

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри інженерії енергосистем

_____ Євген АНТИПОВ

„_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Розробка гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкту»**

Спеціальність «141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлювальними джерелами»

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., ДОЦЕНТ
(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ
(ПІБ)

Керівник

старший викладач
(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Геннадій КРУГЛЯК
(ПІБ)

Виконав

(Підпис)

Костянтин ШЕВЦОВ
(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ**
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри інженерії енергосистем
_____ Євген АНТИПОВ

„_____” _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

**НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
ЗДОБУВАЧУ**

Шевцову Костянтину Сергійовичу

Спеціальність : «141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлювальними джерелами»

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: «Розробка гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкту», затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" жовтня 2025 р. № 2606 "С".

Термін подання завершеної роботи на кафедру "29" травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:

локальний об'єкт у районі м. Харків; добове споживання 20,61 кВт·год;
розрахункова активна потужність 5,68 кВт; PV-масив 8,80 кВтпк із 16 сонячних модулів по 550 Вт, конфігурація 2×8; трифазний гібридний інвертор 8 кВт із 2 МРРТ; LiFePO₄ акумуляторна система 48 В ємністю 15,00 кВт·год; питомий річний виробіток 1150 кВт·год/кВтпк; очікувана річна генерація 10120,00 кВт·год; розподіл навантажень на критичні й некритичні; вимоги до захисту, моніторингу та електробезпеки.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

проаналізувати сучасний стан розвитку гібридних фотоелектричних систем;
визначити структуру та принцип роботи системи; розрахувати добове електричне навантаження локального об'єкта; визначити потенціал сонячної генерації та параметри PV-масиву; змодельовати роботу акумуляторної системи; обґрунтувати вибір сонячних панелей, гібридного інвертора, акумуляторів і захисного обладнання; розробити однолінійну схему, архітектуру підключення та систему моніторингу; виконати техніко-економічну оцінку та визначити заходи з охорони праці, електробезпеки й пожежної безпеки.

структурна схема гібридної фотоелектричної системи; порівняння топологій DC-coupled та AC-coupled; добовий профіль споживання; графік очікуваної генерації PV-масиву; модель роботи акумуляторної системи та зміни SOC; однолінійна схема системи; архітектура підключення й моніторингу; специфікація основного обладнання.

Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025 р.

Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи _____

Геннадій КРУГЛЯК

Завдання взяв до виконання _____

Костянтин ШЕВЦОВ

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему «Розробка гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкта» містить 69 сторінок, 17 таблиць, 11 рисунків, 50 використаних джерел та 10 додатків. Метою роботи є розробка гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкта з обґрунтуванням структури системи, параметрів основного обладнання, режимів роботи, схемних рішень, засобів захисту та техніко-економічної ефективності. Об'єктом дослідження є процес електроживлення локального об'єкта з використанням відновлюваного джерела енергії, акумуляторного накопичувача та зовнішньої електричної мережі. Предметом дослідження є технічні параметри, структурні рішення, алгоритми керування енергопотоками, схемні рішення та засоби захисту гібридної фотоелектричної системи. У роботі використано методи аналізу науково-технічної інформації, порівняльного аналізу, електротехнічного розрахунку, комп'ютерного моделювання, графоаналітичного представлення та техніко-економічного оцінювання. У результаті роботи визначено добовий профіль електроспоживання локального об'єкта, розраховано параметри PV-масиву, змодельовано роботу акумуляторної системи, обґрунтовано вибір сонячних модулів, гібридного інвертора, акумуляторів і захисного обладнання, розроблено архітектуру підключення та систему моніторингу. Практичне значення результатів полягає у можливості використання запропонованих розрахунків і схемних рішень під час проектування резервного та частково автономного електроживлення приватного будинку, малого офісу, навчальної лабораторії або іншого локального об'єкта.

Ключові слова: *гібридна фотоелектрична система, PV масив, сонячна генерація, гібридний інвертор, акумуляторна система, резервне електроживлення, енергоефективність, моніторинг.*

ABSTRACT

The bachelor qualification work entitled “Development of a hybrid photovoltaic power supply system for a local facility” contains 69 pages, 17 tables, 11 figures, 50 references and 10 appendices. The aim of the work is to develop a hybrid photovoltaic power supply system for a local facility and to justify its structure, main equipment parameters, operating modes, circuit solutions, protection devices and technical and economic efficiency. The object of the study is the power supply process of a local facility using a renewable energy source, a battery storage unit and the external electrical grid. The subject of the study is the technical parameters, structural solutions, energy flow control algorithms, circuit solutions and protection devices of a hybrid photovoltaic power supply system. The work uses methods of scientific and technical information analysis, comparative analysis, electrical calculations, computer modelling, graphical and analytical representation, and technical and economic evaluation. The results include the determination of the daily load profile of the local facility, calculation of the PV array parameters, modelling of the battery storage operation, selection of photovoltaic modules, hybrid inverter, LiFePO₄ battery system and protective equipment, as well as the development of the connection architecture and monitoring system. The practical value of the results is the possibility of applying the proposed calculations and circuit solutions when designing backup and partially autonomous power supply for a private house, small office, educational laboratory or another local facility.

Keywords: *hybrid photovoltaic system, pv array, solar generation, hybrid inverter, battery storage, backup power supply, energy efficiency, monitoring.*

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА СУЧАСНИЙ СТАН ГІБРИДНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ.....	10
1.1. Призначення, структура та принцип роботи гібридної фотоелектричної системи електроживлення	10
1.2. Аналіз сучасних фотоелектричних модулів, інверторів, акумуляторних систем і засобів моніторингу	12
1.3. Порівняння топологій DC-coupled та AC-coupled і алгоритмів керування енергопотоками	13
Висновки до розділу 1.....	17
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТА МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА.....	18
2.1. Визначення електричного навантаження та добового профілю споживання локального об'єкта	18
2.2. Розрахунок потенціалу сонячної генерації та вибір параметрів PV-масиву	22
2.3. Моделювання роботи акумуляторної системи для резервного живлення і покриття пікових навантажень	24
Висновки до розділу 2.....	29
РОЗДІЛ 3. ПРОЄКТУВАННЯ ГІБРИДНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ ТА ОЦІНКА ЇЇ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	30
3.1. Обґрунтування вибору сонячних панелей, гібридного інвертора, акумуляторів і захисного обладнання	30

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта	гібридної системи локального	Літ.		Арк.	Акрушіє		
Перевір.		Кругляк Г.В.							4	69		
							група IEC-230016ст					
Н. Контр.												
Затверд.		Антипов Є.О.										

3.2. Розробка однолінійної схеми, архітектури підключення та системи моніторингу.....	36
3.3. Техніко-економічна оцінка проєкту	40
3.4. Охорона праці, електробезпека та пожежна безпека під час експлуатації системи	43
Висновки до розділу 3.....	45
ВИСНОВКИ.....	47
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	49
ДОДАТКИ.....	56

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АС – змінний струм;

DC – постійний струм;

PV – фотоелектричний модуль або фотоелектричний масив;

MPPT – алгоритм відстеження точки максимальної потужності;

BMS – система керування та захисту акумуляторної батареї;

LiFePO₄ – літій-залізо-фосфатний акумулятор;

SOC – стан заряду акумуляторної батареї;

STC – стандартні умови випробування фотоелектричних модулів;

АКБ – акумуляторна батарея;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

СЕС – сонячна електростанція;

ПЗВ – пристрій захисного відключення;

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ВСТУП

Актуальність теми дипломної роботи зумовлена зростанням потреби локальних об'єктів у надійному, енергоефективному та частково автономному електроживленні. В умовах нестабільності централізованого електропостачання, підвищення вартості електроенергії, необхідності резервування критичних навантажень і розвитку відновлюваної енергетики особливого значення набувають гібридні фотоелектричні системи, які поєднують сонячні панелі, гібридний інвертор, акумуляторний накопичувач, мережеве живлення та систему керування енергопотоками. Такі системи дають змогу не лише виробляти електроенергію з відновлюваного джерела, а й раціонально розподіляти її між поточним споживанням, зарядом акумуляторів, резервним живленням і взаємодією із зовнішньою електричною мережею.

Проблематика розробки гібридної фотоелектричної системи електроживлення полягає в тому, що ефективність такої системи залежить від узгодженості всіх її складових. Недостатня потужність сонячних панелей призводить до низького рівня покриття споживання, завищена потужність PV-масиву збільшує капітальні витрати, неправильно підібраний інвертор обмежує роботу системи, а помилково розрахована акумуляторна батарея не забезпечує необхідного часу резервного живлення. Додатково важливим є вибір топології підключення, оскільки DC-coupled і AC-coupled рішення мають різні особливості щодо ефективності перетворення енергії, сумісності обладнання, масштабування, вартості та складності експлуатації.

Метою дипломної роботи є розробка гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкта з обґрунтуванням її структури, параметрів основного обладнання, режимів роботи, схемних рішень, засобів захисту та техніко-економічної ефективності.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання: проаналізувати сучасний стан розвитку гібридних фотоелектричних систем та основні технічні рішення, що використовуються для електроживлення локальних

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

об'єктів; розглянути призначення, структуру та принцип роботи фотоелектричних модулів, гібридних інверторів, акумуляторних систем і засобів моніторингу; порівняти топології DC-coupled та AC-coupled з позиції ефективності, надійності, складності реалізації та можливості резервного живлення; визначити добовий профіль електричного навантаження локального об'єкта та встановити основні параметри його споживання; розрахувати потенціал сонячної генерації та обґрунтувати параметри PV-масиву; змодельовати роботу акумуляторної системи для забезпечення резервного живлення та покриття пікових навантажень; виконати вибір сонячних панелей, гібридного інвертора, LiFePO₄ акумуляторів, кабельної продукції та захисної апаратури; розробити архітектуру підключення, однолінійну схему та систему моніторингу; провести техніко-економічну оцінку запропонованого рішення; визначити основні заходи з охорони праці, електробезпеки та пожежної безпеки під час експлуатації гібридної фотоелектричної системи.

Об'єктом дослідження є процес електроживлення локального об'єкта з використанням відновлюваного джерела енергії, акумуляторного накопичувача та зовнішньої електричної мережі.

У роботі використано такі методи дослідження: аналіз науково-технічної та нормативної інформації для визначення сучасного стану фотоелектричних технологій; порівняльний метод для оцінки топологій DC-coupled та AC-coupled; розрахунковий метод для визначення електричного навантаження, параметрів PV-масиву, ємності акумуляторної батареї та потужності інвертора; метод комп'ютерного моделювання для оцінки режимів роботи системи протягом добового та сезонного циклів; графоаналітичний метод для побудови схемних рішень; техніко-економічний аналіз для визначення вартості проекту, рівня самоспоживання та орієнтовного строку окупності; метод узагальнення для формування висновків щодо ефективності запропонованої системи.

Практичне значення роботи полягає в тому, що розроблені розрахунки, структура системи, принципи вибору обладнання, однолінійна схема підключення

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

та рекомендації щодо експлуатації можуть бути використані під час проектування автономного або резервного електроживлення для приватного будинку, малого офісу, майстерні, фермерського об'єкта, навчальної лабораторії чи іншого локального споживача. Запропонований підхід дозволяє підібрати конфігурацію обладнання з урахуванням реального профілю навантаження, необхідного часу автономної роботи, доступної площі для розміщення сонячних панелей, умов безпечної експлуатації та економічної доцільності впровадження.

Науково-практична новизна роботи полягає в комплексному підході до розробки гібридної фотоелектричної системи, у якому одночасно враховуються технічні параметри генерації, режими акумулювання електроенергії, алгоритми керування енергопотоками, архітектура підключення, вимоги до електрозахисту та економічні показники. Такий підхід дає змогу не розглядати фотоелектричну установку як окремий набір обладнання, а оцінювати її як цілісну систему електроживлення локального об'єкта.

На захист виносяться такі положення: обґрунтована структура гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкта; результати розрахунку електричного навантаження та параметрів сонячної генерації; вибір конфігурації PV-масиву, гібридного інвертора та LiFePO₄ акумуляторної системи; архітектура підключення з урахуванням засобів захисту, моніторингу та диспетчеризації; електробезпеки та пожежної безпеки під час експлуатації системи.

Структура роботи відповідає поставленій меті та завданням дослідження. Робота складається зі вступу, 3 розділів, висновків до кожного розділу, загальних висновків, списку використаних джерел і додатків. У 1 розділі розглянуто теоретичні основи та сучасний стан гібридних фотоелектричних систем. У 2 розділі виконано розрахунок та моделювання електроживлення локального об'єкта. У 3 розділі здійснено проектування гібридної фотоелектричної системи, вибір обладнання, розробку схеми підключення, техніко-економічну оцінку та аналіз питань охорони праці.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА СУЧАСНИЙ СТАН ГІБРИДНИХ
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

1.1. Призначення, структура та принцип роботи гібридної
фотоелектричної системи електроживлення

Гібридні фотоелектричні системи розглядаються як один із практичних напрямів підвищення енергетичної стійкості локальних об'єктів. За даними IRENA, у 2024 році сонячна енергетика забезпечила основну частину приросту нових потужностей відновлюваної енергетики [1]. Для України такі системи мають не лише економічне, а й безпекове значення, оскільки поєднання розподіленої генерації та акумуляторів дає змогу підтримувати критичні навантаження за нестабільної роботи централізованої мережі [2].

Гібридна фотоелектрична система локального об'єкта поєднує фотоелектричний генератор, акумуляторний накопичувач, гібридний інвертор, зовнішню мережу, розподільчі пристрої, захист, моніторинг і навантаження споживача. На відміну від звичайної мережевої СЕС, вона не лише виробляє електроенергію, а й накопичує її, підтримує резервне живлення, зменшує пікові відбори та підвищує частку власного споживання.

Узагальнену структурну схему гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкта подано на рис. 1.1.

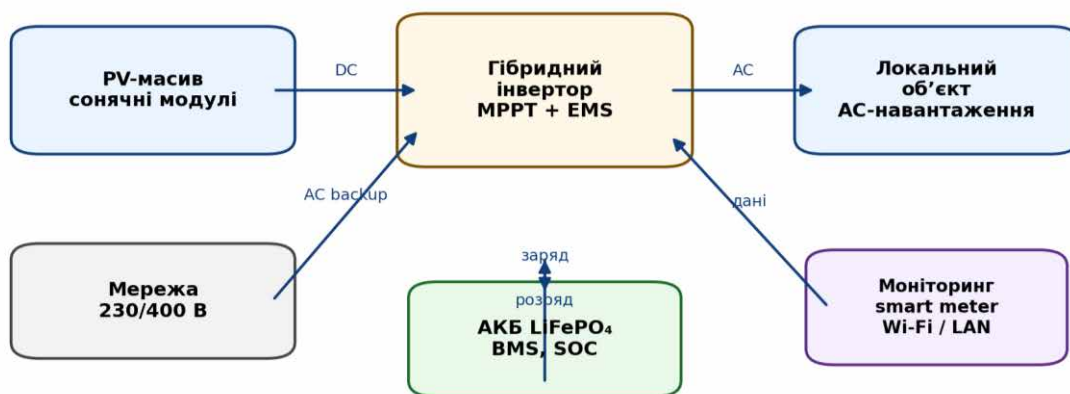


Рис. 1.1. Структура гібридної фотоелектричної системи електроживлення
локального об'єкта. [3; 8; 9].

PV-масив складається з модулів, об'єднаних у стринги відповідно до параметрів інвертора. Під час проєктування враховують номінальну потужність, робочі струми й напруги, температурні коефіцієнти, затінення, орієнтацію, кут нахилу та сезонну зміну інсоляції. Саме ці параметри визначають реальний, а не лише паспортний виробіток системи.

Гібридний інвертор є центральним елементом системи. Він перетворює енергію PV-масиву, керує зарядом і розрядом акумулятора, синхронізується із зовнішньою мережею, формує напругу для навантаження та виконує захисні функції. Наявність MPPT входів дає змогу отримувати максимальну потужність від сонячних модулів за змінної освітленості.

Акумуляторна система забезпечує перенесення сонячної енергії з денного періоду на вечірній або аварійний режим. Для локальних об'єктів доцільними є LiFePO₄ батареї з BMS, оскільки вони мають високий циклічний ресурс, контроль напруги комірок, температури, струму, глибини розряду та аварійних станів.

Принцип роботи системи полягає у керованому розподілі енергії між PV-масивом, навантаженням, акумулятором і мережею. У денний час пріоритет надається живленню споживачів та заряджанню батареї. У вечірній і нічний період акумулятор підтримує навантаження або зменшує імпорт з мережі. Під час аварійного відключення інвертор відокремлює локальний контур і живить резервну групу споживачів.

Для локального об'єкта практична цінність гібридної системи визначається здатністю узгодити змінну сонячну генерацію, нерівномірне споживання та обмежену ємність акумулятора. Тому важливими є поділ навантажень на критичні й некритичні, контроль якості напруги, правильний вибір захисту та постійний моніторинг генерації, споживання і стану заряду батареї.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

1.2. Аналіз сучасних фотоелектричних модулів, інверторів, акумуляторних систем і засобів моніторингу

Сучасна гібридна система формується як узгоджений електротехнічний комплекс. Аналіз обладнання потрібно виконувати за потужністю, електричною сумісністю, режимами роботи, можливістю резервування, наявністю комунікаційних інтерфейсів і відповідністю вимогам безпечної експлуатації [11].

Основним джерелом генерації залишаються монокристалічні кремнієві модулі. За даними NREL, у 2024 році переважна частина світових поставок припадала саме на монокристалічну технологію, зокрема TOPCon модулі [12]. Для локальної системи це дає високу питому потужність, стабільність і можливість компактного розміщення PV-масиву.

Під час вибору модуля враховують не тільки номінальну потужність, а й напругу холостого ходу, струм короткого замикання, робочу напругу в точці максимальної потужності, температурний коефіцієнт, габарити, масу, тип роз'ємів і гарантію деградації. Ці параметри визначають кількість модулів у стрингу та сумісність з MPPT діапазоном інвертора.

Гібридний інвертор відрізняється від звичайного мережевого інвертора тим, що працює з PV-масивом, акумулятором, мережею і резервною групою навантажень. Для вибору враховують номінальну потужність, кількість фаз, діапазон MPPT, допустимий струм стрингів, тип батареинового входу, сумісність із BMS, час перемикання та наявність комунікацій.

Акумулятор у системі потрібно оцінювати за корисною, а не тільки паспортною ємністю. Враховуються допустима глибина розряду, ККД циклу заряду-розряду, струмові обмеження, ресурс, температурний режим і сумісність з інвертором. Для цього проєкту базовою технологією прийнято LiFePO₄, що відповідає задачам довготривалого резервування [16].

Моніторинг є обов'язковою складовою системи, оскільки він відображає поточну генерацію, споживання, стан акумулятора, імпорту та експорту з мережі,

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арх.
Змн.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата		12

аварійні повідомлення і добову історію роботи. Такі дані потрібні для контролю ефективності, виявлення несправностей і коригування режимів енергоспоживання.

Нормативний аспект пов'язаний із безпечним відключенням, захистом від острівного режиму, контролем параметрів мережі та коректною роботою інвертора під час аварійних відхилень. Тому інвертор, захисна апаратура і моніторинг розглядаються як елементи електроустановки, а не лише як побутове обладнання [18].

1.3. Порівняння топологій DC-coupled та AC-coupled і алгоритмів керування енергопотоками

Вибір між DC-coupled та AC-coupled топологіями залежить від призначення системи. Якщо сонячна енергія переважно споживається одразу, AC-coupled рішення може бути достатнім. Якщо значна частина енергії накопичується в акумуляторі для вечірнього або аварійного режиму, доцільнішою є DC-coupled схема через меншу кількість проміжних перетворень [19].

Схематичне порівняння варіантів DC-coupled та AC-coupled наведено на рис. 1.2.

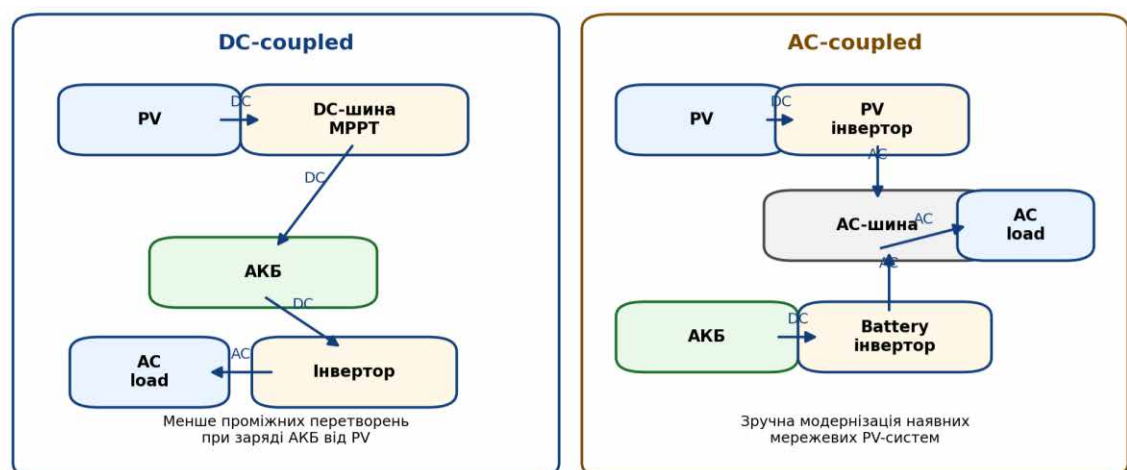


Рис. 1.2. Порівняння топологій DC-coupled та AC-coupled у гібридних фотоелектричних системах [10; 19; 20].

У DC-coupled системі PV-масив і акумулятор пов'язані через сторону постійного струму. Це спрощує заряджання батареї від сонячних модулів і зменшує втрати в ланцюгу «PV-масив – акумулятор – навантаження». Така архітектура найбільш доцільна для нового проєктування, коли всі елементи системи підбираються одночасно.

У AC-coupled системі PV-інвертор і акумуляторний інвертор взаємодіють через шину змінного струму. Така схема зручна для модернізації вже наявної мережевої СЕС, але має більше перетворень під час накопичення сонячної енергії та потребує узгодження роботи кількох інверторних пристроїв.

Порівняння NREL показує, що DC-connected конфігурація може бути вигіднішою за умови більшого проходження енергії через акумулятор і наявності запасу PV-потужності відносно інвертора [20]. Для розглянутого локального об'єкта, де система створюється з нуля та має забезпечувати резервування, базовою приймається DC-coupled логіка.

$$\eta_{DC} = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{DC,bat} \cdot \eta_{BAT} \cdot \eta_{INV}$$

$$\eta_{DC} = 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,95 \cdot 0,96 = 0,8756$$

$$\eta_{AC} = \eta_{PV,inv} \cdot \eta_{AC,bat} \cdot \eta_{BAT} \cdot \eta_{INV}$$

$$\eta_{AC} = 0,975 \cdot 0,96 \cdot 0,95 \cdot 0,96 = 0,8546$$

$$E_{use} = E_{PV,store} \cdot \eta_{path}$$

$$\Delta E_{100} = 100 \cdot (0,8756 - 0,8546) = 2,10$$

$$\Delta E_y = E_{BAT,y} \cdot (\eta_{DC} - \eta_{AC})$$

$$\Delta E_y = 2000 \cdot (0,8756 - 0,8546) = 42,00$$

$$\Delta C_y = \Delta E_y \cdot T_{el}$$

$$\Delta C_y = 42,00 \cdot 4,32 = 181,44$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

**Порівняння топологій DC-coupled та AC-coupled для локальної гібридної
фотоелектричної системи**

Показник порівняння	DC coupled	AC coupled	Висновок для локального об'єкта
Кількість основних перетворень під час зберігання PV енергії	3	4	DC coupled має менші втрати в режимі накопичення
Прийнятий результуючий ККД шляху зберігання	87,56 %	85,46 %	Різниця становить 2,10 відсоткового пункта
Корисна енергія зі 100 кВт·год, спрямованих у батарею	87,56 кВт·год	85,46 кВт·год	DC coupled дає на 2,10 кВт·год більше
Корисна енергія за 2000 кВт·год річного проходження через батарею	1751,20 кВт·год	1709,20 кВт·год	Річна різниця становить 42,00 кВт·год
Грошовий еквівалент корисної енергії за тарифу 4,32 грн за кВт·год	7565,18 грн	7383,74 грн	Різниця становить 181,44 грн за рік
Найдоцільніше застосування	Нова система з єдиним гібридним інвертором	Модернізація існуючої мережевої СЕС	Вибір залежить від наявності існуючого PV інвертора

Порівняння підтверджує, що DC-coupled топологія є раціональною для нового проектування гібридної системи, де PV-масив, акумулятор і гібридний інвертор підбираються як єдиний комплекс. AC-coupled схема залишається доцільною для модернізації вже наявних мережевих сонячних установок.

Керування енергопотоками виконується за трьома основними алгоритмами: самоспоживання, покриття пікових навантажень і резервування частини ємності акумулятора. У подальших розрахунках прийнято пріоритет власного споживання PV-енергії, збереження аварійного резерву та використання батареї для зменшення вечірнього імпорту з мережі.

$$k_{SC} = \frac{E_{PV,L} + E_{BAT,L}}{E_{PV}}$$

У цій формулі $E_{PV,L}$ позначає частину сонячної енергії, яка безпосередньо використана навантаженням, $E_{BAT,L}$ позначає частину сонячної енергії, яка спочатку була накопичена в акумуляторі, а потім використана навантаженням, E_{PV} позначає загальний виробіток фотоелектричного масиву. Для локального об'єкта підвищення цього коефіцієнта є важливим завданням, оскільки самоспоживання зменшує залежність від мережі та підвищує практичну корисність встановленої PV потужності.

$$P_{BAT,dis}(t) = \max(0; P_L(t) - P_{lim})$$

У цій формулі $P_{BAT,dis}(t)$ позначає потужність, яку акумулятор віддає в момент часу t , $P_L(t)$ позначає поточну потужність навантаження, P_{lim} позначає заданий граничний рівень потужності, який не бажано перевищувати при відборі з мережі. Для прикладу, якщо поточне навантаження становить 8,5 кВт, а ліміт відбору з мережі встановлено на рівні 6,0 кВт, то акумулятор повинен віддати 2,5 кВт. Саме такий принцип буде використано в подальшому моделюванні роботи системи для покриття пікових навантажень.

$$SOC_{t+1} = SOC_t + \frac{\eta_{ch} \cdot P_{ch}(t) \cdot \Delta t}{E_{BAT}} - \frac{P_{dis}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{dis} \cdot E_{BAT}}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

У цій формулі SOC_t позначає стан заряду акумулятора в момент часу t , SOC_{t+1} позначає стан заряду на наступному кроці розрахунку, $P_{ch}(t)$ позначає потужність заряду, $P_{dis}(t)$ позначає потужність розряду, η_{ch} позначає ККД заряду, η_{dis} позначає ККД розряду, Δt позначає тривалість розрахункового інтервалу, E_{BAT} позначає номінальну ємність акумуляторної системи. Це рівняння є базовим для комп'ютерного моделювання в розділі 2, оскільки дає змогу оцінити, чи вистачить вибраної батареї для резервного живлення та згладжування піків протягом доби.

Практичний вибір топології повинен враховувати енергетичні втрати, вартість обладнання, надійність, сумісність компонентів, можливість розширення та наявність уже встановленої СЕС. Для цього проекту обрано DC-coupled архітектуру з гібридним інвертором, двома MPPT каналами, LiFePO4 акумулятором і виділеною резервною шиною критичних навантажень.

Висновки до розділу 1

У розділі 1 встановлено, що гібридна фотоелектрична система є цілісним електротехнічним комплексом, який поєднує генерацію, накопичення, перетворення, захист і моніторинг електроенергії. Для локального об'єкта її головне призначення полягає у підвищенні надійності живлення, підтриманні критичних навантажень і зменшенні залежності від зовнішньої мережі.

Для подальшого проектування прийнято сучасні монокристалічні PV-модулі, гібридний інвертор із MPPT, LiFePO4 акумулятор із BMS, захисну апаратуру DC та AC сторін і систему моніторингу. Порівняння DC-coupled та AC-coupled топологій показало доцільність DC-coupled рішення для нового об'єкта з акумуляторним резервуванням.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТА МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТА

2.1. Визначення електричного навантаження та добового профілю споживання локального об'єкта

Розрахунок електричного навантаження є вихідним етапом проектування, оскільки від добового споживання, розрахункової потужності та складу критичних споживачів залежать параметри PV-масиву, інвертора, акумулятора, кабельних ліній і захисної апаратури. Локальний об'єкт прийнято як малий приватний або побутово-офісний об'єкт з необхідністю резервного живлення основних навантажень.

До критичних навантажень віднесено освітлення, холодильне обладнання, зв'язок, систему безпеки, циркуляційний насос і частину комп'ютерної техніки. До некритичних належать побутові прилади, роботу яких можна обмежувати в автономному режимі.

Добове споживання окремої групи електроприймачів визначається за встановленою потужністю та тривалістю роботи протягом доби. Для розрахунку прийнято, що потужність наведена в кВт, а час роботи в годинах. Формула має такий вигляд:

$$E_i = P_i \cdot t_i$$

де E_i є добовим споживанням і тої групи навантажень, кВт·год; P_i є встановленою потужністю і тої групи навантажень, кВт; t_i є тривалістю роботи і тої групи навантажень протягом доби, год.

Розрахункова потужність, яка використовується для попереднього вибору інвертора й оцінки струму навантаження, визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності. Такий коефіцієнт потрібний тому, що всі електроприймачі не працюють одночасно на повній потужності, а частина приладів має короткочасний або циклічний режим роботи.

$$P_p = \Sigma(P_i \cdot k_{oi})$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

де P_p є розрахунковою активною потужністю локального об'єкта, кВт; k_{oi} є коефіцієнтом одночасності для i тої групи навантажень. Значення коефіцієнтів прийнято за інженерною логікою попереднього проєктування: для постійних споживачів коефіцієнт наближений до 1,00, а для короткочасних побутових навантажень він знижений відповідно до реального режиму їх використання.

Таблиця 2.1

Розрахунок добового електричного навантаження локального об'єкта

№	Група електроприймачів	P_i , кВт	t_i , год	k_{oi}	E_i , кВт·год	P_{pi} , кВт
1	Освітлення	0,18	6,00	1,00	1,08	0,18
2	Холодильник	0,15	12,00	0,50	1,80	0,07
3	Зв'язок і роутер	0,04	24,00	1,00	0,96	0,04
4	Комп'ютерна техніка	0,30	8,00	0,90	2,40	0,27
5	Мультимедіа	0,12	4,00	0,50	0,48	0,06
6	Насос і автоматика опалення	0,20	8,00	0,60	1,60	0,12
7	Насос водопостачання	0,75	1,00	0,40	0,75	0,30
8	Пральна машина	1,80	0,80	0,50	1,44	0,90
9	Електрочайник	2,00	0,30	0,60	0,60	1,20
10	Мікрохвильова піч	1,20	0,25	0,30	0,30	0,36
11	Кухонне обладнання	2,00	1,00	0,60	2,00	1,20
12	Кондиціонер	1,00	5,00	0,80	5,00	0,80
13	Безпека і відеоспостереження	0,05	24,00	1,00	1,20	0,05
14	Резерв дрібних навантажень	0,25	4,00	0,50	1,00	0,12
	Разом	10,04			20,61	5,68

За результатами табл. 2.1 встановлена потужність усіх врахованих електроприймачів становить 10,04 кВт, однак це значення не є розрахунковою потужністю для вибору інвертора, оскільки одночасна робота всіх приладів у

нормальному режимі малоїмовірна. Після врахування коефіцієнтів одночасності розрахункова активна потужність локального об'єкта становить 5,68 кВт. Саме це значення є базовим для попереднього вибору гібридного інвертора, але остаточне рішення має також враховувати пускові струми насосів, короткочасні перевантаження й резерв за потужністю.

Сумарне добове споживання електроенергії локального об'єкта визначається як сума добового споживання всіх груп електроприймачів:

$$E_d = \sum E_i = 20,61 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Отже, розрахункове середньодобове споживання локального об'єкта становить 20,61 кВт·год. Це значення є вихідним для подальшого розрахунку потенціалу сонячної генерації, вибору встановленої потужності PV-масиву та оцінки ємності акумуляторної системи. Середня потужність споживання протягом доби визначається діленням добового споживання на 24 год:

$$P_{avg} = E_d : 24 = 20,61 : 24 = 0,86 \text{ кВт}$$

Середня потужність 0,86 кВт показує усереднений рівень споживання за добу, однак вона не може використовуватися для вибору інвертора без урахування пікових навантажень. Для інвертора важливішою є не середня, а розрахункова та короткочасна пікова потужність, оскільки саме вони визначають здатність системи одночасно жити декілька споживачів і витримувати запуск електродвигунів.

Попередній вибір потужності гібридного інвертора доцільно виконувати з урахуванням резервного коефіцієнта 1,15. Такий резерв дає змогу врахувати неточність вихідних даних, короткочасні перевантаження, старіння обладнання та можливе підключення додаткових споживачів.

$$P_{inv} = P_p \cdot k_{res}$$

$$P_{inv} = 5,68 \cdot 1,15 = 6,53 \text{ кВт}$$

Отримане значення 6,53 кВт свідчить, що для розглянутого локального об'єкта доцільно орієнтуватися на гібридний інвертор класу не менше 7 кВт. З урахуванням практичної номенклатури обладнання й вимог подальшого розділу щодо діапазону 6–12 кВт раціональним попереднім варіантом є інвертор

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

потужністю 8 кВт. Такий вибір створює запас для короточасних навантажень і дає змогу не використовувати інвертор постійно на межі номінальної потужності.

Для оцінки струмового навантаження на стороні змінного струму приймаємо номінальну напругу 230 В і коефіцієнт потужності 0,95. Розрахунковий струм визначається за формулою:

$$I_p = P_p \cdot 1000 : (U_n \cdot \cos\varphi)$$

$$I_p = 5,68 \cdot 1000 : (230 \cdot 0,95) = 26,00 \text{ А}$$

Розрахунковий струм становить 26,00 А. Це значення використовується для попередньої оцінки навантаження на стороні 230 В, вибору захисних апаратів і перевірки відповідності кабельних ліній. Остаточний вибір автоматичних вимикачів і перерізу кабелів має виконуватися в розділі проектування з урахуванням способу прокладання, матеріалу провідників, допустимого струму, втрат напруги та умов захисту від короткого замикання.

Добовий профіль має нічний мінімум, ранковий і вечірній піки. Вечірній пік є найбільш проблемним для системи без накопичувача, тому акумулятор повинен підтримувати навантаження в період зниження або відсутності сонячної генерації.

Для моделювання прийнято, що денне споживання частково покривається безпосередньо PV-масивом, а вечірнє й аварійне навантаження підтримується акумулятором або зовнішньою мережею. Резервна група критичних споживачів має орієнтовну добову потребу 9–11 кВт·год.

$$C_d = E_d \cdot T_{el} = 20,61 \cdot 4,32 = 89,04 \text{ грн}$$

$$E_m = 30 \cdot E_d = 30 \cdot 20,61 = 618,30 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_m = E_m \cdot T_{el} = 618,30 \cdot 4,32 = 2671,06 \text{ грн}$$

$$E_y = 365 \cdot E_d = 365 \cdot 20,61 = 7522,65 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_y = E_y \cdot T_{el} = 7522,65 \cdot 4,32 = 32497,85 \text{ грн}$$

Отже, для об'єкта потрібна система з добовою корисною генерацією близько 20–21 кВт·год у період активної інсоляції, інвертором орієнтовно 8 кВт і акумулятором, здатним підтримувати критичні навантаження у вечірній, нічний або аварійний період.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

2.2. Розрахунок потенціалу сонячної генерації та вибір параметрів PV-масиву

Розрахунок потенціалу сонячної генерації виконується на основі добового споживання 20,61 кВт·год, річного споживання 7522,65 кВт·год і розрахункової потужності 5,68 кВт. PV-масив має забезпечити поточне споживання, заряд акумулятора та компенсацію втрат у перетворювачах.

$$E_{\text{рік}} = E_{\text{доб}} \cdot 365 = 20,61 \cdot 365 = 7522,65 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Після визначення річного споживання необхідно встановити розрахункову потужність PV-масиву. Для цього річне споживання множиться на коефіцієнт резерву, який враховує втрати в системі, сезонну нерівномірність генерації, частину енергії, що буде спрямована на заряд акумулятора, а також необхідність мати запас потужності для компенсації похмурих днів. У даному розрахунку приймається коефіцієнт резерву 1,20, тобто 20 % запасу відносно середньорічної потреби.

$$P_{\text{потр}} = E_{\text{рік}} \cdot k_{\text{рез}} \div q_{\text{PV}} = 7522,65 \cdot 1,20 \div 1150 = 7,85 \text{ кВтпік}$$

$$n_{\text{мін}} = P_{\text{потр}} \div P_{\text{мод}} = 7,85 \div 0,55 = 14,27 \approx 15 \text{ шт.}$$

$$n_{\text{пр}} = 16 \text{ шт.}; \quad P_{\text{факт}} = n_{\text{пр}} \cdot P_{\text{мод}} = 16 \cdot 0,55 = 8,80 \text{ кВтпік}$$

$$E_{\text{ген}} = P_{\text{факт}} \cdot q_{\text{PV}} = 8,80 \cdot 1150 = 10120,00 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$E_{\text{ген.доб}} = E_{\text{ген}} \div 365 = 10120,00 \div 365 = 27,73 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$K_{\text{покp}} = E_{\text{ген}} \div E_{\text{рік}} \cdot 100 = 10120,00 \div 7522,65 \cdot 100 = 134,52 \%$$

$$E_{\text{кор}} = E_{\text{ген}} \cdot k_{\text{сам}} = 10120,00 \cdot 0,7433 = 7522,65 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$S_{\text{рік}} = E_{\text{кор}} \cdot T_{\text{ел}} = 7522,65 \cdot 4,32 = 32497,85 \text{ грн}$$

$$K_{\text{сам.покp}} = E_{\text{кор}} \div E_{\text{рік}} \cdot 100 = 7522,65 \div 7522,65 \cdot 100 = 100,00 \%$$

$$U_{\text{стр.MPP}} = n_{\text{стр}} \cdot U_{\text{мод.MPP}} = 8 \cdot 41,8 = 334,4 \text{ В}$$

$$U_{\text{стр.хх.хол}} = n_{\text{стр}} \cdot U_{\text{мод.хх}} \cdot k_{\text{темп}} = 8 \cdot 49,5 \cdot 1,10 = 435,6 \text{ В}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Розрахунок потенціалу сонячної генерації та параметрів PV-масиву

№	Показник	Позначення	Значення	Пояснення
1	Добове споживання локального об'єкта	Едоб	20,61 кВт·год	Визначено у підрозділі 2.1
2	Річне споживання електроенергії	Ерік	7522,65 кВт·год	$20,61 \cdot 365$
3	Питомий річний виробіток PV-системи	qPV	1150,00 кВт·год на 1 кВтпк	Прийнято для північно-східної України
4	Коефіцієнт резерву	крез	1,20	Запас на втрати та сезонність
5	Потрібна потужність PV-масиву	Рпотр	7,85 кВтпк	Розрахункове значення
6	Потужність одного модуля	Рмод	0,55 кВт	Прийнято модуль 550 Вт
7	Прийнята кількість модулів	ппр	16 шт.	Для схеми 2×8
8	Фактична потужність PV-масиву	Рфакт	8,80 кВтпк	$16 \cdot 0,55$
9	Очікувана річна генерація	Еген	10120,00 кВт·год	$8,80 \cdot 1150$
10	Середньодобова річна генерація	Еген.доб	27,73 кВт·год	$10120,00 \cdot 365^{-1}$
11	Річне покриття споживання за генерацією	Кпокp	134,52 %	Без урахування сезонних обмежень
12	Корисно використана PV-енергія	Екор	7522,65 кВт·год	Обмежено річним споживанням об'єкта
13	Пряма тарифна економія	Spік	32497,85 грн	За тарифу 4,32 грн за 1 кВт·год

№	Показник	Позначення	Значення	Пояснення
14	Орієнтовна потрібна площа монтажу	Азаг	47,47 м²	З урахуванням монтажного запасу
15	Конфігурація стрингів	Сстр	2×8	2 МРРТ, по 8 модулів у стрингу

2.3. Моделювання роботи акумуляторної системи для резервного живлення і покриття пікових навантажень

Розрахунок корисної ємності акумуляторної системи виконується з урахуванням того, що номінальна ємність батареї не може повністю використовуватися в експлуатації. Частина енергії залишається недоступною через обмеження глибини розряду, а ще частина втрачається під час перетворень у процесі заряду та розряду. Тому для моделювання потрібно використовувати не паспортну ємність 15,00 кВт·год, а корисну енергію, яку система може реально віддати на навантаження.

$$E_{\text{kor}} = E_{\text{nom}} \times DOD \times \eta_{\text{акб}}$$

де E_{kor} - корисна ємність акумуляторної системи, кВт·год; E_{nom} - номінальна ємність акумулятора, кВт·год; DOD - допустима глибина розряду, частка одиниці; $\eta_{\text{акб}}$ - коефіцієнт корисної дії циклу заряду та розряду акумуляторної системи.

$$E_{\text{kor}} = 15,00 \times 0,80 \times 0,95 = 11,40 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Отримане значення 11,40 кВт·год означає, що за нормального режиму експлуатації акумуляторна система може віддати на навантаження приблизно 76 % від паспортної ємності. Саме це значення потрібно використовувати для оцінки автономності, покриття піків і фінансового ефекту від перенесення сонячної енергії з денного періоду на вечірній період.

$$E_{\text{геЗ}} = E_{\text{kor}} \times k_{\text{геЗ}}$$

$$E_{\text{геЗ}} = 11,40 \times 0,50 = 5,70 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$E_{\text{пik}} = E_{\text{kor}} - E_{\text{рез}}$$

$$E_{\text{пik}} = 11,40 - 5,70 = 5,70 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для оцінки резервного режиму критичні навантаження виділяються окремо від некритичних. До критичних споживачів у локальному об'єкті доцільно віднести освітлення, холодильне обладнання, маршрутизатор і засоби зв'язку, циркуляційний насос, систему безпеки та частину електроніки керування. Для розрахунку приймається сумарна потужність критичної групи 1,85 кВт. Це не означає, що всі інші споживачі відсутні в об'єкті, а означає, що саме ця група повинна мати гарантоване живлення в аварійному режимі.

$$t_{\text{авт}} = E_{\text{kor}} \div P_{\text{крит}}$$

$$t_{\text{авт}} = 11,40 \div 1,85 = 6,16 \text{ год}$$

$$t_{\text{рез}} = E_{\text{рез}} \div P_{\text{крит}}$$

$$t_{\text{рез}} = 5,70 \div 1,85 = 3,08 \text{ год}$$

Розрахунок показує, що при використанні всієї корисної ємності батареї критичні навантаження можуть працювати орієнтовно 6,16 год без урахування додаткової генерації від PV-масиву. Якщо ж використовується лише гарантований аварійний резерв 5,70 кВт·год, мінімальний час живлення критичної групи становить 3,08 год. У реальних умовах цей час може збільшуватися в денний період, коли сонячний масив 8,80 кВтпк продовжує виробляти електроенергію та частково підтримує навантаження через гібридний інвертор.

Моделювання покриття пікових навантажень виконується для вечірнього періоду 18:00–22:00, коли сонячна генерація вже суттєво знижується або відсутня, а побутове та офісне споживання зростає. За розрахунком підрозділу 2.1 максимальна активна потужність навантаження локального об'єкта становить 5,68 кВт. Щоб зменшити навантаження на мережу, приймається обмеження імпорту з мережі на рівні 4,30 кВт, а різниця між фактичним піком і лімітом покривається акумулятором.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\Delta P_{\text{pik}} = P_{\text{ro}Z_r} - P_{\text{lim}}$$

$$\Delta P_{\text{pik}} = 5,68 - 4,30 = 1,38 \text{ кВт}$$

$$E_{\text{pik} \cdot \text{Доб}} = \Delta P_{\text{pik}} \times t_{\text{pik}}$$

$$E_{\text{pik} \cdot \text{Доб}} = 1,38 \times 4 = 5,52 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Добова потреба акумулятора для покриття вечірнього піку становить 5,52 кВт·год на стороні навантаження, що практично відповідає виділеній для цього частині корисної ємності 5,70 кВт·год. Це підтверджує узгодженість прийнятої ємності батареї з профілем споживання локального об'єкта. При такому режимі гібридний інвертор 8 кВт має достатній запас потужності, оскільки розрахункова потужність навантаження 5,68 кВт не перевищує його номінальну потужність, а короткочасна участь батареї дозволяє зменшити імпорт із зовнішньої мережі.

$$E_{\text{Дод} \cdot \text{Сам}} = E_{\text{PV} \cdot \text{річ}} \times (k_{\text{сам} \cdot \text{з АКБ}} - k_{\text{сам} \cdot \text{без АКБ}})$$

$$E_{\text{Дод} \cdot \text{Сам}} = 10120,00 \times (0,7433 - 0,55) = 1956,65 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$S_{\text{Дод}} = E_{\text{Дод} \cdot \text{Сам}} \times T_e$$

$$S_{\text{Дод}} = 1956,65 \times 4,32 = 8452,73 \text{ грн}$$

Отже, акумуляторна система дає орієнтовний додатковий енергетичний ефект 1956,65 кВт·год на рік і прямий фінансовий ефект 8452,73 грн на рік лише за рахунок збільшення власного використання PV-енергії. Цей показник не охоплює додаткової вигоди від безперервної роботи критичних споживачів, уникнення простоїв обладнання, збереження зв'язку, освітлення та базових побутових або технологічних функцій під час аварійних вимкнень.

Таблиця 2.3

Вихідні та розрахункові параметри моделювання акумуляторної системи

Показник	Позначення	Значення	Пояснення
Номінальна ємність акумуляторної системи	$E_{\text{ном}}$	15,00 кВт·год	Прийнята ємність LiFePO4 батареї

Показник	Позначення	Значення	Пояснення
Робоча напруга акумуляторного блока	$U_{акб}$	48 В	Напруга низьковольтної АКБ
Допустима глибина розряду	DOD	0,80	Обмеження для продовження ресурсу батареї
ККД циклу заряду та розряду	$\eta_{акб}$	0,95	Середній коефіцієнт для LiFePO4 системи
Корисна ємність батареї	$E_{кор}$	11,40 кВт·год	Енергія, доступна для навантаження
Коефіцієнт аварійного резерву	$k_{рез}$	0,50	Частина корисної ємності для аварійного режиму
Енергія аварійного резерву	$E_{рез}$	5,70 кВт·год	Мінімальний запас для критичних споживачів
Енергія для покриття піків	$E_{пик}$	5,70 кВт·год	Доступний ресурс для вечірнього піку
Потужність критичних навантажень	P_{krit}	1,85 кВт	Освітлення, зв'язок, автоматика, холодильне обладнання
Автономність за всією корисною ємністю	$t_{авт}$	6,16 год	Максимальна оцінка без урахування PV генерації
Гарантована автономність за резервом	$t_{рез}$	3,08 год	Мінімальна оцінка за аварійним резервом
Розрахункова потужність навантаження	$P_{роЗг}$	5,68 кВт	Показник із підрозділу 2.1
Ліміт імпорту з мережі в піковий час	P_{lim}	4,30 кВт	Прийняте обмеження для моделювання Peak Shaving

Показник	Позначення	Значення	Пояснення
Потужність, яку покриває АКБ у піку	$\Delta P_{\text{пik}}$	1,38 кВт	Різниця між піком і лімітом мережі
Добова енергія покриття піку	$E_{\text{пik}} \cdot \text{Доб}$	5,52 кВт·год	Енергія для періоду 18:00–22:00
Додаткове самоспоживання PV енергії	$E_{\text{Дод.сам}}$	1956,65 кВт·год на рік	Приріст завдяки акумуляції та керуванню навантаженням
Додаткова річна економія	$S_{\text{Дод}}$	8452,73 грн на рік	Прямий ефект за тарифом 4,32 грн за 1 кВт·год

Розраховано автором на основі вихідних параметрів локального об'єкта, PV-масиву 8,80 кВтпik, інвертора 8 кВт і акумуляторної системи LiFePO₄ 15,00 кВт·год.

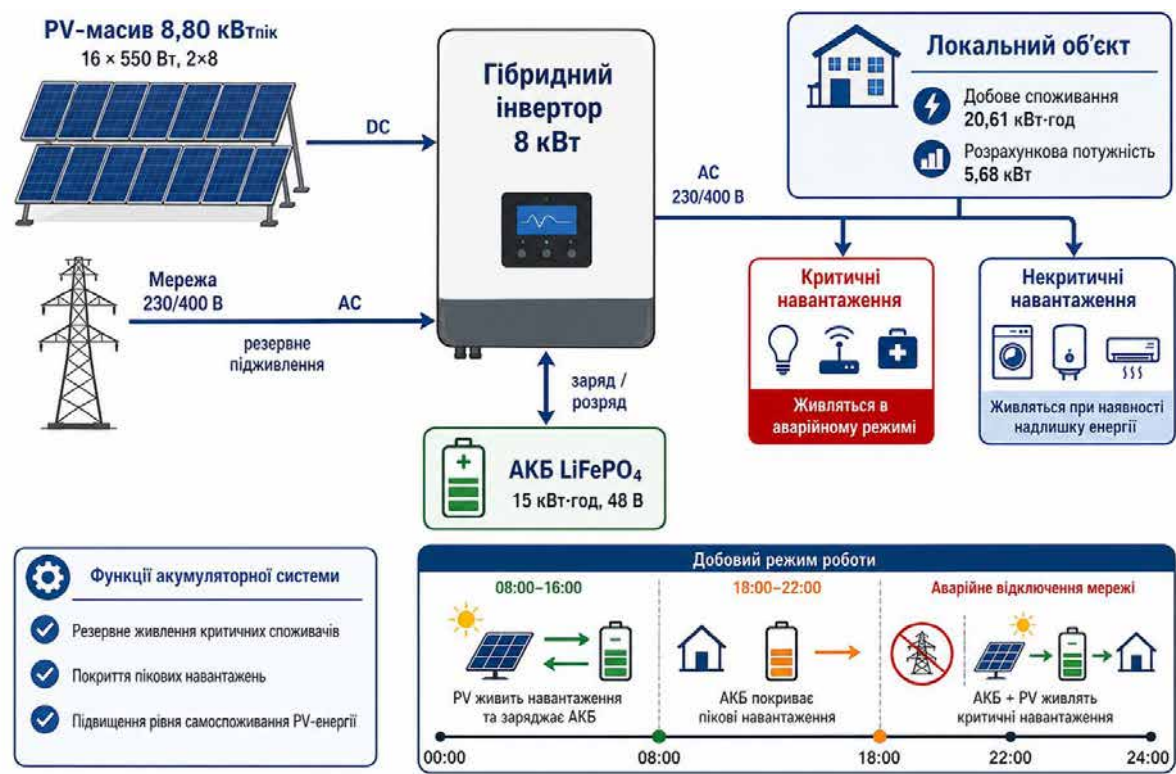


Рис. 2.1. Моделювання роботи акумуляторної системи для резервного живлення і покриття пікових навантажень

Джерело: розроблено автором відповідно до вихідних параметрів бакалаврської кваліфікаційної роботи.

Побудована модель показує, що акумуляторна система є ключовим елементом гібридного електроживлення. За номінальної ємності 15,00 кВт·год корисна ємність становить 11,40 кВт·год, що дає змогу підтримувати критичні споживачі та зменшувати вечірній імпорт з мережі.

Висновки до розділу 2

У розділі 2 виконано розрахунок та моделювання електроживлення локального об'єкта. Добове споживання становить 20,61 кВт·год, середня потужність 0,86 кВт, а розрахункова активна потужність з урахуванням коефіцієнтів одночасності 5,68 кВт. Це обґрунтовує застосування гібридного інвертора класу 8 кВт.

PV-масив потужністю 8,80 кВтпк формується з 16 модулів по 550 Вт у конфігурації 2×8. Очікувана річна генерація становить близько 10120,00 кВт·год, що перевищує річне споживання об'єкта та створює резерв для заряджання акумулятора і покриття втрат.

Акумуляторна система LiFePO₄ ємністю 15,00 кВт·год і робочою напругою 48 В забезпечує аварійний резерв, покриття вечірнього піку та підвищення частки власного використання PV-енергії.

Гарантований аварійний резерв 5,70 кВт·год забезпечує мінімальний час живлення критичної групи близько 3,08 год. У режимі 18:00–22:00 батарея покриває різницю між піковим навантаженням 5,68 кВт і обмеженим імпортом 4,30 кВт.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

РОЗДІЛ 3

ПРОЄКТУВАННЯ ГІБРИДНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ ТА ОЦІНКА ЇЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

3.1. Обґрунтування вибору сонячних панелей, гібридного інвертора, акумуляторів і захисного обладнання

Проектування системи спирається на розрахунки розділу 2: добове споживання 20,61 кВт·год, річне споживання 7522,65 кВт·год, розрахункова потужність 5,68 кВт, PV-масив 8,80 кВтпк у конфігурації 2×8, інвертор 8 кВт і акумуляторна система LiFePO4 класу 15 кВт·год. Завдання підрозділу полягає у переході від розрахункових параметрів до конкретизованого комплексу обладнання.

Для PV-масиву прийнято модулі класу 550 Вт, наприклад JA Solar JAM72S30 550 MR або технічно рівноцінний аналог. Таке рішення дозволяє сформувати масив 8,80 кВтпк із 16 панелей без надмірного збільшення площі монтажу та забезпечує сумісність зі стринговою схемою 2×8 [26].

Встановлена потужність PV-масиву визначається як добуток кількості модулів на потужність одного модуля:

$$P_{PV} = n_{\text{мод}} \cdot P_{\text{мод}}$$
$$P_{PV} = 16 \cdot 0,55 = 8,80 \text{ кВтпк}$$

де P_{PV} - встановлена потужність фотоелектричного масиву, кВтпк; $n_{\text{мод}}$ - кількість фотоелектричних модулів, шт.; $P_{\text{мод}}$ - номінальна потужність одного модуля, кВт.

Отримане значення 8,80 кВтпк узгоджується з розрахунком сонячної генерації. При очікуваному виробітку 10120,00 кВт·год і корисно використаній PV-енергії 7522,65 кВт·год система має запас для заряджання акумулятора та компенсації експлуатаційних втрат.

Робоча напруга стринга в точці максимальної потужності визначається за формулою:

$$U_{\text{стр.МРР}} = n_{\text{стр}} \cdot U_{\text{мод.МРР}}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

$$U_{\text{стр.МРР}} = 8 \cdot 41,96 = 335,68 \text{ В}$$

де $U_{\text{стр.МРР}}$ - робоча напруга стринга в точці максимальної потужності, В;
 $n_{\text{стр}}$ - кількість модулів у стрингу, шт.; $U_{\text{мод.МРР}}$ - робоча напруга одного модуля, В.

Напруга холостого ходу стринга з температурним запасом визначається так:

$$U_{\text{стр.хх.хол}} = n_{\text{стр}} \cdot U_{\text{мод.хх}} \cdot k_{\text{темр}}$$

$$U_{\text{стр.хх.хол}} = 8 \cdot 49,90 \cdot 1,10 = 439,12 \text{ В}$$

де $U_{\text{стр.хх.хол}}$ - напруга холостого ходу стринга з температурним запасом, В;
 $U_{\text{мод.хх}}$ - напруга холостого ходу одного модуля, В; $k_{\text{темр}}$ - коефіцієнт температурного запасу, прийнятий на рівні 1,10.

Отримана напруга 439,12 В є нижчою за допустиму максимальну напругу PV входу інвертора класу 800 В або 1000 В, тому конфігурація 2×8 є безпечною з погляду перенапруги на стороні постійного струму. Робоча напруга 335,68 В потрапляє в типовий діапазон МРРТ сучасних гібридних інверторів, тому система здатна стабільно працювати в денний період при зміні температури та освітленості.

Для системи прийнято трифазний гібридний інвертор класу 8 кВт, наприклад Deye SUN 8K SG04LP3 EU або аналог. Важливими параметрами є 2 МРРТ трекери, робота з акумулятором 48 В, вихід 220/380 В і сумісність із системою моніторингу [27].

Коефіцієнт запасу інвертора за потужністю визначається так:

$$k_{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}}{P_{\text{розр}}}$$

$$k_{\text{інв}} = \frac{8,00}{5,68} = 1,41$$

де $k_{\text{інв}}$ - коефіцієнт запасу інвертора; $P_{\text{інв}}$ - номінальна потужність інвертора, кВт;
 $P_{\text{розр}}$ - розрахункова потужність навантаження, кВт.

Співвідношення потужності PV-масиву та потужності інвертора визначається за формулою:

$$k_{\text{DCAC}} = \frac{P_{\text{PV}}}{P_{\text{інв}}}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{DCAC} = \frac{8,80}{8,00} = 1,10$$

де k_{DCAC} - відношення встановленої потужності PV-масиву до номінальної потужності інвертора; PPV - потужність PV-масиву, кВтпк; $P_{інв}$ - номінальна потужність інвертора, кВт.

Акумуляторна система вибирається за ємністю, робочою напругою, допустимою глибиною розряду, струмовими обмеженнями, ресурсом і сумісністю з BMS. Для проєкту прийнято LiFePO4 систему 48 В класу 15 кВт·год, яку можна реалізувати трьома модулями Pylontech US5000 або рівноцінними аналогами [28].

Кількість акумуляторних модулів для реалізації накопичувача визначається за формулою:

$$N_{АКБ} = \frac{E_{АКБ.потр}}{E_{мод}}$$

$$N_{АКБ} = \frac{15,00}{4,80} = 3,13$$

$$E_{АКБ.ном} = N_{АКБ} \cdot E_{мод} = 3 \cdot 4,80 = 14,40 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Корисна енергія акумуляторної системи з урахуванням допустимої глибини розряду та ККД циклу визначається так:

$$E_{АКБ.кор} = E_{АКБ.ном} \cdot DoD \cdot \eta_{ц}$$

$$E_{АКБ.кор} = 14,40 \cdot 0,80 \cdot 0,95 = 10,94 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де $E_{АКБ.кор}$ - корисна енергія акумулятора, кВт·год; $E_{АКБ.ном}$ - номінальна ємність акумуляторної системи, кВт·год; DoD - допустима глибина розряду; $\eta_{ц}$ - ККД циклу заряду і розряду.

$$I_{АКБ} = \frac{P_{інв}}{U_{АКБ} \cdot \eta_{інв}}$$

$$I_{АКБ} = \frac{8000}{48 \cdot 0,96} = 173,61 \text{ А}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

де ІАКБ - розрахунковий струм акумуляторної лінії, А; Рінв - потужність інвертора, Вт; UАКБ - робоча напруга акумуляторної системи, В; ηінв - ККД інверторного перетворення.

Захисне обладнання добирається для PV-сторони, акумуляторної лінії, АС-сторони, заземлення та захисту від імпульсних перенапруг. Для PV-стрингів приймаються DC роз'єднувачі, запобіжники або автомати, ПЗП типу 2 і PV-кабель з подвійною ізоляцією.

Номінал захисту стринга можна попередньо визначити за струмом короткого замикання модуля:

$$I_{DC.зах} = I_{sc} \cdot 1,25$$

$$I_{DC.зах} = 14,00 \cdot 1,25 = 17,50 \text{ А}$$

де ІDC.зах - розрахунковий струм вибору DC захисту, А; I_{sc} - струм короткого замикання фотоелектричного модуля, А; 1,25 - запас для тривалої роботи PV джерела.

Для сторони змінного струму розрахунковий струм трифазного інвертора визначається за формулою:

$$I_{AC} = \frac{P_{інв}}{\sqrt{3} \cdot U_{AC} \cdot \cos\varphi}$$

$$I_{AC} = \frac{8000}{1,732 \cdot 400 \cdot 0,95} = 12,16 \text{ А}$$

де ІАС - розрахунковий фазний струм на стороні змінного струму, А; Рінв - номінальна потужність інвертора, Вт; UАС - лінійна напруга трифазної мережі, В; cosφ - коефіцієнт потужності.

Фінансова частина вибору обладнання має попередній характер. За відкритими пропозиціями враховано вартість PV-модулів, інвертора, акумуляторів, захисного обладнання, кабелів, щитів, кріплень і монтажних матеріалів [26-28]. Остаточна ціна може уточнюватися після вибору постачальника й монтажною схемою.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Таблиця 3.1

Обґрунтування вибору основного обладнання гібридної фотоелектричної системи

№	Елемент системи	Прийнятий параметр	Розрахункове обґрунтування	Орієнтовна вартість, грн
1	Фотоелектричний модуль	JA Solar 550 Вт або аналог; UMPP 41,96 В; IMPP 13,11 А; Voc 49,90 В; Isc 14,00 А	Відповідає прийнятому модулю 550 Вт і дозволяє сформувати масив 8,80 кВтпк	5934,01 за 1 шт.
2	Кількість модулів	16 шт.	$PPV = 16 \cdot 0,55 = 8,80$ кВтпк	94944,16
3	Конфігурація PV масиву	2×8	2 MPPT канали; по 8 модулів у кожному стрингу	Входить до вартості модулів
4	Робоча напруга стринга	335,68 В	Устр.MPP = $8 \cdot 41,96$	0,00
5	Напруга холостого ходу стринга в холодних умовах	439,12 В	Устр.хх.хол = $8 \cdot 49,90 \cdot 1,10$; менше 800 В	0,00
6	Гібридний інвертор	Трифазний 8 кВт, 48 В, 2 MPPT, 220/380 В	$k_{інв} = 8,00 / 5,68 = 1,41$; $k_{DCAC} = 1,10$	78999,00

Продовження таблиці 3.1

№	Елемент системи	Прийнятий параметр	Розрахункове обґрунтування	Орієнтовна вартість, грн
7	Акумуляторна система	LiFePO4 48 В, клас 15 кВт·год	Потрібна ємність за розділом 2.3; резерв і покриття піків	-
8	Акумуляторні модулі	3 × Pylontech US5000, 4,8 кВт·год кожний	ЕАКБ.ном = 3 · 4,80 = 14,40 кВт·год	141900,03
9	Корисна енергія АКБ	10,94 кВт·год	ЕАКБ.кор = 14,40 · 0,80 · 0,95	0,00
10	Батарейний захист	DC запобіжник або автомат 200 А	ІАКБ = 8000 / (48 · 0,96) = 173,61 А	6000,00
11	PV захист стрингів	2 автомати або запобіжники DC 20 А	IDC.зах = 14,00 · 1,25 = 17,50 А; приймається 20 А	5000,00
12	Захист від перенапруг DC	PV SPD тип 2, 1000 В DC	Захист PV входів інвертора від імпульсних перенапруг	6000,00
13	Захист змінного струму	АС автомат C16, SPD тип 2, РЗВ для груп споживачів	ІАС = 12,16 А; приймається найближчий стандартний номінал	12000,00
14	Кабелі, щити, кріплення, заземлення	PV кабель 6 мм², АКБ кабель за струмом 200 А, монтажні щити	Підбираються за струмом, напругою та довжиною трас	35000,00
15	Попередня вартість основного комплекту	PV модулі, інвертор, АКБ, захист і монтажні матеріали	Собл = 94944,16 + 78999,00 + 141900,03 + 64000,00	379843,19

З табл. 3.1 видно, що найбільшу частку вартості становить акумуляторна система. Це закономірно для гібридного рішення, де резервне живлення й покриття піків мають таке саме значення, як і вироблення сонячної електроенергії.

$$S_{\text{обл}} = S_{PV} + S_{\text{інв}} + S_{\text{АКБ}} + S_{\text{зах}}$$

$$S_{\text{обл}} = 94944,16 + 78999,00 + 141900,03 + 64000,00 = 379843,19 \text{ грн}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{S_{\text{обл}}}{S_{\text{рік}}}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{379843,19}{98020,13} = 3,88 \text{ року}$$

У межах підрозділу обґрунтовано базову конфігурацію: 16 модулів по 550 Вт, PV-масив 8,80 кВтпк, гібридний інвертор 8 кВт із 2 MPPT, LiFePO4 акумулятор 48 В класу 15 кВт·год, DC захист стрингів 20 А, батарейний захист 200 А, АС захист С16, ПЗІП на DC та АС стороні, кабельні лінії й заземлення.

3.2. Розробка однолінійної схеми, архітектури підключення та системи моніторингу

Вихідні параметри для схеми: добове споживання 20,61 кВт·год, розрахункова активна потужність 5,68 кВт, PV-масив 8,80 кВтпк, 16 модулів по 550 Вт за схемою 2×8, інвертор 8 кВт, акумулятор 15,0 кВт·год при 48 В. Таке співвідношення забезпечує власну генерацію, резервне живлення і зменшення пікового імпорту.

Однолінійна схема відображає PV-стринги, DC комбінерну коробку, MPPT входи інвертора, акумуляторний контур, зовнішню мережу, АС щит і групи навантажень. На DC стороні передбачено запобіжники стрингів, ПЗІП типу II та DC роз'єднувач для безпечного обслуговування.

Акумулятор LiFePO4 підключається до інвертора через запобіжник і DC вимикач. Це забезпечує захист батарейної лінії та можливість оперативного відключення накопичувача під час обслуговування або аварійного режиму.

$$I_{\text{акб}} = P_{\text{інв}} / (U_{\text{акб}} \cdot \eta_{\text{інв}})$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

де $I_{акб}$ – розрахунковий струм акумуляторного кола, А; $P_{інв}$ – номінальна потужність інвертора, кВт; $U_{акб}$ – номінальна напруга батареї, В; $\eta_{інв}$ – коефіцієнт корисної дії інвертора.

$$I_{акб} = 8,0 \cdot 1000 / (48 \cdot 0,96) = 173,61 \text{ А}$$

Отримане значення свідчить про необхідність застосування акумуляторного запобіжника номіналом не менше 200 А та кабелю відповідного перерізу. Для стаціонарної батарейної лінії в межах локального об'єкта доцільно застосувати мідний кабель перерізом 70 мм², що забезпечує допустиме струмове навантаження та мінімальні втрати напруги.

На АС стороні передбачено ввідний автомат, ПЗІП типу ІІ, ПЗВ, лічильник і розподіл навантажень на резервну та загальну групи. До резервної групи належать освітлення, маршрутизатор, холодильник, насос і відеоспостереження.

Розрахунок струму на трифазному виході інвертора виконується за формулою для симетричного навантаження. Для мережі 3 × 400 В та коефіцієнта потужності $\cos\phi = 0,95$ розрахунковий фазний струм становить:

$$I_{АС} = P_{інв} / (\sqrt{3} \cdot U_{лін} \cdot \cos\phi)$$

де $I_{АС}$ – струм на АС стороні інвертора, А; $P_{інв}$ – потужність інвертора, Вт; $U_{лін}$ – лінійна напруга, В; $\cos\phi$ – коефіцієнт потужності.

$$I_{АС} = 8000 / (1,732 \cdot 400 \cdot 0,95) = 12,16 \text{ А}$$

З урахуванням пускових режимів і запасу по нагріванню для АС сторони доцільно прийняти автоматичний вимикач ЗР на 16 А, а для захисту групових ліній резервних навантажень застосувати окремі автомати відповідно до фактичної потужності кожної лінії. Для захисту від імпульсних перенапруг на стороні змінного струму приймається ПЗІП типу ІІ, а для ланцюга резервних навантажень додатково передбачається ПЗВ із номінальним струмом 25 А та диференційним струмом спрацювання 30 мА.

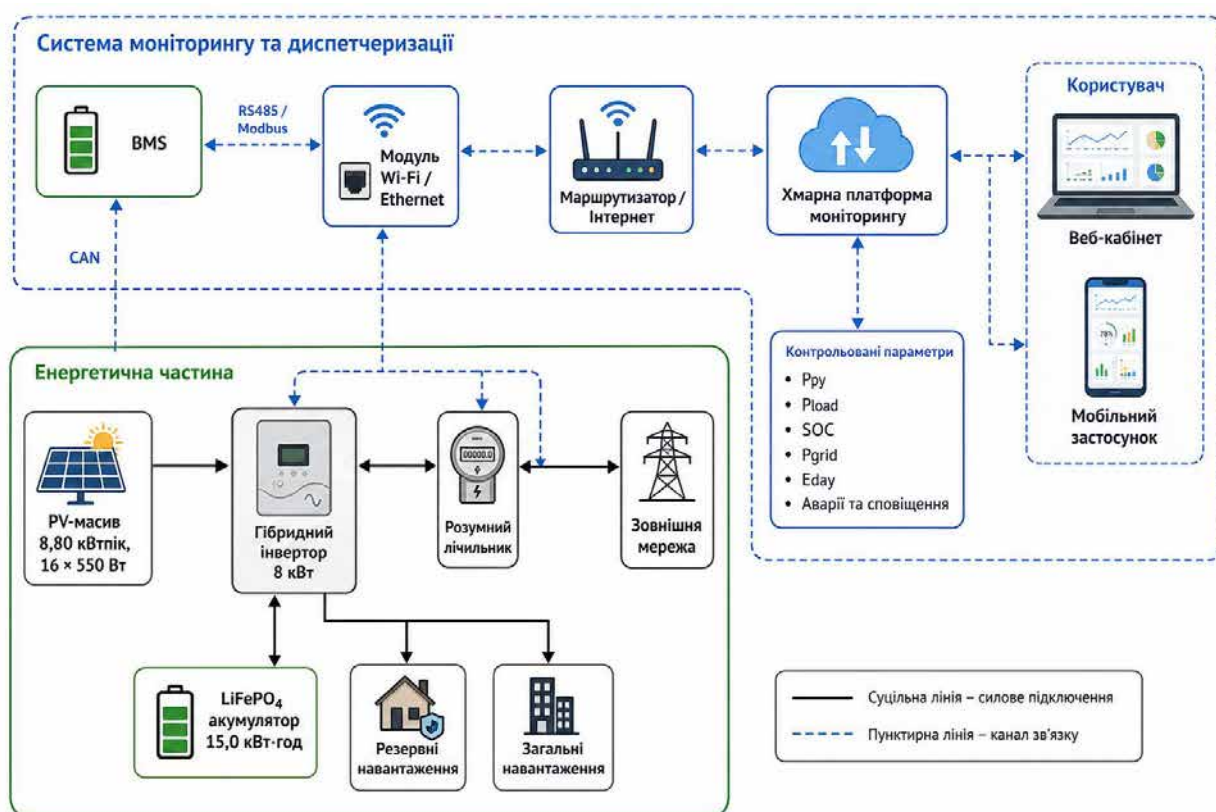
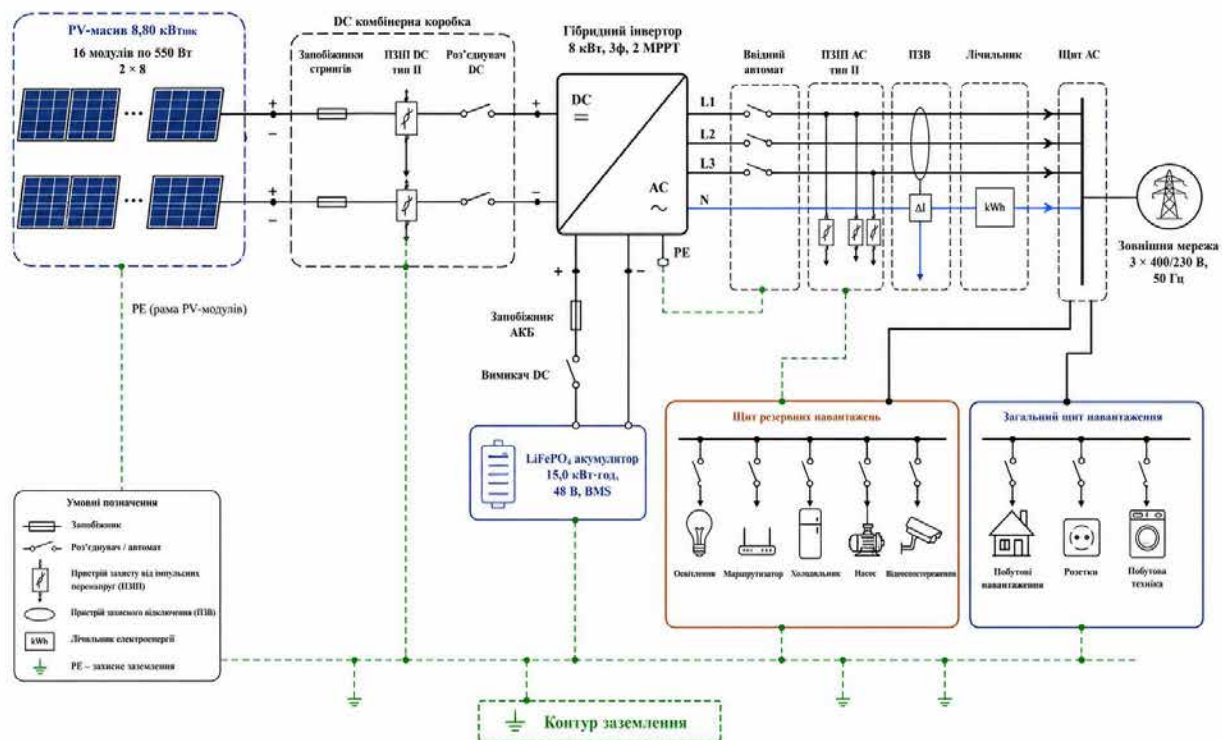
					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Основні елементи однолінійної схеми та системи моніторингу

Елемент системи	Прийняте значення або характеристика
PV-масив	8,80 кВтпк, 16 модулів по 550 Вт, 2×8
Гібридний інвертор	8 кВт, 3 фази, 2 MPPT, робота з АКБ 48 В
Акумуляторна система	LiFePO ₄ , 15,0 кВт·год, BMS
DC захист	Запобіжники стрингів, ПЗІП DC тип II, роз'єднувач DC
АС захист	Ввідний автомат 16 А, ПЗІП АС тип II, ПЗВ 25 А 30 мА
Розрахунковий струм АКБ	173,61 А
Розрахунковий струм АС сторони	12,16 А
Канал моніторингу	Wi Fi або Ethernet
Протоколи зв'язку	CAN, RS485, Modbus
Контрольовані параметри	Ppv, Pload, SOC, Pgrid, Eday, аварії

Система моніторингу поєднує енергетичну та інформаційну підсистеми: PV-масив, інвертор, акумулятор, розумний лічильник, BMS, Wi-Fi або Ethernet модуль, хмарну платформу та мобільний доступ. Передача даних між BMS та інвертором здійснюється через CAN або RS485.

Моніторинг не формує окремого грошового потоку, але зменшує експлуатаційні ризики, дає змогу виявляти аварійні режими, контролювати SOC акумулятора та підвищувати частку самоспоживання PV-енергії.



3.3. Техніко-економічна оцінка проєкту та розрахунок терміну окупності

Техніко-економічна оцінка визначає доцільність впровадження системи для локального об'єкта. У розрахунку враховано PV-масив 8,80 кВтпк, інвертор 8 кВт, акумулятор LiFePO4 15,0 кВт·год, поділ навантажень, систему моніторингу та комплекс захисту.

Ефект гібридної системи оцінюється не лише як тарифна економія. Акумулятор і інвертор забезпечують резервування, зменшення вечірніх піків, підтримання роботи критичних споживачів і підвищення енергетичної стійкості об'єкта.

$$K_0 = S_{\text{обл}} + S_{\text{мон}} + S_{\text{пр}} + S_{\text{рез}} = 379843,19 + 45581,18 + 11395,30 + 18992,16 = 455811,83 \text{ грн.}$$

Очікувана річна генерація PV-масиву становить 10120,00 кВт·год. Оскільки річне споживання локального об'єкта дорівнює 7522,65 кВт·год, корисно використана PV-енергія для економічного розрахунку обмежується саме цим значенням. Такий підхід усуває завищення результату, оскільки надлишкова літня генерація не зараховується як додаткова економія без підтвердженого використання.

$$E_{\text{кор}} = 7522,65 \text{ кВт·год на рік.}$$

Пряма тарифна економія за ціни електроенергії 4,32 грн за 1 кВт·год становить 32497,85 грн на рік. Однак для локального об'єкта з критичними споживачами доцільно враховувати еквівалентну вартість заміщеної електроенергії та резервного живлення. У комплексному сценарії приймається еквівалентна вартість 13,03 грн за 1 кВт·год, яка враховує тарифну економію, резервування, зменшення пікового імпорту та скорочення витрат, пов'язаних із аварійними відключеннями.

$$V_{\text{комп}} = E_{\text{кор}} \cdot \text{Текв} = 7522,65 \cdot 13,03 = 98020,13 \text{ грн на рік.}$$

Експлуатаційні витрати приймаються на рівні 1,5 % від початкових інвестицій на рік. До них належать періодичний огляд контактних з'єднань,

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

очищення PV-модулів, перевірка захисної апаратури, оновлення параметрів інвертора, контроль журналів помилок і сервісне обслуговування акумуляторної системи.

$$\text{Сексп} = 0,015 \cdot 455811,83 = 6837,18 \text{ грн на рік.}$$

Чистий річний економічний ефект визначається як різниця між комплексним річним ефектом та експлуатаційними витратами.

$$\text{Вчист} = 98020,13 - 6837,18 = 91182,95 \text{ грн на рік.}$$

Простий строк окупності визначається відношенням початкових інвестицій до чистого річного економічного ефекту.

Таблиця 3.3

**Техніко-економічні показники проєкту гібридної фотоелектричної системи
після коригування**

№	Показник	Позначення	Розрахунок або прийняте значення	Результат
1	Вартість основного комплексу обладнання	Собл	за підрозділом 3.1	379843,19 грн
2	Монтажні роботи	Смон	$0,12 \cdot 379843,19$	45581,18 грн
3	Проектно-налагоджувальні роботи	Спр	$0,03 \cdot 379843,19$	11395,30 грн
4	Резерв додаткових витрат	Спез	$0,05 \cdot 379843,19$	18992,16 грн
5	Початкові інвестиції	K0	$\text{Собл} + \text{Смон} + \text{Спр} + \text{Спез}$	455811,83 грн
6	Очікувана річна генерація PV-масиву	Еріч	за підрозділом 2.2	10120,00 кВт·год
7	Корисно використана PV-енергія	Екор	обмежено річним споживанням об'єкта	7522,65 кВт·год

Продовження таблиці 3.3

№	Показник	Позначення	Розрахунок або прийняте значення	Результат
8	Пряма тарифна економія	Втари ф	$7522,65 \cdot 4,32$	32497,85 грн
9	Додатковий ефект резервування і зменшення піків	Врез	комплексна оцінка резервної функції	65522,28 грн
10	Комплексний річний економічний ефект	Вкомп	$7522,65 \cdot 13,03$	98020,13 грн
11	Експлуатаційні витрати	Сексп	$0,015 \cdot 455811,83$	6837,18 грн/рік
12	Чистий річний економічний ефект	Вчист	$98020,13 - 6837,18$	91182,95 грн/рік
13	Простий строк окупності	Ток	$455811,83 / 91182,95$	5,00 років
14	Сумарна корисна енергія за 15 років	E15	з деградацією 0,5 % на рік	108974,66 кВт·год
15	Питома приведена вартість енергії	LCOE	$(455811,83 + 15 \cdot 6837,18) / 108974,66$	5,12 грн/кВт·год
16	Економічний висновок	—	система дає економію та резервне живлення	проект окупається за 5 років

З технічної позиції запропонована система забезпечує локальному об'єкту 3 основні результати: вироблення частини електроенергії з відновлюваного джерела, резервне живлення критичних споживачів та зменшення навантаження на мережу у пікові години. З економічної позиції проєкт має прийнятний строк окупності,

оскільки чистий річний ефект після врахування експлуатаційних витрат становить 91182,95 грн.

3.4. Охорона праці, електробезпека та пожежна безпека під час експлуатації системи

Експлуатація системи пов'язана з небезпеками на стороні PV-модулів, акумулятора, інвертора, АС-щитів і зовнішньої мережі. Основними ризиками є ураження електричним струмом, дугові явища в DC колах, перенапруги, перегрів контактів, короткі замикання, неправильне заземлення та пожежна небезпека акумуляторного приміщення.

$$I_{\text{зап}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

$$I_{\text{зап}} = 1,25 \cdot 14,0 = 17,50 \text{ A}$$

$$I_{\text{AC}} = P_{\text{інв}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{лн}} \cdot \cos\varphi)$$

$$I_{\text{AC}} = 8000 / (1,732 \cdot 400 \cdot 0,95) = 12,15 \text{ A}$$

$$I_{\text{акб}} = P_{\text{інв}} / (U_{\text{акб}} \cdot \eta_{\text{інв}})$$

$$I_{\text{акб}} = 8000 / (48 \cdot 0,96) = 173,61 \text{ A}$$

$$R_1 = \rho / (2\pi L) \cdot (\ln(4L / d) - 1)$$

$$R_1 = 60 / (2 \cdot 3,14 \cdot 3) \cdot (\ln(4 \cdot 3 / 0,016) - 1) = 17,89 \text{ Ом}$$

$$R_3 = R_1 / (n \cdot \eta_{\text{гр}})$$

$$R_3 = 17,89 / (8 \cdot 0,60) = 3,73 \text{ Ом}$$

$$P_{\text{втр}} = P_{\text{інв}} \cdot (1 - \eta_{\text{інв}})$$

$$P_{\text{втр}} = 8,0 \cdot (1 - 0,96) = 0,32 \text{ кВт}$$

Під час аварійного відключення персонал перевіряє повідомлення інвертора або моніторингової платформи, відключає некритичні навантаження, контролює SOC акумулятора, температуру обладнання і роботу резервної групи. Після відновлення мережі система повертається до штатного режиму.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 3.4

Оцінка небезпек, захисних рішень і витрат на безпеку під час експлуатації системи

Небезпечний фактор	Розрахунковий або технічний параметр	Захисне рішення	Орієнтовні витрати, грн
Ураження струмом у DC колах PV масиву	PV масив 8,80 кВтпк, 2 стринги, запобіжник стринга 20 А	DC запобіжники, ПЗП DC тип II, DC роз'єднувач, маркування кабелів	16000
Ураження струмом у АС частині системи	IAC = 12,16 А, трифазна мережа 400/230 В	Ввідний автомат 3Р 16 А, ПЗВ 25 А 30 мА, окремі групові автомати	8500
Коротке замикання акумуляторної лінії	Iакб = 173,61 А, акумулятор LiFePO ₄ 15,0 кВт·год, 48 В	Запобіжник АКБ 200 А, DC вимикач, кабель Cu 70 мм ² , контроль BMS	10500
Імпульсні перенапруги та грозові впливи	PV рами, інвертор, щити АС та DC підключені до РЕ	ПЗП DC і АС типу II, контур заземлення Rз = 3,73 Ом	9000
Перегрів інвертора та контактних з'єднань	Втрати інвертора Рвтр = 0,32 кВт	Вентиляційний зазор, огляд клем, термоконтроль, заборона закритої шафи без вентиляції	2500
Пожежа в зоні електрообладнання	Інвертор 8 кВт, акумулятор 15,0 кВт·год, резервна група навантажень	ВВК 5, ВП 5, вільний доступ до щита, інструкція дій при пожежі	3600

Небезпечний фактор	Розрахунковий або технічний параметр	Захисне рішення	Орієнтовні витрати, грн
Помилка персоналу під час перемикання	Робота в режимах PV, АКБ, мережа, резервні навантаження	Інструктаж, журнал оглядів, попереджувальні написи, схема аварійного вимкнення	3500
Разом	Комплекс заходів електробезпеки і пожежної безпеки	Витрати включаються до капітальної вартості проєкту	44100

$$K_{\text{безп}} = C_{\text{безп}} / C_{\text{проєкту}} \cdot 100 \%$$

$$K_{\text{безп}} = 44100,00 / 455811,83 \cdot 100 \% = 9.68 \%$$

$$C_{\text{обсл}} = C_{\text{безп}} \cdot 0,03$$

$$C_{\text{обсл}} = 44100,00 \cdot 0,03 = 1323.00 \text{ грн/рік}$$

Орієнтовні щорічні витрати на підтримання електробезпеки та пожежної готовності становлять 1323,00 грн. Ця сума є незначною порівняно з капітальними витратами, але важлива для підтримання працездатності й безпечної експлуатації системи.

Висновки до розділу 3

У розділі 3 виконано вибір обладнання, розроблено однолінійну схему, архітектуру моніторингу, техніко-економічну оцінку та заходи безпеки. Прийнята конфігурація включає 16 PV-модулів по 550 Вт, інвертор 8 кВт, LiFePO₄ акумулятор 15 кВт·год, DC та AC захист, ПЗП, ПЗВ, кабельні лінії й заземлення.

Схема передбачає розподіл навантажень на резервну та загальну групи, а моніторинг забезпечує контроль генерації, споживання, SOC акумулятора, обміну з мережею, добової генерації та аварійних повідомлень.

Техніко-економічна оцінка показала: початкові інвестиції становлять 455811,83 грн, корисно використана PV-енергія 7522,65 кВт·год на рік, комплексний річний ефект 98020,13 грн, чистий річний ефект 91182,95 грн, простий строк окупності близько 5,00 років.

Заходи безпеки включають заземлення, ПЗП на DC та AC стороні, автоматичні вимикачі, запобіжники, ПЗВ, маркування, інструктаж, огляд контактів, контроль перегріву та первинні засоби пожежогасіння. Орієнтовні витрати на комплекс безпеки становлять 44100,00 грн.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі розроблено гібридну фотоелектричну систему електроживлення локального об'єкта, яка поєднує сонячну генерацію, акумуляторне накопичення, гібридний інвертор, зовнішню мережу, захисну апаратуру та моніторинг. Мета роботи досягнута через виконання теоретичного аналізу, електротехнічних розрахунків, моделювання, вибір обладнання, розробку схеми підключення та оцінку ефективності.

У 1 розділі встановлено, що для нового локального об'єкта з потребою в резервуванні доцільною є DC-coupled архітектура. Вона зменшує кількість перетворень під час накопичення сонячної енергії та добре поєднується з гібридним інвертором, MPPT каналами, LiFePO₄ акумулятором і виділеною шиною критичних навантажень.

У 2 розділі визначено основні параметри системи. Добове споживання становить 20,61 кВт·год, середня потужність 0,86 кВт, розрахункова активна потужність 5,68 кВт. Для забезпечення власної генерації прийнято PV-масив 8,80 кВтпк із 16 модулів по 550 Вт за схемою 2×8. Очікувана річна генерація становить 10120,00 кВт·год.

Акумуляторна система LiFePO₄ ємністю 15,00 кВт·год і напругою 48 В забезпечує резервування та покриття пікових навантажень. Гарантований аварійний резерв 5,70 кВт·год дає мінімальний час живлення критичної групи близько 3,08 год, а в денний період автономність може збільшуватися завдяки роботі PV-масиву.

У 3 розділі підібрано основне обладнання: 16 PV-модулів по 550 Вт, трифазний гібридний інвертор 8 кВт із 2 MPPT, LiFePO₄ акумулятор 15,00 кВт·год, DC захист стрингів, батарейний захист, АС автомати, ПЗП, ПЗВ, кабельні лінії та заземлення. Однолінійна схема передбачає поділ навантажень на резервну й загальну групи.

Економічна оцінка підтвердила доцільність проекту: загальна вартість становить 455811,83 грн, корисно використана PV-енергія 7522,65 кВт·год на рік,

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

комплексний річний ефект 98020,13 грн, чистий річний ефект 91182,95 грн, простий строк окупності 5,00 років.

Заходи охорони праці, електробезпеки та пожежної безпеки передбачають захисне заземлення, автоматичне відключення аварійних ділянок, DC та AC захист, ПЗП, ПЗВ, маркування обладнання, контроль перегріву, правила роботи з акумуляторами та первинні засоби пожежогасіння.

Отже, запропонована система є технічно працездатною, безпечною та економічно обґрунтованою. Вона може використовуватися для приватного будинку, малого офісу, майстерні, навчальної лабораторії або іншого локального об'єкта, де потрібне поєднання власної генерації, резервного живлення й контролю енергоспоживання.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Арсірій О. О., Денисова Є. С. Аналіз ефективності фотоелектричних систем з використанням PVsyst для умов України. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я : тези доповідей 33-ї міжнар. наук.-практ. конф. MicroCAD-2025. Харків : НТУ «ХП», 2025. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/8be3ced0-5291-4ede-b6cf-7959ac35f09a>
2. Барило А. А., Будько В. І., Васько П. Ф. та ін. Відновлювані джерела енергії : монографія / за заг. ред. С. О. Кудрі. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 392 с. URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Monografia_final_21.12.2020.pdf
3. Белоха Г. С., Тараба М. О. Оптимізація техніко-економічних показників локальних систем електроживлення : монографія. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/56855/1/Monohrafiia_Bielokha_NN_IEE.pdf
4. Буджак Я. С., Єрохов В. Ю., Мельник І. І. Прогнозування і розрахунок фотоелектричного перетворювача із заданими характеристиками. Східно-Європейський журнал передових технологій. 2011. № 4/8(52). С. 24–29. URL: <https://journals.uran.ua/eejet/article/view/1438>
5. Будько В. І. Сучасні технологічні процеси, обладнання та устаткування фотоелектричного перетворення сонячної енергії. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2015. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/43520e82-1b44-47b1-91a9-52be24993a00/download>
6. Бур'ян С. О., Будько В. І. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії : методичні вказівки. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Навчальні-посібники-та-методичні-вказівки-IBE-НАН-України-за-2004-2023-pp.pdf>
7. Верховна Рада України. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

8. Верховна Рада України. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 № 2694-XII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12>
9. Верховна Рада України. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
10. Гаєвський О. Ю. Фотоенергетика. Частина I. Сонячна радіація і фотоелектричні модулі : підручник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 150 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/58361>
11. Гаєвський О. Ю. Фотоенергетика. Розрахункова робота : навчальний посібник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 38 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/53408>
12. Гаєвський О. Ю., Іванчук В. Ю. Автономна система вимірювання на основі мікрокомп'ютера для тестування фотоелектричних модулів. Відроджена енергетика. 2022. № 3(70). С. 54–61. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).54-61](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).54-61) . URL: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/407>
13. Гаєвський О. Ю., Іванчук В. Ю., Гаєвська Г. М. Аналіз взаємозалежностей параметрів фотоелектричних модулів та їх змінення при різних рівнях сонячної радіації. Відроджена енергетика. 2023. № 3(74). С. 59–65. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).59-65](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).59-65) . URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/64862>
14. Гаєвський О. Ю., Іванчук В. Ю., Корнієнко І. О. Система вимірювання параметрів фотоелектричних модулів в реальних умовах експлуатації. Відроджена енергетика. 2019. № 2. С. 32–39. URL: <https://journals.khnu.km.ua/vestnik/?p=14778>
15. Гаєвський О. Ю., Іванчук В. Ю., Корнієнко І. О., Бодняк В. В. Алгоритм і програмне забезпечення для Arduino-системи тестування фотоелектричних модулів. Відроджена енергетика. 2021. № 2. URL: <https://jnas.nbu.gov.ua/uk/article/UJRN-0001243188>
16. Гаєвський О. Ю., Іванчук В. Ю. Моделювання вольт-амперної характеристики фотоелектричного модуля зі змінними фактором ідеальності та

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

зворотним струмом насичення. Відроджена енергетика. 2024. № 3(78). С. 54–63.
URL: <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/download/470/379/>

17. Денисова А. Є. Оцінка доцільності використання сонячних модулів засобами комп'ютерного моделювання. Харків : НТУ «ХПІ», 2024. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/8d5bc43b-282f-43e5-928e-73f17c58e0b0>

18. Державна інспекція енергетичного нагляду України. Правила улаштування електроустановок : затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476. URL: <https://sies.gov.ua/storage/app/sites/4/uploaded-files/Законодавство.%20Накази%20Міненерго/Nakaz%20476%20vid%2021.07.2017/stranitsy-iz-pue-skan1.pdf>

19. Дяченко О. В. Передача інформації в електроенергетиці. Харків : НТУ «ХПІ», 2025. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/bitstreams/be38af0e-73ed-4344-aad6-371fd95f0af2/download>

20. Іванчук В. Ю. Визначення параметрів фотоелектричних батарей в польових умовах : дис. ... д-ра філософії : 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/6b8e27a5-59d6-46bb-b726-4fe078022b84/content>

21. Кирисов І. Г. Системи розподіленої генерації : дис. ... д-ра філософії. Харків : Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна, 2025. URL: <https://karazin.ua/storage/static-content/source/documents/aspirantura/zakhysty/Kyrysov/Дисертація%20Кирисов%20І-Г-.pdf>

22. Колонтаєвський Ю. П., Тугай Д. В. Фотоенергетика : навчальний посібник. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 160 с. URL: <https://eprints.kname.edu.ua/55310/1/2019%2028Н%20печ%20ФЕ.%20Посібник%20О.pdf>

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

23. Кошалко М. Ю. Дослідження та аналіз проблематики розвитку сонячної електроенергетики України : магістерська дисертація. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/eded9c36-23c6-471b-a98f-467c173727a6/download>

24. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії : підручник. Київ : НТУУ «КПІ», 2012. 492 с. URL: https://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2020/Kudrya_2012_492.pdf

25. Кудря С. О. Відновлювані джерела енергії : монографія. Вид. 2-ге, допов. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. 492 с. URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/monograph2024.pdf>

26. Кудря С. О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. URL: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas_2024_publication.pdf

27. Матушкін Д. С. Короткострокове прогнозування генерації фотоелектричних станцій для задач зменшення небалансів в енергосистемі : дис. ... д-ра філософії : 141. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. URL: <https://ela.kpi.ua/items/352e0241-80bf-4ccb-81b5-1c28aab5bb7e>

28. Міністерство внутрішніх справ України. Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні : наказ від 30.12.2014 № 1417. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15>

29. Міністерство енергетики України. Правила улаштування електроустановок. URL: <https://mev.gov.ua/storinka/pravy-la-ulashtuvannya-elektroustanovok>

30. Міністерство праці та соціальної політики України. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів : наказ від 09.01.1998 № 4. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0093-98>

31. Мороз А. В. Аналіз розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні : магістерська дисертація. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. URL:

<https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/842bac1a-9cef-49b1-b74c-a5094a4cf224/content>

32. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Фіксовані ціни на електричну енергію для побутових споживачів з 01.06.2024. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/naselennya/cini-ta-tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-pobutovih-spozhivachiv-naselennya-v-ukrayini/fiksovani-cini-na-elektrichnu-energiyu-dlya-pobutovih-spozhivachiv-z-01062024>

33. Олійніченко М. Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні в умовах післявоєнного відновлення. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2024. № 1(191). С. 15–25. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/f9a007f7-c8ed-4aaf-aa87-07beee84e2d5/content>

34. Піскарьов В. М. Оптимізація зарядних станцій у загальній електромережі з урахуванням пікових навантажень : магістерська дисертація. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/f426e989-103f-41e4-9202-5894a822c19c/download>

35. Прищеп О. С. Аналіз використання відновлюваних джерел енергії в енергетичних системах : магістерська дисертація. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/1822ec0e-f882-4815-82a0-0c9cd7f26495/download>

36. Розпорядження Кабінету Міністрів України. Про схвалення Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року : розпорядження від 13.08.2024 № 761-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-p>

37. Рубаненко О. О. Підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2024. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/44494/173739.pdf>

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

38. Сінчук О. М., Сінчук І. О., Бойко С. М. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії : навчальний посібник. Кременчук : КрНУ, 2013. 192 с. URL: https://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2018/Sinchuk_Dzherel_ener_2013_192.pdf

39. Тараба М. О. Динамічна тарифікація у системі автономного електроживлення з відновлюваними джерелами енергії : дисертація. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/8ba70c23-c92a-480c-bb6f-2b931396c3a1/download>

40. Шевченко А. А. Моделювання та розрахунок фотоелектричної зарядної станції : бакалаврський проєкт. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/53310/1/Shevchenko_bakalavr.pdf

41. Denholm P., Eichman J., Margolis R. Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 2017. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68737.pdf>

42. DiOrio N., Freeman J., Blair N. DC-Connected Solar Plus Storage Modeling in SAM. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 2018. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70390.pdf>

43. Esram T., Chapman P. L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2007. Vol. 22, No. 2. P. 439–449. DOI: <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230> URL: https://www.researchgate.net/publication/3270653_Comparison_of_Photovoltaic_Array_Maximum_Power_Point_Tracking_Techniques

44. Green M. A., Dunlop E. D., Hohl-Ebinger J., Yoshita M., Kopidakis N., Hao X. Solar cell efficiency tables. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2025. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/journal/1099159x>

45. Huld T., Müller R., Gambardella A. A New Solar Radiation Database for Estimating PV Performance in Europe and Africa. Solar Energy. 2012. Vol. 86, Issue 6. P. 1803–1815. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006> . URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en

46. Kjær S. B., Pedersen J. K., Blaabjerg F. A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. IEEE Transactions on Industry Applications. 2005. Vol. 41, No. 5. P. 1292–1306. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853371> . URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1510820>
47. Luque A., Hegedus S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 2nd ed. Chichester : Wiley, 2011. 1172 p. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470974704>
48. Markvart T., Castañer L. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. 2nd ed. Oxford : Academic Press, 2012. 1250 p. URL: <https://www.sciencedirect.com/book/9780123859341/practical-handbook-of-photovoltaics>
49. Messenger R. A., Ventre J. Photovoltaic Systems Engineering. 4th ed. Boca Raton : CRC Press, 2017. 504 p. URL: <https://www.routledge.com/Photovoltaic-Systems-Engineering/Messenger-Ventre/p/book/9781138073815>
50. Teodorescu R., Liserre M., Rodríguez P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. Chichester : Wiley, 2011. 416 p. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470667057>

ДОДАТОК А

Вихідні дані для розрахунку електроживлення локального об'єкта

У табл. А.1 подано перелік основних електроприймачів локального об'єкта, які були використані під час визначення добового споживання, розрахункової активної потужності та подальшого вибору параметрів гібридної фотоелектричної системи.

Таблиця А.1

Перелік електроспоживачів локального об'єкта

Електроспоживач	Кількість, шт.	Потужність одного, Вт	Сумарна потужність, Вт	Час роботи, год/добу	Добове споживання, кВт·год	Резервна група
Освітлення LED	12	12	144	5,0	0,72	так
Холодильник	1	150	150	8,0	1,20	так
Циркуляційний насос	1	90	90	8,0	0,72	так
Маршрутизатор та мережеве обладнання	1	20	20	24,0	0,48	так
Відеоспостереження	1	40	40	24,0	0,96	так
Персональний комп'ютер	2	150	300	6,0	1,80	ні
Ноутбук	1	65	65	6,0	0,39	ні
Телевізор	1	100	100	4,0	0,40	ні
Пральна машина	1	2000	2000	0,6	1,20	ні
Електрочайник	1	2000	2000	0,30	0,60	ні
Мікрохвильова піч	1	1200	1200	0,25	0,30	ні

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта	гібридної системи локального	Літ.		Арк.	Акрушів	
Перевір.		Кругляк Г.В.							56	69	
							група IEC-230016cm				
Н. Контр.											
Затверд.		Антипов Є.О.									

Електроспоживач	Кількість, шт.	Потужність одного, Вт	Сумарна потужність, Вт	Час роботи, год/добу	Добове споживання, кВт·год	Резервна група
Розеткова група дрібних споживачів	1	300	300	4,0	1,20	ні
Кондиціонер	1	1000	1000	4,5	4,50	ні
Електроінструмент або резервне навантаження	1	1500	1500	1,0	1,50	ні
Інші побутові споживачі	1	400	400	1,85	0,74	ні
Посудомийна машина	1	1800	1800	0,90	1,62	ні
Система опалення та автоматика	1	250	250	2,92	0,73	так
Разом			11359		20,61	

За прийнятими вихідними даними сумарне добове споживання становить 20,61 кВт·год. Розрахункова активна потужність навантаження, визначена з урахуванням коефіцієнтів одночасності, у роботі прийнята на рівні 5,68 кВт, що дало змогу обґрунтувати застосування гібридного інвертора номіналом 8 кВт.

ДОДАТОК Б

Добовий профіль споживання електроенергії локального об'єкта

Добовий графік навантаження має виражені ранкові та вечірні піки. Мінімальне навантаження спостерігається в нічні години, а максимальні значення припадають на інтервал 18:00–20:00, що враховано при моделюванні роботи акумуляторної системи для покриття пікових навантажень.

Таблиця Б.1

Погодинний профіль споживання електроенергії

Інтервал часу	Середня потужність, кВт
00:00–01:00	0,35
01:00–02:00	0,30
02:00–03:00	0,28
03:00–04:00	0,27
04:00–05:00	0,30
05:00–06:00	0,45
06:00–07:00	0,75
07:00–08:00	1,20
08:00–09:00	0,95
09:00–10:00	0,70
10:00–11:00	0,60
11:00–12:00	0,55
12:00–13:00	0,70

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта		гібридної системи локального		Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Шевцов К.С.									
Перевір.		Кругляк Г.В.								58	69
									група IEC-230016ст		
Н. Контр.											
Затверд.		Антипов Є.О.									

Інтервал часу	Середня потужність, кВт
14:00–15:00	0,82
15:00–16:00	0,95
16:00–17:00	1,20
17:00–18:00	1,50
18:00–19:00	1,75
19:00–20:00	1,90
20:00–21:00	1,70
21:00–22:00	1,25
22:00–23:00	0,80
23:00–00:00	0,56

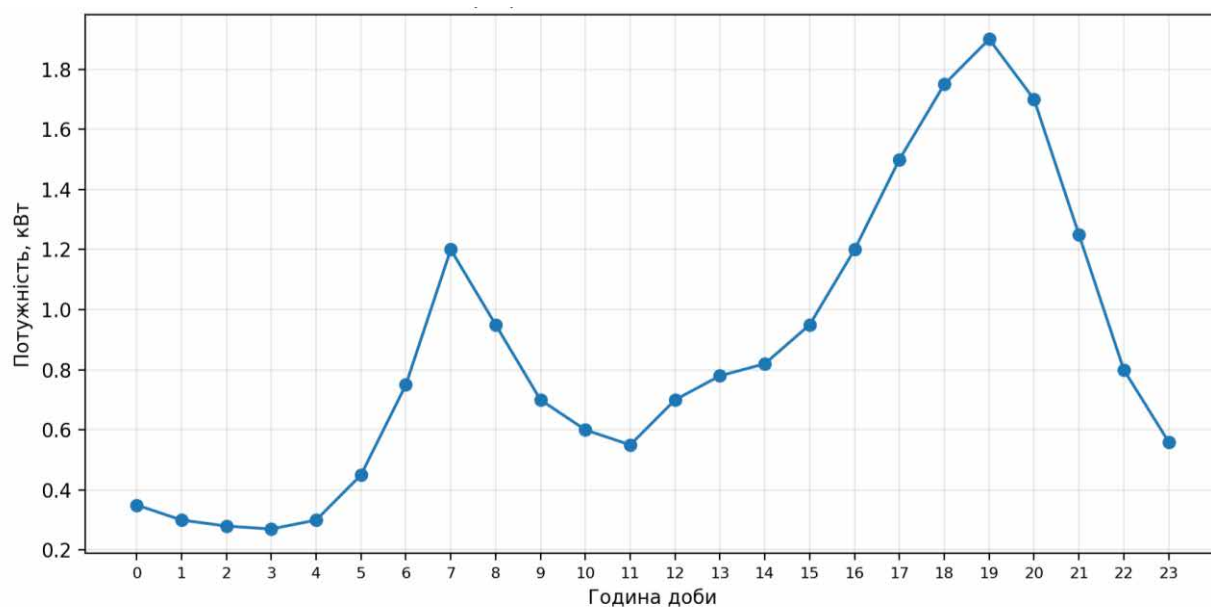


Рис. Б.1. Добовий профіль споживання локального об'єкта

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДОДАТОК В

Розрахунок потенціалу сонячної генерації та параметрів PV-масиву

У цьому додатку наведено узагальнені результати розрахунку встановленої потужності фотоелектричного масиву, прийнятої конфігурації стрингів і прогнозованої річної генерації електроенергії.

Таблиця В.1

Основні параметри PV-масиву

Параметр	Прийняте значення
Номінальна потужність одного модуля	550 Вт
Кількість модулів	16 шт.
Загальна встановлена потужність PV-масиву	8,80 кВтпк
Схема з'єднання	2 × 8
Кількість стрингів	2
Кількість модулів у стрингу	8
Очікувана річна генерація	10120,00 кВт·год
Корисно використана PV-енергія	7522,65 кВт·год
Рівень самоспоживання PV-енергії	74,33 %

Таблиця В.2

Очікуваний розподіл генерації PV-масиву за місяцями

Місяць	Генерація, кВт·год
Січень	350
Лютий	480
Березень	760

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта	гібридної системи локального	Літ.		Арк.	Акрушів	
Перевір.		Кругляк Г.В.							60	69	
							група IEC-230016cm				
Н. Контр.											
Затверд.		Антипов Є.О.									

Продовження таблиці В.2

Місяць	Генерація, кВт·год
Квітень	980
Травень	1160
Червень	1260
Липень	1290
Серпень	1190
Вересень	960
Жовтень	720
Листопад	500
Грудень	470
Разом за рік	10120

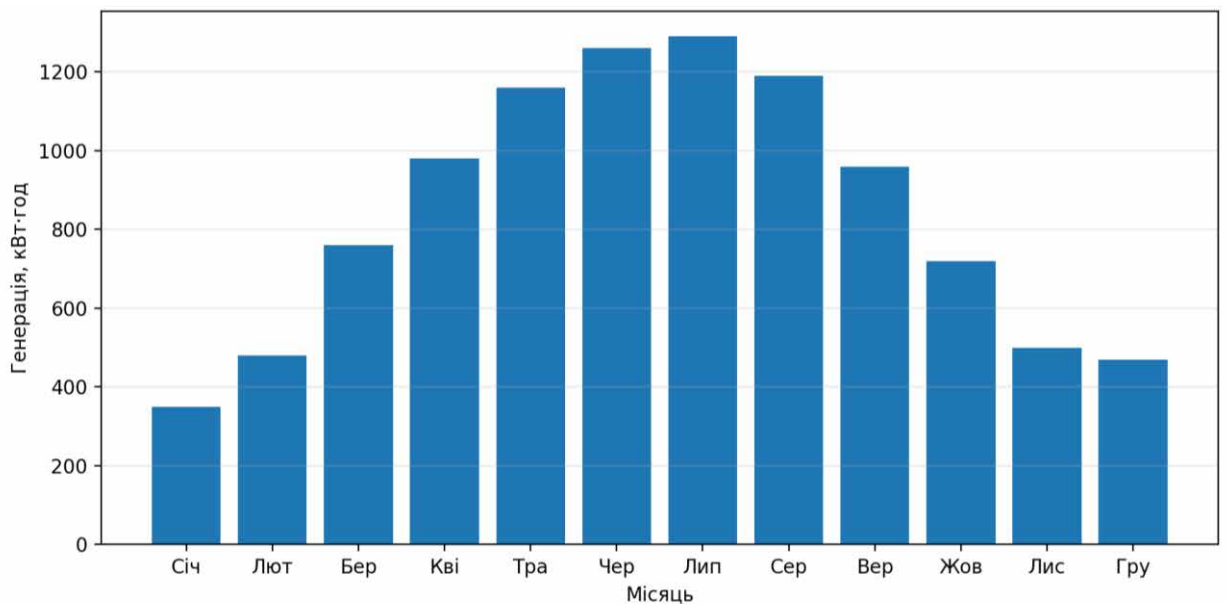


Рис. В.1. Очікувана генерація PV-масиву за місяцями

ДОДАТОК Д

Моделювання роботи акумуляторної системи

Акумуляторна система LiFePO₄ номінальною ємністю 15,0 кВт·год використовується для резервного живлення критичних споживачів і покриття вечірніх пікових навантажень. у табл. Г.1 подано добовий баланс навантаження, PV-генерації, енергії батареї та обміну з мережею.

Таблиця Д.1

Результати добового моделювання роботи акумуляторної системи

Період доби	Навантаження, кВт·год	PV- генерація, кВт·год	Енергія АКБ, кВт·год	Енергія з мережі, кВт·год	SOC, %
00:00–06:00	1,95	0,00	0,00	1,95	80 → 80
06:00–09:00	2,90	0,85	1,20	0,85	80 → 72
09:00–15:00	4,15	6,20	2,10	0,05	72 → 94
15:00–18:00	2,97	2,75	0,40	0,62	94 → 91
18:00–22:00	7,35	0,20	5,52	1,63	91 → 52
22:00–24:00	1,29	0,00	0,00	1,29	52 → 52
Підсумок	20,61	10,00	9,22	6,39	

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розробка гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об'єкта		Літ.	Арк.	Акрушів		
Розроб.		Шевцов К.С.							62	69	
Перевір.		Кругляк Г.В.					група IEC-230016ст				
Н. Контр.											
Затверд.		Антипов Є.О.									

Моделювання роботи акумуляторної системи для резервного живлення і покриття пікових навантажень

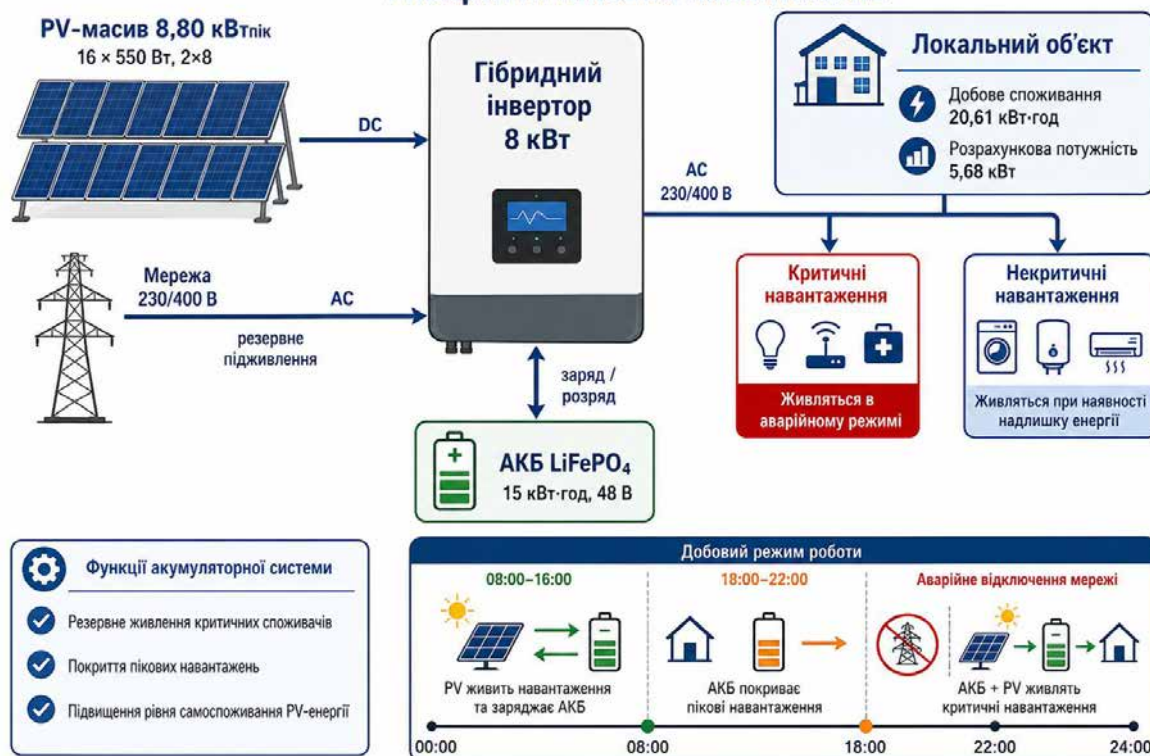


Рис. Д.1. Схема роботи акумуляторної системи для резервного живлення і покриття пікових навантажень

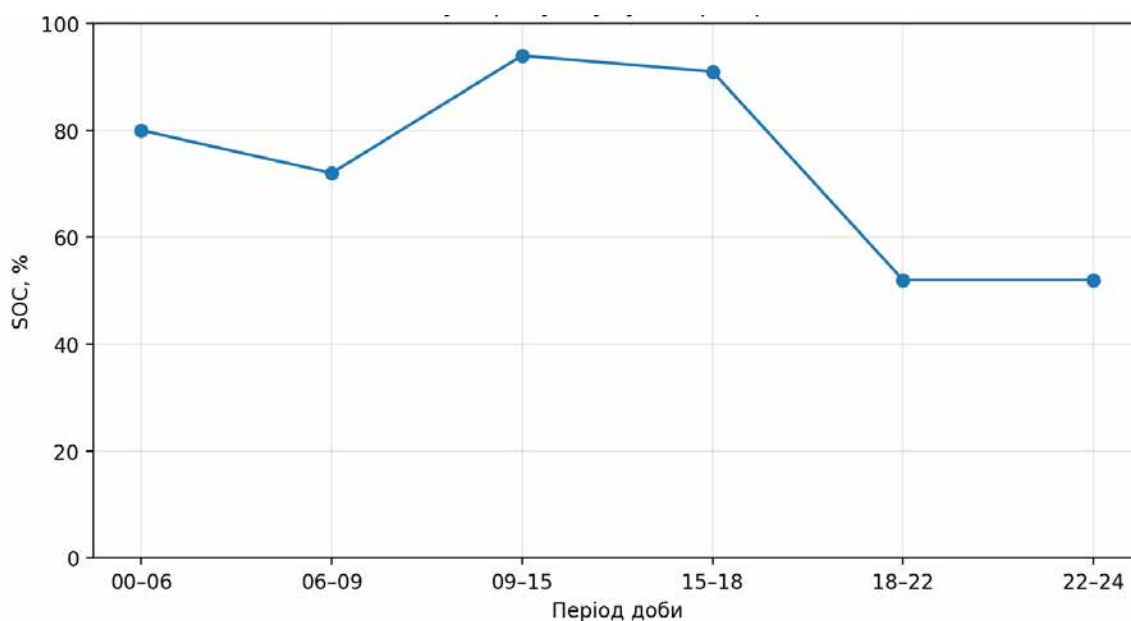


Рис. Д.2. Зміна стану заряду акумулятора протягом доби

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ

Арк.

63

ДОДАТОК Е

Однолінійна схема гібридної фотоелектричної системи

на рис. Е.1 наведено однолінійну схему гібридної фотоелектричної системи електроживлення локального об’єкта з урахуванням PV-масиву 8,80 кВтпк, гібридного інвертора 8 кВт, акумуляторної системи 15,0 кВт·год, DC та AC захисту, резервної та загальної груп навантажень.

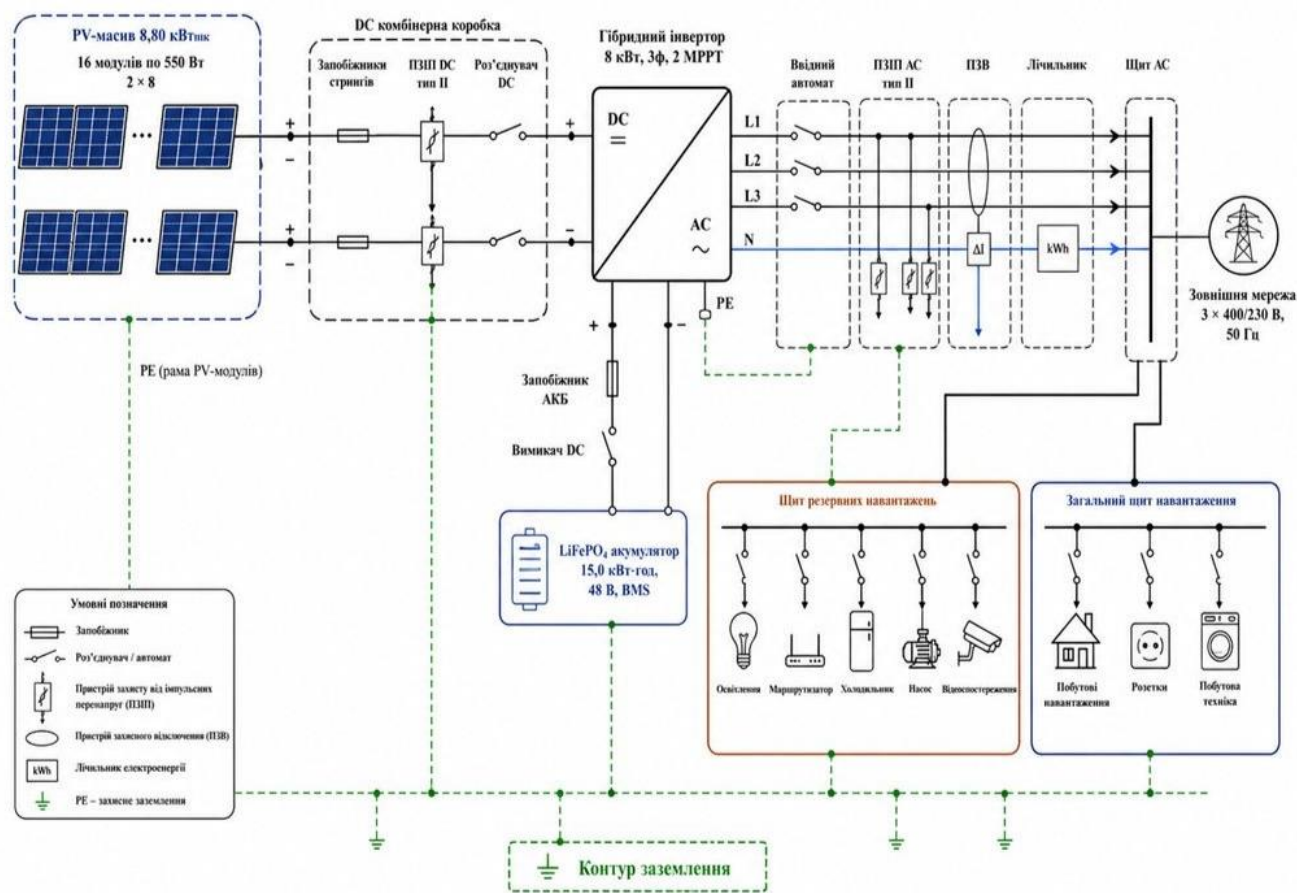


Рис. Е.1. Однолінійна схема гібридної фотоелектричної системи

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.	Шевцов К.С.				Розробка фотоелектричної електроживлення об’єкта	гібридної системи локального	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Кругляк Г.В.							64	69
Н. Контр.							група ІЕС-230016ст		
Затверд.	Антипов Є.О.								

ДОДАТОК Ж

Архітектура підключення та система моніторингу

Архітектура системи моніторингу поєднує енергетичну та інформаційну підсистеми. Інвертор, BMS акумулятора, smart meter і комунікаційний модуль забезпечують збір даних про генерацію, споживання, стан заряду АКБ та обмін із мережею з передаванням інформації до хмарної платформи й мобільного застосунку.

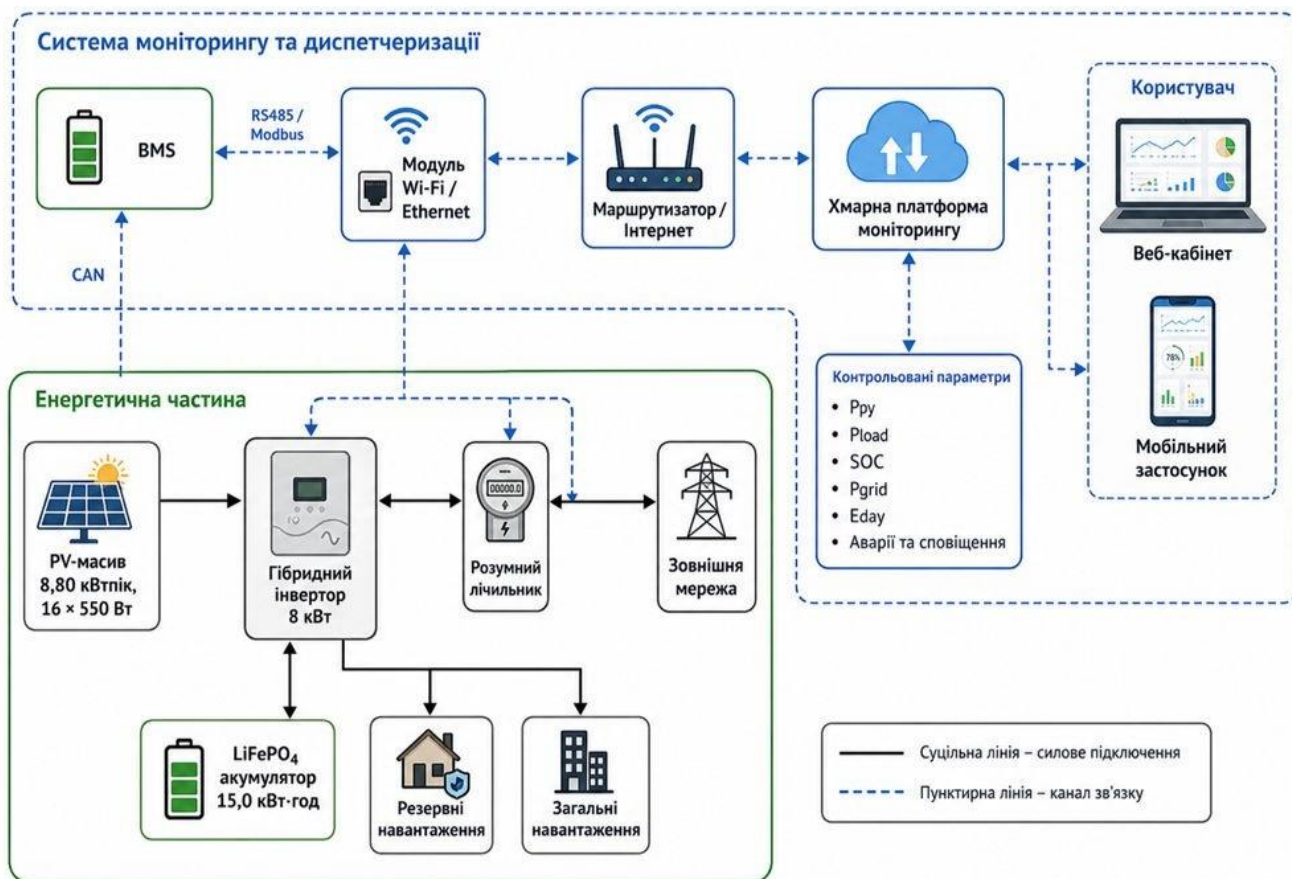


Рис. Ж.1. Архітектура підключення та система моніторингу

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта	гібридної системи локального	Літ.	Арк.	Акрушів		
Перевір.		Кругляк Г.В.						65	69		
							група ІЕС-230016ст				
Н. Контр.											
Затверд.		Антипов Є.О.									

ДОДАТОК И

Специфікація основного обладнання системи

Специфікація містить основні компоненти гібридної фотоелектричної системи та монтажно-пусконаладжувальні витрати, що були прийняті у техніко-економічному розрахунку.

Таблиця И.1

Специфікація основного обладнання

Найменування	Кількість	Параметр	Ціна за од., грн	Сума, грн
Сонячний модуль 550 Вт	16	8,80 кВтп/к	3800,00	60800,00
Гібридний інвертор 8 кВт, 3 фази, 2 МРРТ	1	8 кВт	76000,00	76000,00
Акумуляторний модуль LiFePO ₄ 5 кВт·год	3	15,0 кВт·год	47000,00	141000,00
Кріпильна система для 16 модулів	комплект	алюміній	28500,00	28500,00
DC combiner box	1	2 входи	6500,00	6500,00
Smart meter	1	3 фази	3500,00	3500,00
Комунікаційний модуль Wi-Fi/Ethernet	1	моніторинг	2500,00	2500,00
Кабель PV 6 мм ²	комплект	120 м	9600,00	9600,00
Кабель АС 5×6 мм ²	комплект	40 м	8900,00	8900,00
Кабель акумуляторний 70 мм ²	комплект	48 В	7200,00	7200,00
Щити АС/DC та комутація	комплект	IP54	16500,00	16500,00
Монтажні роботи	1	встановлення	42911,83	42911,83
Пусконаладжувальні роботи	1	налаштування	7800,00	7800,00
Разом по обладнанню				411711,83

					<i>02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка гібридної фотоелектричної електроживлення об'єкта системи локального	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Кругляк Г.В.					66	69
Н. Контр.						група ІЕС-230016ст		
Затверд.		Антипов Є.О.						

ДОДАТОК К

Кошторис проєкту та розрахунок економічної ефективності

У цьому додатку зведено основні показники техніко-економічної оцінки проєкту. Розрахунок виконано для гібридної системи з PV-масивом 8,80 кВтпк, інвертором 8 кВт і акумуляторною системою 15,0 кВт·год. Основним розрахунковим результатом є строк окупності 5,00 років за комплексним сценарієм оцінювання.

Таблиця К.1

Основні економічні показники проєкту

Показник	Значення
Основне обладнання та монтаж	411711,83 грн
Заходи безпеки	44100,00 грн
Загальна вартість проєкту	455811,83 грн
Річна генерація PV-масиву	10120,00 кВт·год
Корисно використана PV-енергія	7522,65 кВт·год
Річне споживання об'єкта	7522,65 кВт·год
Покриття річного споживання за рахунок PV	100,00 %
Побутовий тариф на електроенергію	4,32 грн/кВт·год
Еквівалентна вартість заміщеної електроенергії з урахуванням резервування	13,03 грн/кВт·год
Пряма тарифна економія	32497,85 грн
Додатковий ефект резервування і зменшення піків	65522,28 грн
Комплексний річний економічний ефект	98020,13 грн
Експлуатаційні витрати за рік	6837,18 грн
Чистий річний економічний ефект	91182,95 грн
Простий строк окупності	5,00 років

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта			гібридної системи локального			Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Шевцов К.С.											
Перевір.		Кругляк Г.В.										67	69
											група ІЕС-230016ст		
Н. Контр.													
Затверд.		Антипов Є.О.											

ДОДАТОК Л

Заходи з охорони праці, електробезпеки та пожежної безпеки

Заходи безпеки охоплюють організаційні, технічні та протипожежні рішення, що забезпечують безпечну експлуатацію гібридної фотоелектричної системи. До їх складу входять маркування, засоби індивідуального захисту, заземлення, додаткові захисні апарати, пожежогасіння та навчання персоналу.

Таблиця Л.1

Орієнтовні витрати на заходи безпеки

Захід	Вартість, грн
Маркування, попереджувальні знаки та інструкції	1200,00
Діелектричні килимки та підставки	1600,00
Ізольований інструмент для обслуговування	3500,00
Вогнегасники та первинні засоби пожежогасіння	4200,00
Контур заземлення та з'єднувальні елементи	9800,00
ПЗП, додаткові захисні апарати	7400,00
Металева шафа для АКБ та вентиляція	8600,00
Навчання персоналу та інструктажі	2800,00
Засоби індивідуального захисту	5000,00
Разом	44100,00

Загальні витрати на заходи охорони праці, електробезпеки та пожежної безпеки становлять 44100,00 грн, що відповідає приблизно 9,68 % загальної вартості проєкту.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка фотоелектричної електроживлення об'єкта		гібридної системи локального		Літ.	Арк.	Акрушіє
Перевір.		Кругляк Г.В.							68	69	
				група IEC-230016cm							
Н. Контр.											
Затверд.		Антипов Є.О.									

ДОДАТОК М

Технічні характеристики основного обладнання

У табл. М.1 наведено узагальнені технічні характеристики основних елементів гібридної фотоелектричної системи, що були використані у процесі проектування та техніко-економічного обґрунтування.

Таблиця М.1

Технічні характеристики основного обладнання

Елемент системи	Характеристика
Сонячний модуль	Монокрист. N-type TOPCon, 550 Вт, ККД $\approx 21,3\%$, $U_{oc} \approx 49,5$ В, $I_{mp} \approx 13,2$ А
Гібридний інвертор	Трифазний 8 кВт, 2 MPPT, напруга 3×400 В, ККД до 97,6 %, робота з АКБ 48 В
Акумуляторна система	LiFePO ₄ , 48 В, 15,0 кВт·год, DoD 80 %, BMS, ресурс понад 6000 циклів
DC захист	Запобіжники стрингів 20 А, DC роз'єднувач, ПЗП типу II
АС захист	Автоматичний вимикач 3Р 16 А, ПЗВ 25 А 30 мА, ПЗП типу II
Кабель PV	Мідний, 6 мм ² , подвійна ізоляція, стійкий до УФ-випромінювання
Кабель акумуляторний	Мідний, 70 мм ² , струм до 200 А
Smart meter	Трифазний, інтерфейс RS485 Modbus
Модуль моніторингу	Wi-Fi або Ethernet, віддалений доступ через хмарну платформу

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 12 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Шевцов К.С.			Розробка гібридної фотоелектричної електроживлення локального об'єкта	Літ.	Арк.	Акрушіє
Перевір.		Кругляк Г.В.					69	69
						група ІЕС-230016ст		
Н. Контр.								
Затверд.		Антипов Є.О.						