБ важливо передбачити захист від зворотного струму (за допомогою діодів або реле), що запобігатимуть втратам енергії та небезпечним ситуаціям, коли струм тече від однієї гілки до іншої. Ізоляція та безпечне відключення, у комплект захисту обов'язково входять DC-роз'єднувачі або рубильники, які дозволяють безпечно відключати частину системи для ремонту чи модернізації [25].

2.4 Методика розрахунку генерації фотоелектричної системи

Вироблення енергії фотоелектричним модулем номінальною потужністю P_m за певний період при сумарному надходженні сонячної радіації на його фотоприймальну поверхню $\bar{H}_c$, обчислюється за формулою [28]:

$$W_m = \frac{k \bar{H}_c P_m}{1000}, \quad (2.33)$$

де $\bar{H}_c$ – сумарне надходження середьомісячної добової сонячної радіації на нахилену поверхню, кВт·год / (м²·добу);

1000 – інтенсивність сонячної радіації для STC-умов, Вт/м²;

k – поправочний коефіцієнт.

Коефіцієнт, який входить до формули (2.33), приймає значення 0,5 для літнього періоду та 0,7 – для зимового. Цей коефіцієнт коригує номінальну потужність модуля P_m (наведену для стандартних умов тестування STC) з урахуванням двох факторів: по-перше, втрат потужності через нагрівання

фотоелектричних елементів сонячним випромінюванням; по-друге, збільшення втрат на відбивання при косому падінні променів на поверхню модуля порівняно з ідеальними умовами STC. Сезонна різниця значень коефіцієнта пояснюється тим, що взимку температура сонячних елементів є нижчою, що підвищує ефективність перетворення сонячної енергії на електричну.

При однакових умовах освітленості фотоелектричних модулів у масиві, що складається n_{array} модулів, кількість виробленої масивом електричної енергії становить:

$$W_{\text{вир}} = W_m n_{array}. \quad (2.34)$$

При визначенні кількості енергії $W_{\text{ФЕС}}$, яку виробить фотоелектрична система, потрібно врахувати ефективність інвертора η_{inv} :

$$W_{\text{ФЕС}} = W_{\text{вир}} \eta_{inv}. \quad (2.35)$$

2.5 Висновки до методичної частини

У даному розділі розглянуто методики визначення надходження сонячної радіації, визначення електроспоживання об'єкту, методику розробки фотоелектричної системи та розрахунку генерації.

3 ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА

3.1 Вихідні дані

Житловий будинок знаходиться за адресою: вул. Бориса Грінченка, 10, м. Андрушівка Бердичівський район Житомирської області (рис. 3.1, а). Скати покрівлі мають ПнСх та ПдЗх орієнтацію з азимутом поверхні -135° та 45° відповідно. Кут нахилу скатів становить 45° (рис. 3.1, б). Пропонується розміщення масиву фотоелектричних модулів на скаті ПдЗх орієнтації (рис. 3.1, в). Виходячи з геометричних розмірів будинку (рис. 3.1, г) визначено розміри скату $9,72 \times 5,3$ м та площу $51,6 \text{ м}^2$.



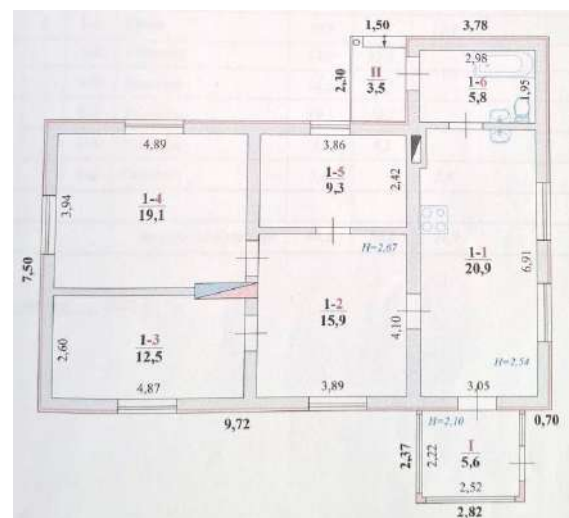
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.1 – Житловий будинок у м. Андрушівка

В домі наявні такі споживачі електричної енергії: телевізор, бойлер, холодильник, пральна, чайник, мультиварка, мікрохвильова, праска, ноутбук, пиломок, фен, освітлення, насос. Приєднана (договірна) потужність становить 5 кВт.

Згідно даних НАСА [29] отримано дані щодо надходження дифузної та сумарної сонячної радіації на горизонтальну поверхню, а також альbedo підстилаючої поверхні (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Кліматичні дані для м. Андрушівка.

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
H , кВт·год/м ²	0,8	1,6	2,9	4,3	5,6	6,1	5,8	5,0	3,5	2,0	0,9	0,6
H_d , кВт·год/м ²	0,5	1,0	1,5	2,0	2,6	2,8	2,7	2,2	1,6	1,0	0,5	0,4
A	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2

3.2 Розрахунок надходження сонячної радіації

Фотоелектричні модулі планується встановити на даху будинку, розташували їх книжковим способом на південно-західному скаті. Кут нахилу приймальної поверхні прийнято 45°. Сонячну радіацію, що потрапляє на поверхню модулів, розраховували за методикою з п. 2.1. Для цього обчислюють добові значення радіації в характерний день кожного місяця.

Щоб розрахувати середньомісячний добовий потік сонячної радіації на похилу поверхню, спочатку треба обчислити часовий сходу кут сонця ω'_s на цій поверхні для середнього дня місяця – він заходиться за формулою (2.4). Для січня:

$$\omega'_s = \left[\cos^{-1}(-\tan(0,873) \cdot \tan(-0,365)) \right] = \min \left[\frac{1,098}{1,537} \right] = 1,09 \text{ рад.}$$

Проводимо розрахунок коефіцієнту перерахунку $\bar{R}_b$ середньомісячної

добової прямої радіації з горизонтальної поверхні на похилу поверхню приймача. Розраховуємо за формулою (2.3):

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(0,873 - 0,785) \cdot \cos(-0,365) \cdot \sin 1,10 + \left(\frac{3,14}{180}\right) \cdot 1,10 \cdot \sin(0,873 - 0,785) \cdot \sin(-0,365)}{\cos 0,873 \cdot \cos(-0,365) \cdot \sin 1,098 + \left(\frac{3,14}{180}\right) \cdot 1,098 \cdot \sin 0,873 \cdot \sin(-0,365)} = 3,39.$$

Розрахунок потоку середньомісячної добової сонячної радіації $\bar{H}_C$ на поверхню фотоелектричних модулів, розташованих на південно-західному скаті покрівлі:

$$\begin{aligned} \bar{H}_C &= 0,282 \cdot 3,39 + 0,54 \cdot \frac{[1 + \cos(0,785)]}{2} + 0,822 \cdot 0,3 \cdot \frac{[1 - \cos(0,785)]}{2} \\ &= 1,5 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2 \text{добу}}. \end{aligned}$$

Проведемо розрахунок сонячної радіації на місяць січень:

$$\bar{H}_{CM} = 1,5 \cdot 31 = 46,5 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2 \text{міс}}.$$

Аналогічні розрахунки проведено для інших місяців та представлено в табл. 3.2 та на рис. 3.2.

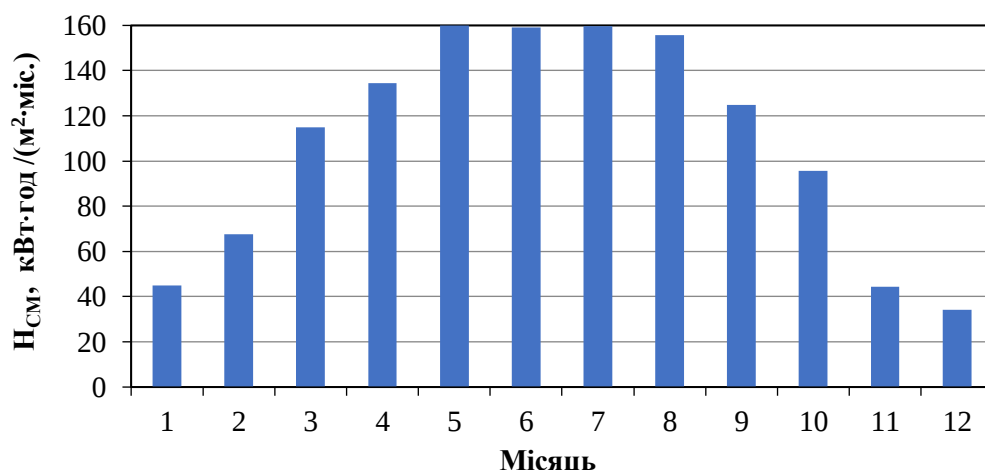


Рисунок 3.2 – Надходження сонячної радіації на приймальну поверхню

Таблиця 3.2 – Розраховані значення надходження сонячної радіації

Місяць	ω_s , град.	$\bar{R}_b$	$\bar{H}_c$, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{(\text{м}^2\cdot\text{добу})}$	$\bar{H}_{cm}$, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{(\text{м}^2\cdot\text{міс.})}$
1	62,9	3,39	1,5	45,0
2	74,0	2,39	2,4	67,5
3	87,1	1,67	3,7	114,9
4	90,8	1,19	4,5	134,5
5	91,7	0,94	5,2	159,8
6	92,1	0,85	5,3	159,0
7	91,9	0,89	5,1	159,6
8	91,2	1,07	5,0	155,6
9	90,2	1,45	4,2	124,8
10	78,4	2,11	3,1	95,6
11	65,9	3,07	1,5	44,4
12	59,6	3,80	1,1	34,2
Рік				1294,9

3.3 Визначення електроспоживання приватного будинку

Для розрахунку добового споживання потрібно визначити потужність та добовий час активної роботи цього приладу, для розгляду візьмемо холодильник він працює періодично тоді маємо:

$$t_{\text{акт.холод}} = \sum_{i=1}^{52} 5 \text{ хв} = 260 \text{ хв} = 4,3 \text{ год.}$$

Тоді щоб з'ясувати добову споживану потужність в Вт·год необхідно активну потужність пристрою (в даному випадку холодильник) помножити на кількість годин роботи на день:

$$P_{\text{доб.спож}} = 130 \cdot 4,333 = 563,3 \text{ Вт} \cdot \text{год.}$$

Подальші розрахунку проведено у табличній формі з використанням програми MS Excel, результат наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.3. – Розрахунок добового споживання електроенергії

Прилад	Потужність, Вт	Час роботи, год./добу	Споживання, Вт·год/добу
Телевізор	100	2,0	200,0
Бойлер	2000	2,0	4000,0
Холодильник	130	4,3	563,3
Пральна	2400	0,5	1200,0
Чайник	1500	0,3	375,0
Мультиварка	700	0,8	562,5
Мікрохвильова піч	650	0,3	162,5
Праска	2200	0,2	366,7
Ноутбук	95	2,1	197,9
Пилосмок	650	0,3	162,5
Фен	1100	0,5	550,0
Освітлення	50	4,8	241,7
Насос	60	15,0	900,0

Тепер можна порахувати споживання на добу, виконавши додавання всіх споживачів:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{доб,заг}} &= 200 + 4000 + 563,3 + 1200 + 375 + \\
 &+ 562,5 + 162,5 + 366,7 + 197,9 + 162,5 + \\
 &+ 550 + 241,7 + 900 = 9482,1 \text{ Вт} \cdot \text{год/добу}.
 \end{aligned}$$

Проведено розрахунок потужності навантаження, усередненої за годину. Для цього потрібно скласти всі навантаження, розраховані за п'ятихвилинними інтервалами, та поділити на кількість таких часових інтервалів у годині, тобто на 12. Результати розрахунків представлено у табл. 3.3 та на рис. 3.3.

Таблиця 3.4 – Середньогодина споживана потужність на добу

Середньогодинна потужність, Вт	Година	Середньогодинна потужність, Вт	Година
103,3	1	43,3	13
60,0	2	1000,0	14
103,3	3	447,1	15
60,0	4	1295,0	16
81,7	5	176,7	17
644,2	6	131,7	18
1872,5	7	814,7	19
65,0	8	1753,3	20
0,0	9	230,8	21
43,3	10	103,3	22
333,3	11	60,0	23
0,0	12	60,0	24

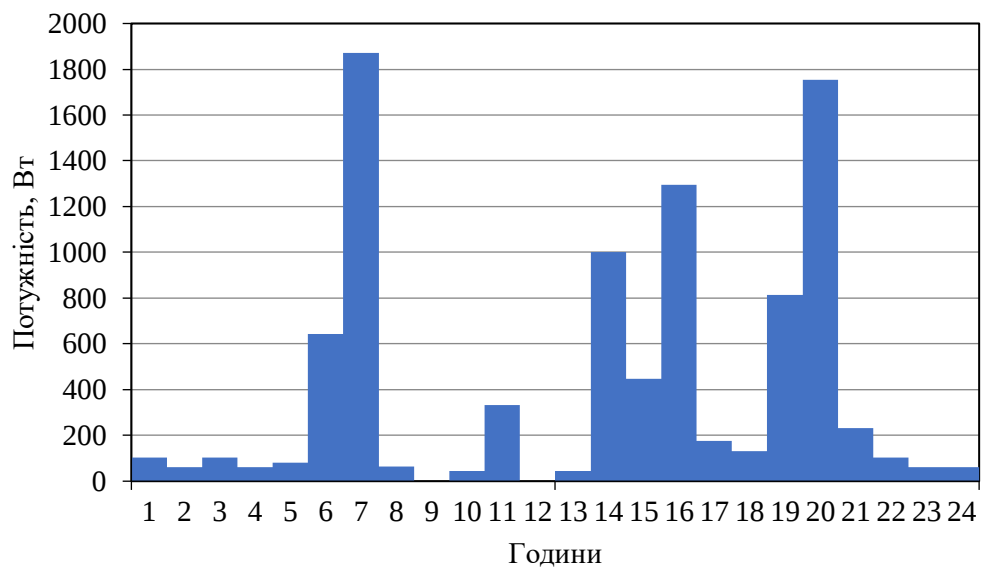


Рисунок 3.3 – Графік навантаження за годинними значеннями потужності

Як видно з рис. 3.3 максимальна споживання потужність, визначена за годинними інтервалами, становить близько 1,9 кВт. Для визначення пікового навантаження необхідно побудувати графік навантаження за п'ятихвилинними інтервалами (рис. 3.4).

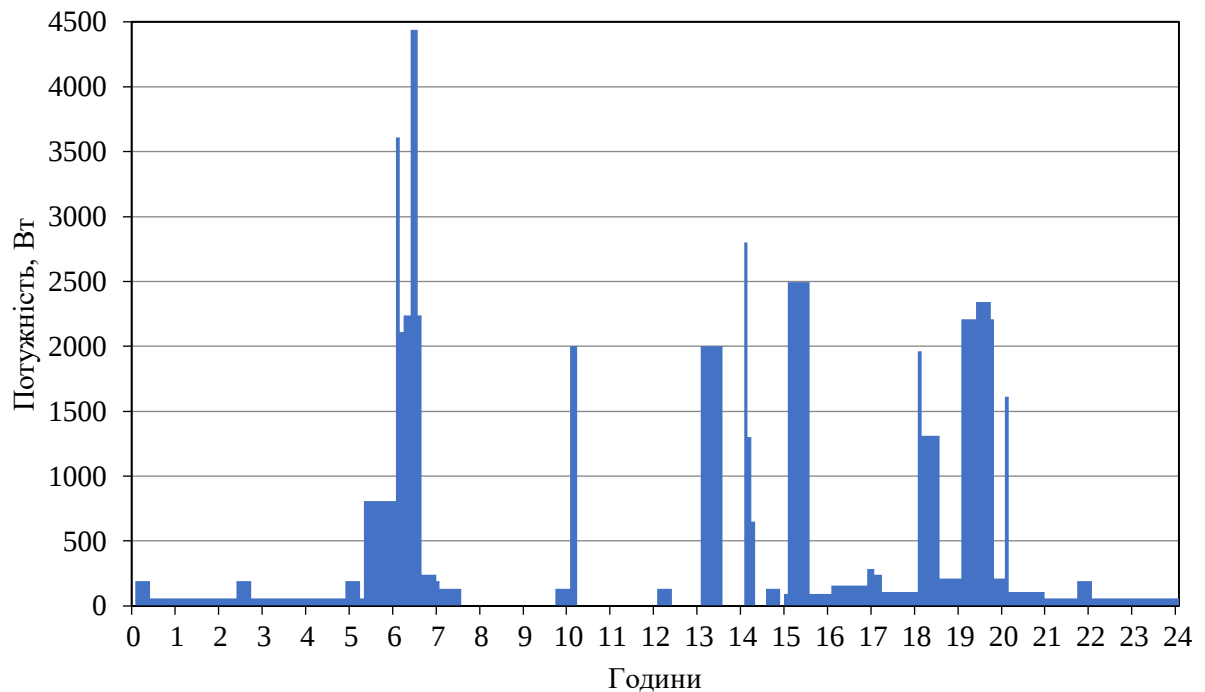


Рисунок 3.4 – Графік навантаження визначений за п'ятихвилинними часовими інтервалами

Як видно з рис. 3.4 потужність інвертора повинна перевищувати значення пікової потужності споживання, яке становить 4,44 кВт.

3.4 Розробка фотоелектричної системи

Необхідна потужність інвертора визначається за формулою (2.8):

$$P_{\text{інв}} = 4440 \cdot 1,25 = 5550 \text{ Вт.}$$

Обрано інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU (рис. Б.1), характеристики якого представлено у табл. Б.1 [30].

Добове споживання електрики постійного струму, Вт·год:

$$P_{DC} = 9482,1 \cdot 1,2 = 11378,52 \text{ Вт} \cdot \text{год.}$$

Попередньо було підібрано до інвертора модель літій залізо фосфатного АКБ Pylontech US5000 (48V, 100Ah, LiFePO₄) (рис. Б.2), характеристики якого представлено у табл. Б.2 [31].

Необхідна ємність АКБ з напругою 48 В для покриття добового навантаження об'єкту складає:

$$Q = \frac{11378,52}{48} = 237,053 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

Для покращення умов експлуатації та продовження терміну служби, глибину розряду акумуляторної батареї приймаємо 80%, тоді $\gamma = 0,8$:

$$Q_{\text{акб,вст}} = \frac{237,053}{0,8} = 296,316 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

Тобто для покриття добового навантаження достатня встановлена ємність 300 А·год у разі використання літій залізо фосфатних акумуляторних батарей. Оскільки акумулятори будуть в опалюваному приміщенні, тому температурний коефіцієнт дорівнює 1. Струм заряду одного акумулятора становить від 20 до 80 % ємності, тобто від 20 А до 80 А, беремо значення 40 А, тепер визначимо кількість АКБ, які можна паралельно підключити до інвертора:

$$N_{\text{пар}} = \frac{135}{40} = 3 \text{ шт.}$$

Тобто на вхід інвертора можна підключити паралельно 3 АКБ. Оскільки світло на об'єкті було відключено не більше ніж добу, то буде достатньо три АКБ по 100 А·год, тоді максимальний зарядний струм на АКБ від інвертора складає:

$$I_{\text{зар}} = \frac{135}{3} = 45 \text{ А},$$

що є допустимим для обраного типу акумуляторних батарей. Доступна до використання ємність при заданій глибині розряду 80% складає:

$$C_{\text{дос}} = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

Енергоємність блоку АКБ у Вт·год буде:

$$E = 48 \cdot 1 \cdot 300 = 14400 \text{ Вт} \cdot \text{год.}$$

Підібрано фотоелектричний модуль Risen RSM40-8-415M TITAN S, 420 Вт (рис. Б.3), характеристики якого представлено у табл. Б.3 [32].

Максимальний струм, який може генерувати один модуль, можна розрахувати як струм короткого замикання при максимально можливому розігріві модулю:

$$I_{SC(Tr)} = 12,59 \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{0,04}{100} \right] = 12,82 \text{ А.}$$

Максимальна кількість груп фотоелектричних модулів, що можна паралельно приєднати на вхід МРР трекера інвертора визначається за формулою:

$$n_{str}^{max} = \frac{20}{12,82} = 1,56.$$

Тобто, при округленні вниз отримуємо, що на вхід кожного МРР трекера можна підключити одну групу послідовно з'єднаних фотоелектричних модулів.

Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(Tr)} = 42,49 \cdot \left[1 + (-25 - 25) \cdot \frac{-0,25}{100} \right] = 47,80 \text{ В.}$$

Ґрунтуючись на цьому значенні, можна підрахувати кількість послідовно з'єднаних в групу модулів:

$$N_{max} = \frac{500}{47,80} = 10,46.$$

При округленні вниз отримуємо, що максимальна довжина групи послідовно з'єднаних модулів становить 10 штук.

Значення мінімальної напруги модуля розраховується за формулою:

$$U_{OC(Tmax)} = 42,49 \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{-0,25}{100} \right] = 37,91 \text{ В,}$$

$$N_{min} = \frac{125}{37,91} = 3,315.$$

Мінімальна кількість послідовно з'єднаних у групу модулів, необхідних для запуску інвертора, становить 4 штуки.

Визначимо мінімальну кількість модулів, необхідних для запуску MPP трекера інвертора:

$$U_{MPP(Tmax)} = 35,38 \cdot \left[1 + (70 - 25) \cdot \frac{-0,25}{100} \right] = 31,4 \text{ В,}$$

$$N_{min} = \frac{150}{31,4} = 4,78.$$

Отримане значення округлюємо вгору, тоді мінімальна довжина групи

послідовно з'єднаних модулів 5 штук. Отже в групі модулів повинно бути від 5 одиниць до 10.

Розраховуємо кількість модулів згідно рекомендованому діапазону потужностей на вході інвертора:

$$\begin{aligned} 6000 \cdot \frac{0,8}{420} &\leq N_{sum\ gen} \leq 7800 \cdot \frac{1,2}{420}, \\ 11,4 &\leq N_{sum\ gen} \leq 18,6, \\ 12 &\leq N_{sum\ gen} \leq 18. \end{aligned}$$

Тобто, визначений за потужністю інвертора, масив модулів може складатися максимум з 18 одиниць. Беремо 18 модулів, тобто на вхід кожного МРР трекара підключаємо по одній групі з 9 послідовно з'єднаних модулів. При цьому напруга групи:

$$U_{PDC} = 47,8 \cdot 9 = 430,2 \text{ В}$$

не перевищує максимальну напругу на вході інвертора, а потужність масиву фотоелектричних модулів:

$$P_{array} = 18 \cdot 420 = 7560 \text{ Вт}$$

не перевищує максимально можливу 7800 Вт.

Площа масиву фотоелектричних модулів:

$$S_{array} = 1,754 \cdot 1,096 \cdot 18 = 34,603 \text{ м}^2.$$

Розміри покрівлі: довжина 9,72 м, ширина 5,3 м. Розміри модулів: довжина 1,754 м, ширина 1,096 м. Розміщуємо модулі в 2 ряди по 9 штук в книжковій орієнтації.

Підбір кабельної продукції та систем захисту гібридної фотоелектричної системи (рис. 3.5) проводився згідно методики п. 2.3 та рекомендацій виробників інвертора [30].

Для підключення фотоелектричних модулів використовується сонячний кабель перерізом 4 мм^2 , на лінії встановлюється автоматичний вимикач постійного струму на 20 А та напругу 500 В. Підібрані компоненти показані в табл. Б.4 [33, 34].

Для підключення до інвертора акумуляторної батареї використовується кабель перерізом 35 мм^2 , на лінії встановлюється автоматичний вимикач постійного струму на 200 А та напругу 60 В [35, 36].

Для підключення до інвертора навантаження, та мережі використовується кабель перерізом 8 мм^2 , на лінії встановлюється автоматичні вимикачі змінного струму на 40 А. Підібрані компоненти показані в табл. Б.4 [37, 38, 39].

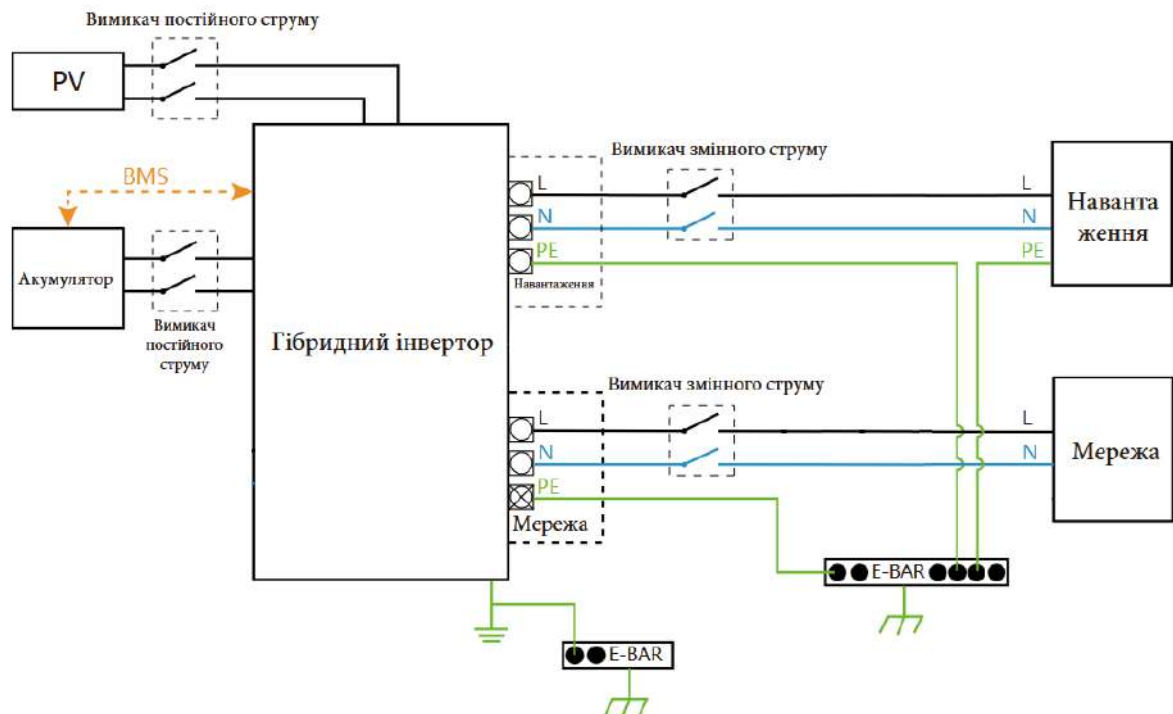


Рисунок 3.5 – Схема підключення гібридного інвертора

3.5 Розрахунок генерації енергії системою електрозабезпечення

За методикою п. 2.4 визначено генерацію електроенергії фотоелектричною системою (табл. 3.4, рис. 3.6).

Таблиця 3.5 – Споживання та генерація електроенергії

Місяць	Генерація			Споживання	Покриття навантаження	Продаж в мережу
	модулем	масивом	ФЕС			
	кВт·год /добу		кВт·год/міс			
1	0,4	7,7	229,9	293,9	229,9	0,0
2	20,6	11,6	312,1	265,5	265,5	46,6
3	0,9	16,3	486,4	293,9	293,9	192,4
4	1,0	18,3	530,4	284,5	284,5	246,0
5	1,1	20,0	599,4	293,9	293,9	305,4
6	1,1	20,1	581,1	284,5	284,5	296,7
7	1,1	19,5	583,7	293,9	293,9	289,8
8	1,1	19,6	584,9	293,9	293,9	291,0
9	0,9	17,1	493,6	284,5	284,5	209,2
10	0,8	13,6	406,4	293,9	293,9	112,5
11	0,4	7,1	206,2	284,5	206,2	0,0
12	0,3	5,9	175,6	293,9	175,6	0,0
Сума			5189,9	3461,0	3200,3	1989,5

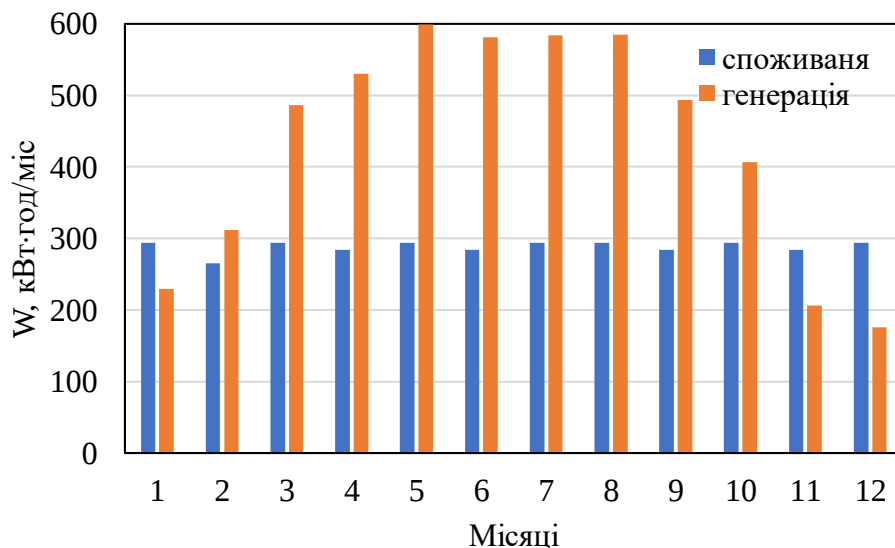


Рисунок 3.6 – Порівняння споживання та генерації електричної енергії

Розроблено систему встановленою потужністю 6 кВт на основі 18

монокристалічних фотоелектричних модулів (по 420 Вт), гібридного інвертора та трьох акумуляторних батарей загальною ємністю 14,4 кВт·год, що забезпечує резервне живлення об'єкта протягом 1 доби. З табл. 3.5 видно, що система покриває 92,5% річних потреб об'єкта за рахунок перетворення енергії сонця (генерація – 5189,85 кВт·год/рік, власне споживання – 3200,34 кВт·год/рік), а надлишок енергії (1989,51 кВт·год/рік) може бути реалізований у мережу за «зеленим» тарифом.

3.6 Висновки до дослідницької частини

Проведено розробку гібридної фотоелектричної системи для енергозабезпечення приватного будинку в м. Андрушівка Житомирської області.

Розраховано добове 9,5 кВт·год та річне 3,5 МВт·год електроспоживання будинку. На основі аналізу графіку навантажень визначено пікову потужність 4,4 кВт.

Проведено розрахунок надходження сонячної радіації на поверхню південно-західного скату покрівлі, де планується розміщення масиву фотоелектричних модулів. Сумарна річна інсоляція становить 1294,9 кВт·год/м², що підтверджує доцільність використання фотоелектричної системи в даному регіоні.

На основі отриманих даних підібрано основне обладнання системи енергозабезпечення та визначено схеми підключення:

- гібридний інвертор SUN-6K-SG03LP1-EU номінальною потужністю 6000 Вт;
- 18 монокристалічних модулів Risen RSM40-8-415M 420 Вт загальною потужністю 7560 Вт, об'єднаних у дві групи по 9 послідовно з'єднаних панелей, підключених на два MPP трекеери;
- три літій залізо фосфатні акумулятори Pylontech US5000 (48 В, 100 А·год), що паралельно підключено на вхід інвертора для

забезпечення встановленої ємності 300 А·год та резервного живлення споживачів протягом доби при глибині розряду 80%.

Проведено підбір кабельної продукції та захисного обладнання. Запропонована схема підключення забезпечує безпечну експлуатацію системи в умовах реальних відключень електромережі.

Розрахунок річної генерації показав, що запропонована фотоелектрична система виробляє близько 5,2 МВт·год/рік, з яких 3,2 МВт·год покривають власне споживання, а 2 МВт·год можуть бути реалізовані в мережу за «зеленим» тарифом. Рівень покриття навантаження за рахунок власної генерації становить 92,5%.

Таким чином, результати дослідницької частини підтверджують технічну та енергетичну ефективність впровадження гібридної фотоелектричної системи для енергозабезпечення приватного будинку в кліматичних умовах Житомирської області.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Аналіз умов праці при експлуатації фотоелектричної системи

Експлуатація фотоелектричних систем у приватному секторі супроводжується впливом комплексу факторів виробничого середовища, які можуть становити потенційну небезпеку для людини. У випадку впровадження гібридної фотоелектричної системи в умовах м. Андрушівка Житомирської області необхідно здійснити системний аналіз умов праці з метою виявлення небезпечних і шкідливих факторів та оцінки їх впливу на безпеку експлуатації системи [1, 8, 7].

Особливістю досліджуваного об'єкта є розміщення фотоелектричних модулів на покрівлі будинку, що передбачає виконання робіт на висоті. Це створює додаткові ризики травматизму, пов'язані з можливістю падіння, особливо за несприятливих погодних умов, таких як дощ, сніг або вітер. Крім того, експлуатація системи пов'язана з використанням електрообладнання, що функціонує під напругою, що створює ризик ураження електричним струмом [8, 6].

Важливим чинником є вплив кліматичних умов. Підвищена температура у літній період може призводити до перегрівання обладнання та зниження працездатності персоналу, тоді як у зимовий період наявність льоду та снігу ускладнює доступ до покрівлі і підвищує ризик падіння [3, 7].

З метою систематизації умов праці доцільно узагальнити основні характеристики робочого середовища (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Характеристика умов праці при експлуатації фотоелектричної системи

Показник	Характеристика
Тип об'єкта	Приватний житловий будинок
Місце виконання робіт	Покрівля будівлі, технічні приміщення

Продовження таблиці 4.1

Характер робіт	Монтаж, технічне обслуговування
Висота виконання робіт	3–5 м
Наявність електрообладнання	Фотоелектричні модулі, інвертор, АКБ
Кліматичні умови	Змінні (температура, опади, вітер)
Режим роботи	Періодичний
Рівень автоматизації	Високий

Аналіз табл. 4.1 свідчить, що умови праці характеризуються наявністю факторів підвищеної небезпеки, зокрема роботою на висоті та взаємодією з електричним обладнанням. Водночас високий рівень автоматизації системи дозволяє зменшити безпосередній контакт людини з небезпечними елементами, що позитивно впливає на рівень безпеки [1, 8, 7].

Для більш детального аналізу необхідно визначити основні небезпечні та шкідливі фактори, що виникають під час експлуатації фотоелектричної системи. Основні небезпечні та шкідливі фактори представлені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Небезпечні та шкідливі фактори при експлуатації фотоелектричних систем

Фактор	Характер впливу	Джерело виникнення	Можливі наслідки
Електричний струм	Небезпечний	Інвертор, кабелі	Ураження струмом
Робота на висоті	Небезпечний	Покрівля будинку	Падіння, травми
Висока температура	Шкідливий	Сонячне випромінювання	Перегрів
Низька температура	Шкідливий	Зимові умови	Обмороження
Опади	Небезпечний	Дощ, сніг	Ковзання
Вітер	Небезпечний	Атмосферні умови	Втрата рівноваги
Запиленість	Шкідливий	Навколишнє середовище	Зниження ефективності
Механічні фактори	Небезпечний	Монтажні роботи	Травми

Як видно з табл. 4.2, найбільш небезпечними є електричні та механічні

фактори, а також роботи на висоті. Вони можуть призводити до серйозних травм і потребують особливої уваги при організації безпечних умов праці. Кліматичні фактори мають переважно шкідливий характер, однак у поєднанні з іншими факторами можуть підвищувати загальний рівень небезпеки [8, 6, 3, 7].

Для того щоб оцінити рівень небезпеки, доцільно визначити ризик кожного фактора та занести до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Оцінка рівня ризику небезпечних факторів

Фактор	Ймовірність	Тяжкість наслідків	Рівень ризику
Електричний струм	Середня	Висока	Високий
Робота на висоті	Середня	Висока	Високий
Температурні фактори	Висока	Середня	Середній
Опади	Середня	Середня	Середній
Вітер	Низька	Середня	Низький
Запиленість	Висока	Низька	Низький
Механічні фактори	Середня	Середня	Середній

Проведена оцінка ризиків показує, що найбільш критичними є фактори, пов'язані з електробезпекою та виконанням робіт на висоті. Саме вони потребують першочергового врахування при розробці заходів з охорони праці. Інші фактори мають менший рівень небезпеки, проте також повинні враховуватися для забезпечення комплексної безпеки експлуатації системи [1, 8, 7].

У цілому умови праці при експлуатації фотоелектричної системи можна оцінити як відносно безпечні за умови дотримання нормативних вимог. Високий рівень автоматизації та правильне проєктування системи дозволяють мінімізувати ризики, однак виконання монтажних і обслуговуючих робіт потребує суворого дотримання правил безпеки [8, 7].

Важливим елементом оцінки умов праці є визначення ступеня відповідності фактичних умов експлуатації фотоелектричної системи встановленим нормативним вимогам щодо безпеки праці. У контексті досліджуваного об'єкта більшість факторів можуть бути приведені до допустимого рівня за рахунок правильного проєктування системи та дотримання правил експлуатації [7, 6].

Зокрема, електробезпека забезпечується шляхом застосування сучасних технічних рішень, таких як автоматичні вимикачі, системи захисного відключення та заземлення. Водночас безпека при роботі на висоті залежить від організації робочого процесу та використання відповідних засобів захисту. Кліматичні фактори, хоча і не можуть бути повністю усунені, можуть бути враховані при плануванні робіт і виборі часу їх виконання [3, 7].

Для узагальнення оцінки умов праці можна навести порівняльну характеристику у вигляді табл. 4.4 рівня відповідності основних факторів нормативним вимогам.

Таблиця 4.4 – Оцінка відповідності умов праці нормативним вимогам

Фактор	Фактичний стан	Нормативна вимога	Рівень відповідності
Електробезпека	Наявність захисту	Обов'язкове заземлення та ПЗВ	Високий
Робота на висоті	Виконується періодично	Використання страхувальних засобів	Середній
Температурні умови	Змінні	Допустимі при дотриманні режиму	Середній
Опади	Періодичні	Заборона робіт при опадах	Високий
Вітер	Помірний	Обмеження при сильному вітрі	Високий
Запиленість	Незначна	Періодичне очищення	Високий
Технічний стан обладнання	Стабільний	Регулярний контроль	Високий

Аналіз табл. 4.4 показує, що більшість факторів відповідають нормативним вимогам або можуть бути приведені до них за умови дотримання правил експлуатації. Найбільш критичним залишається фактор роботи на

висоті, який потребує особливої уваги при організації робіт, оскільки пов'язаний із підвищеним ризиком травматизму [1, 8, 3, 7].

Загалом результати оцінки свідчать про те, що умови праці при експлуатації фотоелектричної системи є контрольованими та можуть бути приведені до безпечного рівня за рахунок впровадження відповідних організаційних і технічних заходів. Це створює передумови для ефективного та безпечного використання системи в умовах приватного домогосподарства [1, 7].

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок, що за умов дотримання вимог охорони праці експлуатація фотоелектричної системи не створює критичних ризиків і може здійснюватися на належному рівні безпеки, що є важливою умовою її впровадження та подальшого використання [8, 7].

4.2 Заходи з охорони праці та техніки безпеки при монтажі та експлуатації системи

Забезпечення безпечних умов праці при монтажі та експлуатації фотоелектричних систем є одним із ключових елементів ефективного функціонування енергетичних установок у приватному секторі. Враховуючи результати аналізу умов праці, проведеного у підрозділі 4.1, необхідно розробити комплекс організаційних, технічних та індивідуальних заходів, спрямованих на мінімізацію впливу небезпечних і шкідливих факторів [1, 8, 7].

Особливу увагу слід приділити роботам, пов'язаним із монтажем фотоелектричних модулів на покрівлі будинку, а також обслуговуванню електрообладнання, що працює під напругою. У цьому контексті система охорони праці повинна базуватися на принципах попередження небезпеки, зниження ризиків та забезпечення контролю за виконанням вимог безпеки [8, 6].

З метою систематизації заходів треба розподілити їх за основними

групами: організаційні, технічні та індивідуальні. Результати систематизації заходів занесено в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Основні заходи з охорони праці при експлуатації фотоелектричних систем

Група заходів	Заходи	Характер впливу
Організаційні	Проведення інструктажів, допуск до робіт	Запобігання помилкам персоналу
Технічні	Заземлення, автоматичний захист	Зниження електричних ризиків
Індивідуальні	Засоби захисту (каска, рукавички)	Захист працівника
Контрольні	Перевірка обладнання	Запобігання аваріям

Розглянувши табл. 4.5 бачимо, що найбільш ефективним є комплексний підхід до забезпечення безпеки, який передбачає одночасне застосування всіх груп заходів. Особливо важливу роль відіграють технічні заходи, оскільки вони дозволяють автоматично знижувати рівень небезпеки без постійного втручання людини [1, 8, 7].

Організаційні заходи є основою системи охорони праці, оскільки саме вони визначають порядок виконання робіт і рівень підготовки персоналу. До них належить проведення первинного, повторного та позапланового інструктажу, а також контроль за дотриманням правил безпеки під час виконання робіт. Працівники повинні бути ознайомлені з особливостями роботи фотоелектричної системи, потенційними ризиками та способами їх уникнення [1, 6].

Особливе значення мають технічні заходи безпеки, спрямовані на запобігання ураженню електричним струмом. До них належать заземлення обладнання, використання автоматичних вимикачів, пристроїв захисного відключення (ПЗВ), а також якісна ізоляція кабельних мереж. Важливою умовою є правильне підключення інвертора та акумуляторних батарей

відповідно до технічних вимог [8, 7]. Вище зазначені заходи представлені у вигляді таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Заходи електробезпеки при експлуатації фотоелектричної системи

Захід	Призначення	Результат
Заземлення	Відведення струму	Захист від ураження
Автоматичні вимикачі	Відключення при перевантаженні	Запобігання аварії
ПЗВ	Захист від витоку струму	Підвищення безпеки
Ізоляція кабелів	Захист від контакту	Зниження ризику
Контроль стану мережі	Виявлення несправностей	Попередження аварій

Як видно з табл. 4.6, найбільш ефективними є заходи, спрямовані на автоматичне відключення системи у разі виникнення аварійної ситуації. Це дозволяє мінімізувати вплив людського фактора та підвищити загальний рівень безпеки [8, 7, 6].

Окрему увагу необхідно приділити безпеці при виконанні робіт на висоті. У процесі монтажу та обслуговування фотоелектричних модулів існує ризик падіння з покрівлі, що потребує застосування спеціальних засобів захисту. До них належать страхувальні пояси, неслизьке взуття та тимчасові огороження робочої зони. Виконання робіт повинно здійснюватися лише за сприятливих погодних умов [3, 7].

Індивідуальні засоби захисту є важливим елементом системи охорони праці, оскільки вони забезпечують безпосередній захист працівника від небезпечних факторів. Їх використання є обов'язковим при виконанні будь-яких робіт, пов'язаних із монтажем або обслуговуванням фотоелектричної системи. Індивідуальні засоби захисту та їх експлуатація наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Індивідуальні засоби захисту при роботі з фотоелектричними системами

Засіб захисту	Призначення	Сфера використання
Каска	Захист голови	Робота на висоті
Діелектричні рукавички	Захист від струму	Робота з електрообладнанням
Страхувальний пояс	Запобігання падінню	Монтаж на покрівлі
Спецвзуття	Захист від ковзання	Робота на даху
Захисні окуляри	Захист очей	Монтажні роботи

Аналіз табл. 4.7 показує, що використання індивідуальних засобів захисту є обов’язковою умовою безпечного виконання робіт. Вони дозволяють значно знизити ризик травматизму, особливо при роботі в складних умовах, таких як висота або несприятлива погода [1,3, 7].

Важливим елементом системи охорони праці є також забезпечення пожежної безпеки. Фотоелектричні системи можуть становити потенційну пожежну небезпеку у разі короткого замикання або перегріву обладнання. Для запобігання цьому необхідно використовувати якісні матеріали, дотримуватися правил монтажу та регулярно проводити технічне обслуговування системи [8, 6].

У цілому система заходів з охорони праці повинна бути комплексною та спрямованою на попередження небезпеки на всіх етапах експлуатації фотоелектричної системи. Реалізація запропонованих заходів дозволяє значно знизити рівень ризику, забезпечити безпечні умови праці та підвищити ефективність функціонування системи в цілому [1, 7].

У результаті проведеного аналізу встановлено, що забезпечення безпечних умов праці при монтажі та експлуатації фотоелектричних систем можливе лише за умови комплексного застосування організаційних, технічних та індивідуальних заходів. Найбільш ефективними є технічні рішення, зокрема використання систем захисного відключення, заземлення та автоматичних вимикачів, які дозволяють своєчасно реагувати на аварійні ситуації та

мінімізувати вплив людського фактора [8, 7].

Доведено, що дотримання правил електробезпеки та застосування індивідуальних засобів захисту є обов'язковими умовами безпечного виконання робіт, особливо при взаємодії з електрообладнанням і виконанні робіт на висоті. Водночас організаційні заходи, такі як інструктажі та контроль за дотриманням вимог безпеки, забезпечують належний рівень підготовки персоналу та знижують ймовірність виникнення нещасних випадків [1, 6].

Реалізація запропонованих заходів дозволяє значно знизити рівень виробничих ризиків, забезпечити безпечні умови праці та підвищити надійність функціонування фотоелектричної системи в умовах приватного домогосподарства [1, 7].

4.3 Висновки до розділу з охорони праці

У результаті проведеного аналізу умов праці при експлуатації фотоелектричної системи встановлено, що основними джерелами небезпеки є електричний струм, виконання робіт на висоті та вплив кліматичних факторів. Зазначені фактори мають різний характер впливу, однак у сукупності формують підвищений рівень ризику під час монтажу та технічного обслуговування системи, особливо в умовах змінного зовнішнього середовища [1, 8, 7].

Дослідження показало, що умови праці при експлуатації фотоелектричної системи у приватному житловому будинку можна охарактеризувати як відносно безпечні за умови дотримання встановлених нормативних вимог. Високий рівень автоматизації системи дозволяє мінімізувати участь людини в процесах керування та знизити ймовірність виникнення аварійних ситуацій, що позитивно впливає на загальний рівень безпеки [8, 6].

У межах підрозділу було обґрунтовано необхідність застосування комплексу заходів з охорони праці, які включають організаційні, технічні та

індивідуальні рішення. Встановлено, що найбільш ефективними є технічні заходи, зокрема заземлення, використання автоматичних вимикачів та пристроїв захисного відключення, оскільки вони забезпечують автоматичне реагування на аварійні ситуації та знижують залежність від людського фактора [7, 6].

Особливу увагу приділено заходам безпеки при виконанні робіт на висоті, які передбачають використання страхувальних засобів, дотримання вимог до організації робочого місця та виконання робіт лише за сприятливих погодних умов. Встановлено, що недотримання цих вимог може призвести до значного підвищення рівня травматизму [3, 7].

Важливим елементом забезпечення безпеки є використання індивідуальних засобів захисту, які дозволяють мінімізувати вплив небезпечних факторів безпосередньо на працівника. Їх застосування є обов'язковою умовою виконання монтажних і обслуговуючих робіт [1, 3].

Реалізація запропонованих заходів з охорони праці дозволяє забезпечити безпечні умови експлуатації фотоелектричної системи, знизити рівень виробничих ризиків та підвищити надійність функціонування енергетичної установки. Комплексний підхід до організації безпеки є необхідною умовою ефективного впровадження сучасних енергетичних технологій у приватному секторі [1, 7].

ВИСНОВКИ

Проведено розробку гібридної фотоелектричної системи для енергозабезпечення приватного будинку в м. Андрушівка Житомирської області.

Розраховано добове 9,5 кВт·год та річне 3,5 МВт·год електроспоживання будинку. На основі аналізу графіку навантажень визначено пікову потужність 4,4 кВт.

Проведено розрахунок надходження сонячної радіації на поверхню південно-західного скату покрівлі, де планується розміщення масиву фотоелектричних модулів. Сумарна річна інсоляція становить 1294,9 кВт·год/м², що підтверджує доцільність використання фотоелектричної системи в даному регіоні.

На основі отриманих даних підібрано основне обладнання системи енергозабезпечення та визначено схеми підключення:

- гібридний інвертор SUN-6K-SG03LP1-EU номінальною потужністю 6000 Вт;
- 18 монокристалічних модулів Risen RSM40-8-415M 420 Вт загальною потужністю 7560 Вт, об'єднаних у дві групи по 9 послідовно з'єднаних панелей, підключених на два MPP трекари;
- три літій залізо фосфатні акумулятори Pylontech US5000 (48 В, 100 А·год), що паралельно підключено на вхід інвертора для забезпечення встановленої ємності 300 А·год та резервного живлення споживачів протягом доби при глибині розряду 80%.

Проведено підбір кабельної продукції та захисного обладнання. Запропонована схема підключення забезпечує безпечну експлуатацію системи.

Розрахунок річної генерації показав, що запропонована фотоелектрична система виробляє близько 5,2 МВт·год/рік, з яких 3,2 МВт·год покривають власне споживання, а 2 МВт·год можуть бути реалізовані в мережу за

«зеленим» тарифом. Рівень покриття навантаження за рахунок власної генерації становить 92,5%.

Проведено аналіз небезпечних факторів при експлуатації ФЕС (ураження струмом, робота на висоті). Розроблено комплекс заходів з електробезпеки (заземлення, ПЗВ, автоматичні вимикачі) та захисту від механічних ризиків (страхувальні пояси, спецвзуття, проведення інструктажів). Встановлено, що при дотриманні нормативних вимог умови праці є контрольованими та безпечними.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювані джерела енергії: монографія / за заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. – 492 с.
2. Денисюк С.П. Енергетичні системи та відновлювана енергетика / С.П. Денисюк. – Київ: НТУУ «КПІ», 2018. – 312 с.
3. Бойко О.В. Сонячна енергетика: теорія і практика / О.В. Бойко. – Харків : ХНУМГ, 2019. – 256 с.
4. European Commission. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis> (дата звернення: 22.04.2026). – Назва з екрану.
5. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / С.О. Кудря. – Київ : НТУУ «КПІ», 2012. – 495 с.
6. Kalogirou S. Solar Energy Engineering: Processes and Systems / S. Kalogirou. 2nd ed. – London: Academic Press, 2014. – 756 p.
7. Альтернативні джерела енергії та технології їх використання /В.В.Клименко [та ін.], за ред, д.т.н., проф. В.В. Клименка. – Кропивницький, 2023. – 272 с.
8. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. – 392 с.
9. Messenger R. Photovoltaic Systems Engineering / R. Messenger, J. Ventre 3rd ed. – Boca Raton : CRC Press, 2010. – 512 p.
10. Masters G.M. Renewable and Efficient Electric Power Systems / G.M. Masters. 2nd ed. – Hoboken : Wiley, 2013. – 700 p.
11. World Bank. Global Solar Atlas. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://globalsolaratlas.info> (дата звернення: 22.04.2026). – Назва з екрану.
12. International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Statistics 2023. – Abu Dhabi : IRENA, 2023. – 440 p.
13. SolarPower Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2023–2027

[Електронний ресурс] / Brussels, 2023. – Режим доступу: <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2023-2027/detail> (дата звернення: 22.04.2026). – Назва з екрану.

14. Мельник Л.Г. Екологічна економіка: підручник / Л.Г. Мельник. – Суми : Університетська книга, 2016. – 367 с.

15. Стогній Б.С. Електроенергетика України: сучасний стан та перспективи розвитку / Б.С. Стогній – Київ: Наук. думка, 2017. – 284 с.

16. Комплексне використання відновлюваних джерел енергії: Курс лекцій: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: М.П. Кузнєцов, О.А. Мельник. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 304 с.

17. Victron Energy. Off-grid and Hybrid Systems Guide. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.victronenergy.com> (дата звернення: 23.04.2026). – Назва з екрану.

18. Відновлювальні джерела енергії: шлях до чистої енергетики. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.eurofest.org.ua/vidnovlyuvalni-dzherela-energiyi-shlyah-do-chystoyi-energetyky/> (дата звернення: 23.04.2026). – Назва з екрану.

19. Герасімов Є.Г. Використання відновлювальних джерел енергії / Є.Г. Герасімов, Г.Г. Герасимов. – Рівне, 2023. – 467 с.

20. Як розрахувати енергоспоживання у вашому будинку. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://triniti-sb.com.ua/ru/blog/jak-rozrahuvati-energospozhivannja-u-vashomu-domi/> (дата звернення 26.04.2026). – Назва з екрану.

21. Методичний посібник для дипломного проектування «Розрахунок системи автономного енергопостачання з використанням фотоелектричних перетворювачів» для студентів спеціальностей 6.090504 «Нетрадиційні джерела енергії», 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» /упорядники: Бекіров Е.А., Воскресенська С.Н., Хіміч А.П. – Сімферополь: НАПКС, 2010 р. – 83 с.

22. Методичні вказівки для курсового проектування з дисципліни "Сонячна енергетика" на тему: "Розрахунок системи автономного енергопостачання з використанням фотоелектричних перетворювачів" / Упорядн.: А.М. Гребенюк, О.О. Суворкін. – Дніпропетровськ: Державний ВНЗ “Національний гірничий університет”, 2016. – 16 с.

23. Як правильно підібрати кабелі, автомати й захист для СЕС [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://insolenergy.com.ua/ru/news/yak-pravilno-pidibrati-kabeli-avtomati-j-zahist-dlya-ses>. (дата звернення: 05.05.2026). – Назва з екрану.

24. Комплект для захисту СЕС: навіщо потрібний і що до нього входить? [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://220.km.ua/ru/blog/poradi/komplekt-dlya-zahistu-ses-navischo-potriben-i-scho-do-nogo-vhodit>. (дата звернення 10.05.2026). – Назва з екрану.

25. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне.. – Міненерговугілля України. - Х. Форт, 2017. - 760 с.

26. Duffie J.A. Solar Engineering of Thermal Processes / J.A. Duffie, W.A. Beckman. – Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2013. – 910 p.

27. Розрахунок інвертора для сонячних батарей [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://solarsoul.net/raschet-invertora-dlya-solnechnyx-batarej> (дата звернення: 11.05.2026). – Назва з екрану.

28. Курак В.В. Оцінка вироблення енергії фасадними фотоелектричними системами в кліматичних умовах м. Херсон / В.В. Курак, О.В. Андропова, І.Ф. Погребняк // Вісник ХНТУ. – 2024. – №4(91). – С. 85-90. <https://doi.org/10.35546/kntu2078-4481.2024.4.10>.

29. NASA POWER Data Access Viewer (DAV) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата звернення 14.05.2026). – Назва з екрану.

30. Гібридний інвертор SUN-3.6K-SG03LP1-EU, SUN-5K-SG03LP1-EU, SUN-6K-SG03LP1-EU Посібник користувача [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://e-energy.in.ua/files/f_1736194240_deye-sun-sg03lp1-eu

manual.pdf (дата звернення 30.04.2026). – Назва з екрану.

31. Акумулятор Pylontech US5000 LiFePO₄ 48В 100Аг 4,8 кВт·год - PYLUS5000TE [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://total-energo.com.ua/ru/akumulator-pylontech-us5000-lifepo4-48v-100ah-48-kvthod-pylus5000te/> (дата звернення 21.05.2026). – Назва з екрану.

32. Panel fotowoltaiczny RISEN RSM40-8-415M HALF CUT BF. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://sklepsoltech.pl/pl/p/Panel-fotowoltaiczny-RISEN-RSM40-8-415M-HALF-CUT-BF-/2468> (дата звернення 28.05.2026). – Назва з екрану.

33. Кабель PV1-F 4 мм² чорний для сонячних панелей [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://voron.ua/uk/catalog/052955> (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

34. Автоматичний вимикач постійного струму Schneider Electric Acti9 2P C60H-DC 20A 500В (A9N61532) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://rozetka.com.ua/ua/schneider-electric-a9n61532/p483970019/> (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

35. Кабель для підключення акумулятора та інвертора 35мм², 100см, червоний [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://antpower.com.ua/sylovi-kabeli-dlia-akumulatora-ta-invertora-35mm-dovzhyna-100-sm-nakonechnyky-m6-m8-m10-chervonyi/> (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

36. DC12V 24V 48V 60V 110V Circuit Breaker 100A 200A 300A 400A 600A Battery Protector B-type MCCB PV Car Power Short Circuit Cut Off [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.aliexpress.com/item/1005004132644593.html?src=google&src=google&albch=shopping&acnt=752-015-9270&isdl=y&slnk=&plac=&mtctp=&albbt=Google_7_shopping&aff_platform=google&aff_short_key=UneMJZVf&albagn=888888&ds_e_adid=&ds_e_matchtype=&ds_e_device=c&ds_e_network=x&ds_e_product_group_id=&ds_e_product_id=pl1005004132644593&ds_e_product_merchant_id=561131313&ds_e_product_c

ountry=PL&ds_e_product_language=pl&ds_e_product_channel=online&ds_e_product_store_id=&ds_url_v=2&albcpl=23139659935&albag=&isSmbAutoCall=false&needSmbHouyi=false#nav-specification (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

37. Кабель Kablex Ukraine ВВГ пнг 3 х 8,0 мм² 20 м.п. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://rozetka.com.ua/ua/495265674/p495265674/> (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

38. Автоматичний вимикач Hager 2P 6kA C-40A 2M MC240A [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://epicentrk.ua/ua/shop/avtomaticheskiy-vyklyuchatel-hager-2p-6ka-c-40a-2m-mc240a.html> (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

39. Schneider Electric R9R22240, 40 А, 0,03 А, 230 В. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.conrad.pl/pl/p/wylacznik-roznicowopradowy-schneider-electric-r9r22240-40-a-0-03-a-230-v-2111907.html?utm_source=google&utm_source=google&utm_medium=organic&utm_medium=cpc&utm_campaign=shopping-free&utm_campaign=PL+-+PMAx+-+NonBrand+-+High+3_&utm_term=2111907&gclid=Cj0KCQjwio_RBhDMARIsAJPveNM-0_Z0TiS0XMYjCUL4VNHjskWpn7JlGLECoNQ-A7vaxx4Q70oSMZ8aArUmEALw_wcB&utm_id=21864643648&gad_source=1&gad_campaignid=21860786093&gclid=Cj0KCQjwio_RBhDMARIsAJPveNM-0_Z0TiS0XMYjCUL4VNHjskWpn7JlGLECoNQ-A7vaxx4Q70oSMZ8aArUmEALw_wcB (дата звернення 29.05.2026). – Назва з екрану.

ДОДАТОК А

Допоміжні дані

Таблиця А.1 – Кут схилення Сонця для типових днів місяців

Місяць	Число	n	$\delta, ^\circ$
Січень	17	17	-20,9
Лютий	16	47	-13,0
Березень	16	75	-2,4
Квітень	15	105	9,4
Травень	15	135	18,8
Червень	11	162	23,1
Липень	17	198	21,2
Серпень	16	228	13,5
Вересень	15	258	2,2
Жовтень	15	288	-9,6
Листопад	14	318	-18,9
Грудень	10	344	-23,0

Таблиця А.2 – Коефіцієнт альbedo для підстилаючих поверхонь

Поверхня	Альbedo (А)	Поверхня	Альbedo (А)
Чистий сніг	0,8...0,9	Гравій	0,18
Цемент	0,55	Асфальт	0,15
Суха трава	0,28...0,32	Пустелі та напівпустелі	0,1...0,25
Трава (липень, серп.)	0,25	Вода ($\alpha_s > 45^\circ$)	0,05
Бетон	0,2...0,3	Вода ($\alpha_s > 30^\circ$)	0,08
Земля	0,17	Вода ($\alpha_s > 20^\circ$)	0,12

Таблиця А.3 – Потужності електроspоживачів

№	Електроspоживач	Встановлена потужність, Вт
1	2	3
1	Мікрохвильова піч	850 – 1500
2	Чайник	1200 – 1500
3	Холодильник	230 – 550
4	Посудомийна машина	2000 – 2500
5	Кавомолка	140 – 220
6	Тостер	800 -1500

Продовження табл. А.3

7	Блендер	220 – 700
8	Кухонний комбайн	500 – 800
9	Кавоварка	150 – 3000
10	Телевізор	17 – 300
11	Комп'ютер	150 – 300
12	Кондиціонер	800 – 2500
13	Пилосос	700 – 2000
14	Фен	1200 – 1800
15	Пральна машина	700 – 2000
16	Праска	800 – 2400
17	Електроплита	1200 – 4000
18	Принтер	100 – 650
19	Копіювальний пристрій	2000 – 5000
20	Факс	130
21	Насос	250-500
22	Музичний центр	100
23	DVD-плеєр	35 – 60
24	Витяжка	100 – 150
25	Вентилятор	10 – 60
26	Електросушарка	400 – 2000
27	Електроковдра	40 – 100
28	Бритва	10 – 15
29	Обігрівач	1500 – 6000
30	Дриль	600 – 1000

Таблиця А.4 – Таблиця вибору перерізу за нагрівом

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Прокладання кабелю					
	Відкрито	В одній трубі:				
		2-х одножилъ.	3-х одножилъ.	4-х одножилъ.	одного двожилъ.	одного трижилъ.
1	2	3	4	5	6	7
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24

Продовження табл. А.4

1	2	3	4	5	6	7
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250

ДОДАТОК Б

Гібридна фотоелектрична система

Таблиця Б.1 – Параметри інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU

Модель		SUN-6K-SG03LP1-EU
Вхід для підключення акумуляторних батарей		
Тип акумулятора		Свинцево-кислотний або літій-іонний
Діапазон напруги акумулятора (В)		40-60
Максимальний зарядний струм (А)		135А
Максимальний розрядний струм (А)		135А
Крива зарядки		3 етапи / вирівнювання
Зовнішній датчик температури		Наявний
Стратегія заряджання літій-іонного акумулятора		Самоадаптація до BMS
Вхід для підключення масиву фотоелектричних модулів		
Максимальна вхідна потужність постійного струму (Вт)		7800 Вт
Вхідна напруга фотоелектричної системи (В)		370В (125В~500В)
Діапазон МРРТ (В)		150~425В
Діапазон постійної напруги при повному навантаженні		300~425В
Пускова напруга (В)		125В
Вихідний фотоелектричний струм (А)		13А+13А
Кількість трекерів МРРТ		2
Вихід змінного струму		
Номінальна потужність (Вт)		6000
Максимальна вихідна потужність (Вт)		6600
Пікова потужність (від мережі)		2 рази від номінальної потужності, 10 с
Номінальний вихідний струм (А)		27.3/26.1 А
Максимальний змінний струм (А)		30/28.7 А
Безперервний прохід змінного струму (А)		40 А
Коефіцієнт потужності		від 0,8 відставання до 0,8 випередження
Вихідна частота та напруга		50/60 Гц; 220/230 (однофазна)
Тип мережі		Однофазна
Загальний коефіцієнт гармонік (THD)		<3% (від номінальної потужності)
Ефективність		
Максимальна ефективність		97.60%
Евро ефективність		97.00%
Ефективність МРРТ		>99%
Захист		
Інтегрований	Система забезпечує захист від перенапруги з входів постійного та змінного струму, від режиму острівців, від зворотної полярності підключення груп модулів, від перевищення вихідного струму, а також виконує контроль опору ізоляції та моніторинг витоку струму	

Продовження таблиця Б.1

Ступінь захисту	IP65
Діапазон робочих температур, °C	-40°~ 60°



Рисунок Б.1 – Інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU



Рисунок Б.2 – Акумулятора Pylontech US5000 (48V, 100Ah)

Таблиця Б.2 – Паспортні дані акумулятора Pylontech US5000

Параметр		Значення
Модуль		US5000
Номінальна напруга DC, В		48
Запас енергії, Вт·год		4800
Корисний запас енергії, Вт·год		4560
Габарити, мм		442×420×161
Вага, кг		39,7
Заряд/ Розряд струм, А	(Рекомендовано)	80
	(Максимальна тривалість)	100

Продовження таблиці Б.2

	(Пік 1)	101~120@15min
	(Пік 2)	121~200@15sec
Порт зв'язку		RS485,CAN
Паралельне підключення, од.		16
Робоча температура при заряді, °C		0-50
Робоча температура при розряді, °C		-10-50
Температура зберігання, °C		-20-60
Струм короткого замикання / тривалість		<2000A/1ms
Ступінь захисту оболонки		IP20
Тип охолодження		Природне
Вологість		5% ~ 95%(RH) No Condensation
Висота (м)		<4000
Розрахунковий термін експлуатації		15+ років (25°C/ 77°F)
Циклічний ресурс		>6000 при 25°C
Сертифікати та стандарти		UL1973/UL9540A IEC62619/IEC63056 /ICE61000-6-2/3 /UN38.3

Таблиця Б.3 – Паспортні дані фотоелектричного модуля Risen RSM40-8-415M TITAN S, 420 Вт

Параметр	Значення
Номінальна потужність, Вт	420
Напруга холостого ходу, В	42,49
Струм короткого замикання, А	12,59
Напруга в точці максимальної потужності, В	35,38
Струм в точці максимальної потужності, А	11,88
ККД, %	21,8
Температурний коефіцієнт напруги холостого ходу, %/C	-0,25
Температурний коефіцієнт струму короткого замикання, %/C	0,04
Температурний коефіцієнт потужності, %/C	-0,34
Розміри, мм	1754×1096×30



Рисунок Б.3 – Фотоелектричний модуль Risen RSM40-8-415M TITAN S, 420 Вт

Таблиця Б.4 – Кабельна продукція та автоматичні вимикачі

Кабель		Автоматичний вимикач	
Підключення ФЕП			
			
PV1-F 4 мм ²		Schneider Electric Acti9 2P C60H-DC 20A 500B	
Тип	монтажний	Серія	Acti9
Марка	PV1-F	Номінальний струм	20 А
Переріз, мм ²	4 мм ²	Кількість полюсів	2
Кількість жил	1	Крива вимикання	C
Кількість шарів ізоляції	2	Номінальна напруга	500 В
Конструкція жили	56 0.3mm	Номінальна вимикальна здатність	20 кА
Робоча температура	-40°C+120°C	Тип монтажу	Din-рейка
Робоча напруга	1.5 kV	Тип напруги	Постійний струм
Діаметр в ізоляції	Ø 5.5 мм	Тип	Модульний
Матеріал провідника	Мідь луджена	Ступінь захисту	IP20
		Тип розчеплювача	Термомагнітний
		Вага	0,256

Продовження таблиці Б.4

Підключення акумулятора																	
 Кабель для підключення акумулятора та інвертора 35мм² <table border="1"> <tr> <td>Матеріал жили</td><td>мідь ПВ-3 (багатожильна)</td></tr> <tr> <td>Перетин</td><td>35мм²</td></tr> <tr> <td>Типи наконечників</td><td>M8 / штирьовий</td></tr> <tr> <td>Системи живлення</td><td>48 В</td></tr> </table>	Матеріал жили	мідь ПВ-3 (багатожильна)	Перетин	35мм ²	Типи наконечників	M8 / штирьовий	Системи живлення	48 В	 Circuit Breaker NQCM1-250, B200A DC 12-120 V Автоматичний вимикач 200A Захист батареї В-типу MCCB PV								
Матеріал жили	мідь ПВ-3 (багатожильна)																
Перетин	35мм ²																
Типи наконечників	M8 / штирьовий																
Системи живлення	48 В																
Підключення до мережі та навантаження																	
 Кабель Kablex Ukraine BVГ пнг 3 x 8,0 мм² <table border="1"> <tr> <td>Площа перетину жили</td><td>8 мм²</td></tr> <tr> <td>Кількість жил</td><td>3</td></tr> <tr> <td>Тип кабелю</td><td>BVG-Пнг</td></tr> <tr> <td>Призначення</td><td>Для внутрішнього прокладання</td></tr> <tr> <td>Вид кабелю</td><td>Для побутової техніки</td></tr> <tr> <td>Країна реєстрації бренду</td><td>Україна</td></tr> <tr> <td>Країна-виробник товару</td><td>Україна</td></tr> <tr> <td>Струмове навантаження</td><td>10 кВт 50А</td></tr> </table>	Площа перетину жили	8 мм ²	Кількість жил	3	Тип кабелю	BVG-Пнг	Призначення	Для внутрішнього прокладання	Вид кабелю	Для побутової техніки	Країна реєстрації бренду	Україна	Країна-виробник товару	Україна	Струмове навантаження	10 кВт 50А	Інвертор – мережа  Автоматичний вимикач Hager 2P 6kA C-40A 2M MC240A  Диференціальний перемикач струму Schneider Electric R9R22240, 40 A, 0.03 A, 230 V. Кількість полюсів 2
Площа перетину жили	8 мм ²																
Кількість жил	3																
Тип кабелю	BVG-Пнг																
Призначення	Для внутрішнього прокладання																
Вид кабелю	Для побутової техніки																
Країна реєстрації бренду	Україна																
Країна-виробник товару	Україна																
Струмове навантаження	10 кВт 50А																