

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
Інженерії енергосистем

К.Т.Н., доц. _____ Євген АНТИПОВ
”_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Проектування комбінованої системи живлення побутового об'єкта з інтеграцією акумуляторних модулів»**

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

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

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ

Гарант освітньої програми

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

(Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ
(ПІБ)

Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи

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

(Підпис)

Володимир ПАВЛЕНКО
(ПІБ)

Виконав

(Підпис)

Ярослав ЧЕКОТУН
(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

к.т.н., доц. _____ Євген АНТИПОВ

„_____” _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

_____ Чекотуну Ярославу Олексійовичу _____

Спеціальність: 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

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

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: «Проектування комбінованої системи живлення побутового об'єкта з інтеграцією акумуляторних модулів»

затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" 10. 2025 р. № 2606 "С"

Термін подання завершеного проекту на кафедру "29" травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:

Добові та річні графіки електроспоживання побутового об'єкта в Київській області (річне споживання близько 6,7 МВт·год, пікова потужність навантаження до 7,2 кВт), кліматичні умови регіону та сонячний потенціал ($PSH \approx 2,8$ год/добу), технічні характеристики фотоелектричних модулів сумарною потужністю 6,6 кВт, гібридного інвертора, модульної акумуляторної батареї, а також чинні тарифи на електроенергію для населення та нормативні вимоги до безпеки і якості електропостачання.

Перелік питань, які потрібно вирішити:

Вирішити завдання аналізу сучасного стану та тенденцій розвитку комбінованих систем живлення побутових об'єктів, розрахунку електричних навантажень і енергетичного балансу будинку, проектування структури та схем комбінованої системи живлення з фотоелектричною станцією, гібридним інвертором і акумуляторною батареєю, а також оцінки енергоефективності, техніко-економічних показників, екологічного ефекту та режиму peak shaving для обраного побутового об'єкта

Перелік графічних документів: презентація виконана в PowerPoint

Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

_____ к.т.н., доцент

_____ Володимир ПАВЛЕНКО

Завдання прийняв до виконання

_____ Ярослав ЧЕКОТУН

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему «Проектування комбінованої системи живлення побутового об'єкта з інтеграцією акумуляторних модулів» присвячена розробленню енергоефективної системи електропостачання приватного житлового будинку з використанням фотоелектричної станції, гібридного інвертора та модульної акумуляторної батареї для умов Київської області.

Метою роботи є підвищення ефективності та надійності електропостачання побутового об'єкта шляхом проектування комбінованої системи живлення із застосуванням сонячної генерації, систем накопичення енергії та сучасних засобів керування режимами. У роботі розглянуто класифікацію та принципи побудови комбінованих систем живлення, технічний потенціал відновлюваних джерел енергії та сучасних літій-залізо-фосфатних акумуляторів, а також вимоги до структурних і принципових схем гібридних енергетичних систем. Для типового приватного житлового будинку виконано розрахунок електричних навантажень, побудовано добові та річні графіки електроспоживання, оцінено сонячний ресурс, здійснено вибір параметрів фотоелектричних модулів, гібридного інвертора та акумуляторної батареї й сформовано енергетичний баланс системи з урахуванням режимів самоспоживання, резервування та обмеження пікових навантажень. Розроблено структурну та принципову електричну схеми комбінованої системи живлення, визначено основні параметри комутаційного, захисного й вимірювального обладнання та особливості інтеграції системи керування енергопотоками і моніторингу стану акумуляторної батареї. Проведено техніко-економічну оцінку запропонованого рішення із визначенням ключових показників енергоефективності, економії витрат на електроенергію та інвестиційної привабливості проєкту.

Ключові слова: комбінована система живлення; побутовий об'єкт; фотоелектрична станція; гібридний інвертор; акумуляторна батарея; енергетичний баланс; peak shaving; енергоефективність.

ABSTRACT

The bachelor's thesis titled "Design of a Hybrid Power Supply System for a Residential Building with Integrated Battery Modules" focuses on developing an energy-efficient power supply system for a private house using a photovoltaic (PV) plant, hybrid inverter and modular battery energy storage under the climatic and load conditions of the Kyiv region. The relevance of the research is driven by the growing electricity consumption of households, increasing tariffs and the need to enhance reliability and power quality while reducing dependence on the utility grid. The aim of the work is to improve the efficiency and reliability of the residential power supply by designing a hybrid system that combines rooftop PV generation, battery storage and intelligent energy management. The thesis reviews the classification and principles of hybrid power supply systems, the technical potential of renewable energy sources and modern lithium iron phosphate battery technologies, as well as key requirements for structural and wiring diagrams of residential hybrid systems. For a typical residential building, load assessment and daily and annual load curves are obtained, the solar resource is evaluated, and the ratings of a 6.6 kW PV plant, a 10 kVA hybrid inverter and a battery system of about 20.48 kWh are selected to form the energy balance in self-consumption, backup and peak-shaving modes. The thesis develops structural and single-line diagrams of the hybrid system, specifies the main parameters of switching, protective and measuring devices, and describes the interaction between the inverter control system and the battery management system. A techno-economic assessment is performed, including indicators of self-consumption, electricity cost savings, net present value, internal rate of return and levelized cost of energy, and the environmental effect is quantified through the reduction of CO₂ emissions due to PV generation.

Keywords: hybrid power supply system; residential building; photovoltaic power plant; hybrid inverter; battery energy storage system; energy balance; peak shaving; energy efficiency

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ ЖИВЛЕННЯ ПОБУТОВИХ ОБ'ЄКТІВ	13
1.1. Класифікація, принципи побудови та особливості застосування комбінованих систем електропостачання побутових об'єктів	13
1.2. Відновлювані джерела енергії як складові гібридних систем живлення: характеристики та технічний потенціал.....	20
1.3. Акумуляторні модулі в системах децентралізованого електропостачання: типи, технічні характеристики та вимоги до інтеграції.....	28
Висновки до розділу 1	34
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР РАЦІОНАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ	36
2.1. Визначення розрахункового електричного навантаження побутового об'єкта та побудова графіків електроспоживання	36
2.2. Обґрунтування та вибір структурної схеми комбінованої системи живлення з урахуванням умов експлуатації.....	41
2.3. Розрахунок енергетичного балансу системи та вибір основного обладнання	46
Висновки до розділу 2.....	52
РОЗДІЛ 3. ПРОЄКТУВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ З ІНТЕГРАЦІЄЮ АКУМУЛЯТОРНИХ МОДУЛІВ.....	54
3.1. Розроблення принципової електричної схеми комбінованої системи живлення.....	54
3.2. Проєктування системи керування, захисту та автоматичного перемикання режимів роботи	59
3.3. Техніко-економічне обґрунтування прийнятих проєктних рішень та оцінка ефективності системи.....	64

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування комбінованої системи живлення побутового об'єкта з інтеграцією акумуляторних модулів			Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.		Чекотун Я.О.									
Перевір.		Павленко В.М.								6	108
								IEC230016СТ			
Н. Контр.		Петренко А.В.									
Затверд.		Антипов С.О.									

3.4. Система електробезпеки та захисту від аварійних режимів	68
Висновки розділу 3	73
РОЗДІЛ 4. <u>ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ</u> ТА АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ.....	75
4.1. Вихідні енергетичні показники та енергоефективність комбінованої системи	75
4.2. Аналіз режиму зменшення пікового навантаження (peak shaving) та оцінка екологічного ефекту	77
4.3. Техніко-економічне обґрунтування та оцінка ефективності інвестицій.....	83
Висновки до розділу 4.....	89
ВИСНОВКИ	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	93

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР — автоматичне введення резерву

АКБ — акумуляторна батарея

ВДЕ — відновлювані джерела енергії

ДБЖ — джерело безперебійного живлення

ЕМ — електрична мережа

ККД — коефіцієнт корисної дії

ФЕМ — фотоелектричний модуль

ФЕС — фотоелектрична система (станція)

BMS — Battery Management System — система керування батареєю

CAN — Controller Area Network — промислова мережа передачі даних

DoD — Depth of Discharge — глибина розряду

EMS — Energy Management System — система управління енергією

LFP — Lithium Iron Phosphate (LiFePO_4) — літій-залізо-фосфатний акумулятор

MPPT — Maximum Power Point Tracking — відстеження точки максимальної потужності

NMC — Nickel Manganese Cobalt — нікель-марганець-кобальтовий акумулятор

PSH — Peak Sun Hours — пікові сонячні години

RCD — Residual Current Device — пристрій захисного відключення

SoC — State of Charge — рівень заряду

SPD — Surge Protection Device — пристрій захисту від перенапруги

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Забезпечення надійного та безперебійного електропостачання побутових об'єктів є одним із пріоритетних завдань сучасної електроенергетики, оскільки від якості електропостачання безпосередньо залежать комфорт і безпека проживання, надійність функціонування побутового обладнання та рівень енергетичної незалежності споживачів. В умовах зростання вартості електричної енергії, переходу до сталого енергетичного розвитку, поширення відновлюваних джерел енергії та сучасних систем накопичення особливої актуальності набувають комбіновані системи живлення, що поєднують централізовану електромережу, локальну фотоелектричну генерацію та акумуляторні модулі.

Для України проблема надійного електропостачання побутових споживачів набула особливої гостроти внаслідок пошкодження енергетичної інфраструктури та зростання ризику тривалих і повторюваних відключень електроенергії. За таких умов застосування комбінованих систем живлення з інтеграцією фотоелектричних модулів та накопичувачів енергії є одним із найбільш перспективних напрямів підвищення автономності, живучості та енергоефективності електропостачання приватних домогосподарств. Такі системи дають змогу забезпечувати резервне живлення критичних навантажень, зменшувати споживання електроенергії з мережі, оптимізувати режими використання електричної енергії та підвищувати ефективність використання відновлюваних джерел.

Актуальність теми також зумовлена розвитком сучасного ринку гібридних інверторів, модульних літій-залізо-фосфатних акумуляторних батарей, систем енергоменеджменту та засобів автоматичного перемикання режимів роботи, що дає змогу створювати технічно реалізовувані та економічно доцільні рішення для побутового сектору. Таким чином, проєктування комбінованої системи живлення побутового об'єкта з інтеграцією акумуляторних модулів є актуальним науково-прикладним завданням у галузі електроенергетики та інжинірингу електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами.

Практична значущість теми полягає у можливості розроблення типового технічного рішення для приватного житлового будинку, яке забезпечує підвищення

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

надійності електропостачання, часткову енергетичну автономність та зниження витрат на електроенергію. Запропоновані в роботі розрахункові, схемотехнічні та організаційно-технічні рішення можуть бути використані як основа для подальшого робочого проєктування, монтажу та експлуатації аналогічних комбінованих систем електропостачання в умовах Київської області та інших регіонів України.

Метою роботи є розроблення технічного рішення комбінованої системи живлення побутового об'єкта з інтеграцією фотоелектричної станції та модульної акумуляторної батареї, яке забезпечує надійне, енергоефективне та економічно обґрунтоване електропостачання в умовах нестабільної роботи централізованої електричної мережі.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати сучасний стан, тенденції розвитку та технічні особливості комбінованих систем живлення побутових об'єктів, а також обґрунтувати вимоги до системи електропостачання досліджуваного об'єкта;
- виконати розрахунок електричних навантажень побутового об'єкта, побудувати характерні графіки електроспоживання, визначити параметри енергетичного балансу системи та обґрунтувати вибір основного обладнання;
- розробити інжинірингові рішення щодо побудови комбінованої системи живлення, включаючи функціональну, структурну та принципову електричні схеми, систему керування, захисту та автоматичного перемикання режимів роботи;
- оцінити енергоефективність і техніко-економічну доцільність впровадження запропонованої системи живлення для побутового об'єкта.

Об'єктом дослідження є система електропостачання побутового об'єкта - приватного житлового будинку площею 120 м² з чотирма мешканцями, розташованого в Київській області.

Предметом дослідження є процеси проєктування комбінованої системи живлення з інтеграцією фотоелектричних модулів та акумуляторної батареї, а також методи вибору конфігурації, параметрів обладнання і режимів роботи

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

системи для забезпечення надійного та економічно доцільного електропостачання побутового об'єкта.

Методи дослідження. У роботі використано методи аналізу науково-технічних джерел, нормативної документації та технічних характеристик сучасного електроенергетичного обладнання; розрахунково-аналітичні методи визначення електричних навантажень, параметрів фотоелектричної генерації, інверторного та акумуляторного обладнання; методи математичного моделювання добових графіків електроспоживання й енергетичного балансу системи; а також методи порівняльного та техніко-економічного аналізу для обґрунтування прийнятих проєктних рішень.

Практичне значення одержаних результатів полягає у розробленні електротехнічного рішення комбінованої системи живлення побутового об'єкта з фотоелектричною станцією потужністю 6,6 кВт, гібридним інвертором та модульною акумуляторною батареєю ємністю 20,48 кВт·год для умов Київської області. Отримані результати, зокрема розрахунки навантажень, енергетичного балансу, вибір основного обладнання, схемотехнічні рішення та оцінка економічної ефективності, можуть бути використані як основа для подальшого робочого проєктування та практичної реалізації аналогічних систем у приватному секторі.

Апробація результатів роботи. Основні положення та результати бакалаврської кваліфікаційної роботи апробовано у публікації: Чекотун Я.О., Павленко В.М. Проєктування багаторівневої системи електропостачання побутових об'єктів з інтеграцією ВДЕ та накопичувачів енергії // Енергоефективний університет : матеріали XIV Міжнародної науково-практичної конференції, 23 жовтня 2025 року, м. Київ.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська кваліфікаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та додатків. У першому розділі наведено аналітичний огляд сучасного стану та тенденцій розвитку комбінованих систем живлення побутових об'єктів, розглянуто особливості використання відновлюваних джерел енергії та акумуляторних модулів, а також сформульовано вихідні передумови проєктування. У другому розділі виконано розрахунок електричних навантажень побутового

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

об'єкта, побудовано графіки електроспоживання, визначено параметри енергетичного балансу та обґрунтовано вибір основного обладнання системи. У третьому розділі розроблено інжинірингові рішення щодо побудови комбінованої системи живлення, зокрема функціональну, структурну та принципову електричні схеми, а також систему керування, захисту й автоматичного перемикання режимів роботи. У четвертому розділі виконано оцінку енергоефективності та техніко-економічне обґрунтування запропонованого рішення.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ КОМБІНОВАНИХ
СИСТЕМ ЖИВЛЕННЯ ПОБУТОВИХ ОБ'ЄКТІВ

1.1. Класифікація, принципи побудови та особливості застосування комбінованих систем електропостачання побутових об'єктів

Забезпечення надійного електропостачання побутових об'єктів належить до актуальних завдань сучасної електроенергетики, оскільки рівень електрифікації житлового сектору постійно зростає, а разом із ним підвищуються вимоги до безперебійності живлення, якості електроенергії та енергетичної автономності споживача. Для приватних житлових будинків питання надійного живлення набуває особливої важливості через поширення електричних систем опалення, насосного обладнання, циркуляційних систем, телекомунікаційних засобів, систем охорони та побутової техніки, робота яких безпосередньо залежить від стабільності електропостачання.

У сучасних умовах побутовий споживач дедалі частіше розглядається не лише як пасивний користувач електроенергії, а і як активний елемент енергосистеми, здатний генерувати, накопичувати та раціонально перерозподіляти електричну енергію в межах власного об'єкта. Саме тому при проєктуванні систем електропостачання побутових об'єктів доцільно враховувати можливість інтеграції відновлюваних джерел енергії, накопичувачів енергії та засобів автоматичного керування режимами роботи системи.

Класифікація систем електропостачання побутових об'єктів здійснюється за кількома основними ознаками: за характером взаємодії із зовнішньою електричною мережею, за ступенем автономності, за структурою джерел енергії, а також за способом організації перетворення і розподілу потужності в межах об'єкта. За першою і найбільш суттєвою ознакою доцільно виділити мережеві, автономні та гібридні системи електропостачання.

Мережеві системи електропостачання передбачають постійне приєднання об'єкта до зовнішньої електричної мережі, яка є основним джерелом живлення,

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тоді як локальна генерація виконує допоміжну або компенсаційну функцію. У типовому випадку така система включає фотоелектричні модулі, мережевий інвертор, вузол обліку електроенергії, апарати комутації та захисту. Основними перевагами мережевих систем є простота технічної реалізації, менша початкова вартість і можливість зменшення споживання електроенергії з мережі. Водночас такі системи не здатні забезпечувати резервне живлення навантажень при аварійному зникненні напруги у зовнішній мережі, що істотно обмежує їх застосування для об'єктів із підвищеними вимогами до безперервності електропостачання.

Автономні системи електропостачання функціонують незалежно від централізованої мережі та орієнтовані на повне покриття електричного навантаження за рахунок локальних джерел генерації та накопичення енергії. Такі системи, як правило, містять фотоелектричні модулі або інші локальні джерела енергії, акумуляторну батарею, контролер заряду, автономний інвертор та розподільчий щит. Їх перевагою є висока енергетична незалежність, однак за це доводиться сплачувати зростанням встановленої потужності генерації, необхідністю застосування батарей великої ємності та підвищенням капітальних витрат на побудову системи. Крім того, для забезпечення необхідного рівня надійності автономні системи нерідко потребують резервного паливного генератора, що зменшує екологічні й економічні переваги такого рішення.

Гібридні системи електропостачання поєднують ознаки мережевих і автономних систем, забезпечуючи як роботу із зовнішньою мережею, так і автономне живлення навантажень у разі її відсутності. Такі системи базуються на одночасному використанні зовнішньої мережі, локальної фотоелектричної генерації, акумуляторних модулів та інтелектуальних засобів керування потоками енергії. Центральним елементом гібридної системи є гібридний інвертор, який виконує функції мережевого інвертора, зарядного пристрою, автономного джерела живлення та координатора енергетичних потоків між джерелами і навантаженням. Саме гібридні системи сьогодні розглядаються як найбільш перспективне рішення для побутових об'єктів в умовах нестабільного централізованого електропостачання.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рис. 1.1 доцільно подати узагальнену класифікацію систем електропостачання побутових об'єктів, що дає можливість наочно показати їх поділ за ступенем автономності та характером взаємодії із зовнішньою електричною мережею.

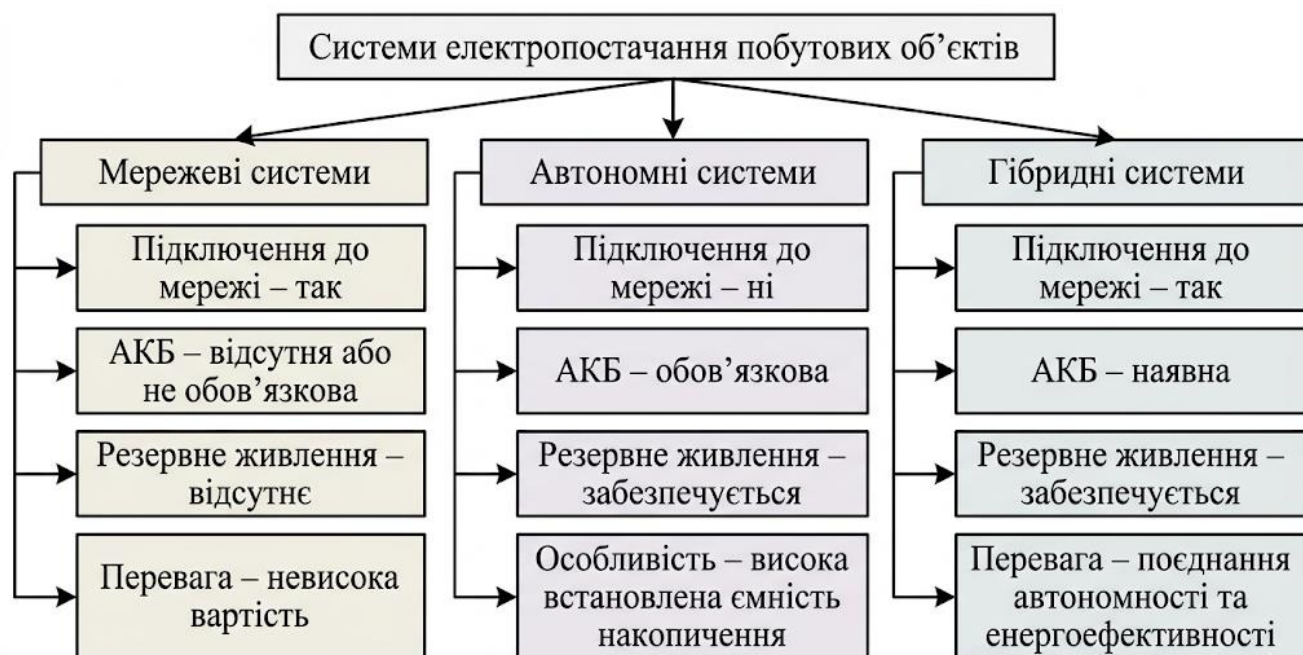


Рис. 1.1. Класифікація систем електропостачання побутових об'єктів за ступенем автономності та характером взаємодії із зовнішньою мережею.

Наведена на рис. 1.1 класифікація дозволяє зробити висновок, що еволюція систем електропостачання побутових об'єктів відбувається від простих мережевих рішень до більш складних гібридних структур, які поєднують декілька джерел енергії та засоби керування режимами їх роботи. Аналіз класифікації показує, що саме гібридна система найбільш повно відповідає сучасним вимогам до побутового електропостачання, оскільки забезпечує одночасно резервування, гнучкість, можливість використання ВДЕ та адаптацію до змін режиму навантаження.

Для більш ґрунтовного порівняння основних типів систем електропостачання побутових об'єктів доцільно виконати зіставлення їх за технічними, експлуатаційними та економічними ознаками. Зокрема, при виборі раціональної архітектури системи важливими є наявність мережевого підключення, потреба в акумуляторному накопиченні, здатність забезпечувати резервне живлення,

складність проєктування, масштабованість та придатність до експлуатації в умовах нестабільного електропостачання.

У табл. 1.1 наведено порівняльну характеристику основних типів систем електропостачання побутових об'єктів.

Таблиця 1.1

**Порівняльна характеристика типів систем електропостачання
побутових об'єктів**

Параметр	Мережева система	Автономна система	Гібридна система
Підключення до зовнішньої мережі	Так	Ні	Так
Наявність акумуляторної батареї	Переважно відсутня	Обов'язкова	Обов'язкова або функціонально необхідна
Резервне живлення при зникненні напруги мережі	Не забезпечується	Забезпечується	Забезпечується
Основне призначення	Зменшення споживання з мережі	Повна енергетична незалежність	Поеднання резервування та енергоефективності
Складність проєктування	Низька	Висока	Середня або висока
Початкові капітальні витрати	Найменші	Найвищі	Середні або підвищені
Масштабованість	Обмежена	Обмежена ресурсом накопичення	Висока
Доцільність для побутового об'єкта в умовах нестабільної мережі	Низька	Середня	Висока

Аналіз даних табл. 1.1 свідчить, що мережева система є найпростішою і найдоступнішою за початковими витратами, однак її використання є малоефективним за потреби забезпечення резервного живлення. Автономна система забезпечує повну незалежність від мережі, але потребує значних витрат на накопичувачі енергії та резервування генерації, що не завжди є економічно доцільним для типового побутового об'єкта. Гібридна система займає проміжне, але з практичної точки зору найбільш раціональне положення, оскільки дозволяє одночасно зменшувати споживання з мережі, накопичувати електроенергію та забезпечувати резервне живлення критичних навантажень.

Крім класифікації за ступенем автономності, системи електропостачання побутових об'єктів доцільно розглядати також за принципом їх структурної побудови. За цією ознакою виділяють централізовані та децентралізовані системи. У централізованій системі головні функції перетворення, розподілу та керування енергією зосереджені в одному основному пристрої, як правило, у гібридному інверторі. Такий підхід спрощує архітектуру системи, полегшує монтаж, скорочує кількість силових з'єднань і підвищує зручність експлуатації.

У децентралізованій системі окремі джерела генерації, накопичення і групи навантажень можуть мати власні перетворювачі та вузли локального керування. Це підвищує гнучкість і масштабованість системи, однак водночас ускладнює її структуру, вимагає більш складної координації режимів роботи та підвищує вимоги до систем моніторингу і захисту. Для побутових об'єктів невеликої та середньої потужності найбільш раціональним зазвичай є централізований принцип побудови гібридної системи, оскільки він забезпечує оптимальне співвідношення між функціональністю, вартістю та технологічною реалізовуваністю.

Для обґрунтування структури комбінованої системи електропостачання, яка є предметом подальшого проєктування, доцільно на рис. 1.2 подати узагальнену структурну схему гібридної системи живлення побутового об'єкта.

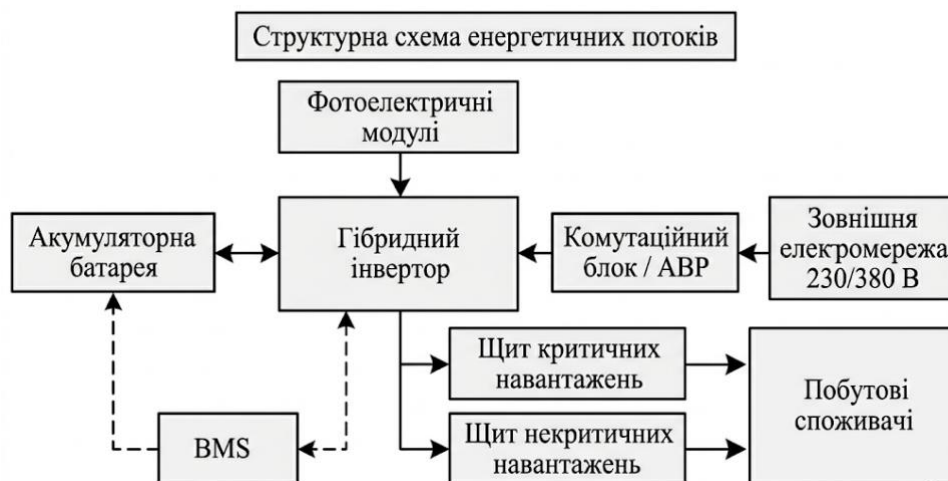


Рис. 1.2. Узагальнена структурна схема гібридної системи електропостачання побутового об'єкта.

Структурна схема, наведена на рис. 1.2, відображає взаємодію між основними функціональними елементами системи та показує, що гібридний

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

інвертор є центральною ланкою перетворення й розподілу електроенергії. Наявність акумуляторної батареї у структурі системи дає змогу накопичувати електроенергію у періоди надлишкової генерації та використовувати її для живлення навантажень у години дефіциту потужності або при відключенні мережі. Розділення навантажень на критичні та некритичні підвищує ефективність функціонування системи, оскільки дозволяє забезпечити гарантоване живлення найбільш важливих споживачів без потреби резервувати повну встановлену потужність об'єкта.

Одним із важливих показників доцільності впровадження системи певного типу є рівень енергетичної автономності, який характеризує частку часу або частку навантаження, що може бути забезпечена за рахунок локальних джерел енергії та накопичувача. Для аналітичної оцінки доцільно використовувати коефіцієнт енергетичної автономності, який визначається як відношення кількості електричної енергії, що надходить до навантаження від локальної генерації та акумуляторної батареї, до загального електроспоживання об'єкта.

$$k_{\text{авт}} = \frac{W_{\text{лок}}}{W_{\text{заг}}} \quad (1.1)$$

де:

$W_{\text{лок}}$ – кількість електричної енергії, що забезпечується локальними джерелами генерації та акумуляторною батареєю, кВт·год;

$W_{\text{заг}}$ – загальне електроспоживання об'єкта за розрахунковий період, кВт·год.

Формула (1.1) дає змогу якісно оцінити ефективність різних архітектур систем електропостачання з позиції зменшення залежності побутового об'єкта від зовнішньої мережі. Для мережевих систем значення коефіцієнта $k_{\text{авт}}$ зазвичай є невисоким у контексті резервного живлення, оскільки вони не здатні підтримувати навантаження при відсутності напруги в мережі. Для автономних систем цей коефіцієнт прагне до одиниці, але досягається ціною суттєвого збільшення вартості системи. Для гібридних систем коефіцієнт автономності може змінюватися у широких межах залежно від співвідношення потужності фотоелектричної генерації, ємності акумуляторної батареї та режиму роботи навантажень, що робить їх найбільш адаптивними до умов конкретного об'єкта.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Поряд із коефіцієнтом автономності важливим є також резервний енергетичний ресурс системи, який визначає можливу тривалість живлення критичних навантажень від акумуляторної батареї у разі втрати зовнішнього електропостачання. Для попередньої оцінки такого ресурсу може бути використана залежність

$$t_{\text{рез}} = \frac{W_{\text{акб}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot DOD}{P_{\text{кр}}} \quad (1.2)$$

де:

$t_{\text{рез}}$ – орієнтовний час резервного живлення критичних навантажень, год;

$W_{\text{акб}}$ – номінальна енергоємність акумуляторної батареї, кВт·год;

$\eta_{\text{інв}}$ – коефіцієнт корисної дії інвертора;

DOD – допустима глибина розряду акумуляторної батареї, в.о.;

$P_{\text{кр}}$ – сумарна потужність критичних навантажень, кВт.

Формула (1.2) є важливою на етапі попереднього обґрунтування структури системи, оскільки дає змогу ув'язати вимоги до резервування електропостачання з ємністю акумуляторної батареї та складом критичних споживачів. Для мережевих систем така оцінка фактично не застосовується через відсутність накопичувача, для автономних систем цей показник є основним, а для гібридних систем він слугує базою для вибору компромісу між вартістю накопичення та необхідною тривалістю резервного живлення.

З урахуванням сучасних умов функціонування побутових електроустановок в Україні комбіновані системи електропостачання слід розглядати не лише як засіб зменшення витрат на електроенергію, а передусім як засіб підвищення енергетичної стійкості домогосподарства. Особливого значення це набуває для житлових будинків, у яких є споживачі, чутливі до перерв електропостачання, зокрема системи освітлення, циркуляційні насоси, засоби зв'язку, холодильне обладнання, електронні пристрої керування та охоронні системи.

Отже, проведений аналіз класифікації, принципів побудови та функціональних особливостей систем електропостачання побутових об'єктів дає підстави стверджувати, що для умов приватного житлового будинку найбільш доцільним є застосування гібридної комбінованої системи живлення. Така система

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечує необхідний рівень резервування, дозволяє інтегрувати фотоелектричну генерацію і накопичувачі енергії, підвищує гнучкість режимів енергоспоживання та створює передумови для подальшого підвищення енергоефективності об'єкта.

1.2. Відновлювані джерела енергії як складові гібридних систем живлення: характеристики та технічний потенціал

Відновлювані джерела енергії є ключовою складовою сучасних гібридних систем електропостачання побутових об'єктів, оскільки саме вони забезпечують локальну генерацію електроенергії, зменшення залежності від централізованої мережі та підвищення енергетичної стійкості домогосподарства. У структурі комбінованих систем живлення застосування ВДЕ дозволяє реалізувати принцип розподіленої генерації, за якого споживач одночасно виступає і користувачем, і виробником електричної енергії, а накопичувач енергії та система керування забезпечують узгодження режимів генерації і споживання.

Для побутових об'єктів найбільш практично значущими видами відновлюваних джерел енергії є сонячна фотоелектрична генерація та, в окремих випадках, вітроенергетичні установки малої потужності. Саме ці технології є технічно доступними, масштабованими та сумісними з побутовими гібридними інверторами і системами накопичення енергії. Інші види ВДЕ, зокрема мікрогідроенергетика або біоенергетичні установки, для типових приватних житлових будинків застосовуються значно рідше через обмеження природного ресурсу, складність експлуатації або невідповідність масштабам навантаження побутового об'єкта.

У сучасних умовах для України основним відновлюваним джерелом енергії в побутовому секторі слід вважати сонячну фотоелектричну генерацію. Це зумовлено достатнім рівнем сонячного ресурсу на більшій частині території держави, відносно простотою монтажу фотоелектричних модулів на дахах будинків, високим рівнем технологічної зрілості ринку обладнання та можливістю ефективної інтеграції фотоелектричних систем із акумуляторними батареями й гібридними інверторами.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сонячна фотоелектрична генерація базується на прямому перетворенні енергії сонячного випромінювання в електричну енергію за допомогою напівпровідникових фотоелементів. Її основними перевагами для побутових об'єктів є відсутність рухомих частин, низький рівень експлуатаційних витрат, модульність, можливість поетапного нарощування потужності та високий рівень автоматизації роботи. Водночас недоліком фотоелектричної генерації є залежність від метеорологічних умов, добова і сезонна нерівномірність виробництва електроенергії, що зумовлює потребу у використанні акумуляторного накопичення або резервного джерела живлення.

З технічної точки зору основними типами фотоелектричних модулів, що можуть бути використані у складі гібридних систем живлення побутових об'єктів, є монокристалічні, полікристалічні та тонкоплівкові модулі. На сучасному етапі розвитку ринку найбільш поширеними у побутовому секторі є монокристалічні кремнієві модулі, які характеризуються високою ефективністю, відносно малою питомою площею на одиницю встановленої потужності та доброю сумісністю з інверторним обладнанням побутового класу.

Монокристалічні модулі виготовляються на основі кремнієвих пластин із високим ступенем кристалічної однорідності, що забезпечує кращі електричні параметри і вищий коефіцієнт перетворення енергії порівняно з іншими масовими технологіями. Для сучасних серійних модулів такого типу характерні значення ефективності на рівні приблизно 20–24%, що робить їх найбільш доцільними для встановлення на дахах приватних будинків із обмеженою корисною площею. Особливого поширення набули модулі, реалізовані за технологіями PERC, TOPCon, HJT та Hetero, які забезпечують зменшення втрат, підвищення ККД і покращення температурної стабільності.

Полікристалічні модулі, які тривалий час були поширеними завдяки нижчій вартості, нині поступово втрачають позиції на ринку побутової генерації. Причиною цього є менша ефективність, більша площа, необхідна для встановлення однакової потужності, а також поступове скорочення цінового розриву між полікристалічними та монокристалічними технологіями. Для нових побутових систем живлення використання полікристалічних модулів доцільне лише у

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

випадках суттєвих цінових обмежень або при відсутності дефіциту монтажної площі.

Тонкоплівкові модулі мають певні переваги при роботі за високих температур та при розсіяному освітленні, проте їх нижча ефективність і більша потреба у площі обмежують застосування в типових побутових системах живлення. Для дахових установок приватних будинків, де корисна площа покрівлі є обмеженим ресурсом, тонкоплівкові рішення здебільшого поступаються монокристалічним аналогам.

Для більш повного зіставлення технічних можливостей різних типів фотоелектричних модулів у табл. 1.2 наведено їх порівняльну характеристику за основними параметрами, які мають значення при проєктуванні гібридних систем живлення побутових об'єктів.

Таблиця 1.2

**Порівняльна характеристика основних типів фотоелектричних модулів
для побутових систем живлення**

Параметр	Монокристалічні PERC	Монокристалічні TOPCon/HJT	Полікристалічні	Тонкоплівкові
Ефективність модуля, %	20–22	22–24	15–18	17–20
Потужність одного модуля, Вт	400–550	550–620	300–400	450–550
Площа на 1 кВт встановленої потужності, м ²	4,5–5,0	4,2–4,5	5,5–6,5	5,0–6,0
Температурний коефіцієнт потужності, %/°C	–0,34...–0,38	–0,26...–0,30	–0,38...–0,42	–0,28...–0,32
Лінійна деградація потужності, %/рік	до 0,55	до 0,40	до 0,65	до 0,50
Типове застосування	Дахові побутові СЕС	Системи з підвищеними вимогами до ефективності	Бюджетні рішення	Спеціалізовані або промислові рішення

Дані табл. 1.2 свідчать, що найкращі технічні показники з позиції питомої потужності, ефективності використання площі та стабільності роботи мають сучасні монокристалічні модулі, особливо виконані за технологіями TOPCon та HJT. Саме вони є найбільш придатними для проєктування побутових гібридних

систем, орієнтованих на максимальне використання площі покрівлі та на підвищення річного виробітку електроенергії.

Одним із найважливіших етапів обґрунтування доцільності використання сонячної генерації є оцінка сонячного ресурсу території розміщення об'єкта. Для цього аналізують рівень сумарної сонячної радіації, тривалість сонячного сяйва, середньорічний фотоелектричний потенціал, а також сезонний розподіл інсоляції. Для умов України характерний достатній рівень сонячного потенціалу на більшій частині території, що робить сонячну генерацію придатною не лише для південних, а й для центральних і північних регіонів.

За наявними оцінками, річна сумарна сонячна радіація на території України змінюється в широких межах, від нижчих значень у північних регіонах до вищих — у південних областях. Для Київської області, яка є місцем розташування об'єкта проектування у даній роботі, характерний середній рівень сонячного ресурсу, достатній для ефективного використання дахової фотоелектричної установки побутового класу. За умови правильного вибору кута нахилу модулів та орієнтації на південь питома річна генерація може становити близько 1000–1150 кВт·год на 1 кВт встановленої потужності фотоелектричної системи.

Для наочного подання територіального розподілу сонячного ресурсу в Україні доцільно використати картографічну ілюстрацію, яка відображає зміну середньорічної інсоляції від північних до південних регіонів.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\eta_{\text{сист}}$ – інтегральний коефіцієнт, що враховує системні втрати, в тому числі температурні, кабельні, інверторні та експлуатаційні.

Формула (1.3) використовується для попереднього вибору потужності фотоелектричної станції та для оцінки її відповідності річному споживанню побутового об'єкта. Для умов Київської області значення $H_{\text{пр}}$ може прийматися на рівні, що забезпечує достатньо реалістичну оцінку очікуваного виробітку при типовому куті нахилу модулів та без значного затінення.

Однак при аналізі сонячної генерації необхідно враховувати її виражену сезонну нерівномірність. У весняно-літній період рівень виробництва електроенергії є максимальним, тоді як у зимові місяці він істотно знижується через зменшення тривалості світлового дня, нижчий кут падіння сонячних променів та більшу частку хмарних днів. Саме ця особливість є однією з головних причин інтеграції фотоелектричної генерації з акумуляторними батареями та, за необхідності, з додатковими джерелами резервування.

Для ілюстрації річного розподілу питомої генерації доцільно подати графік сезонної зміни виробітку фотоелектричної системи для умов центральної частини України.

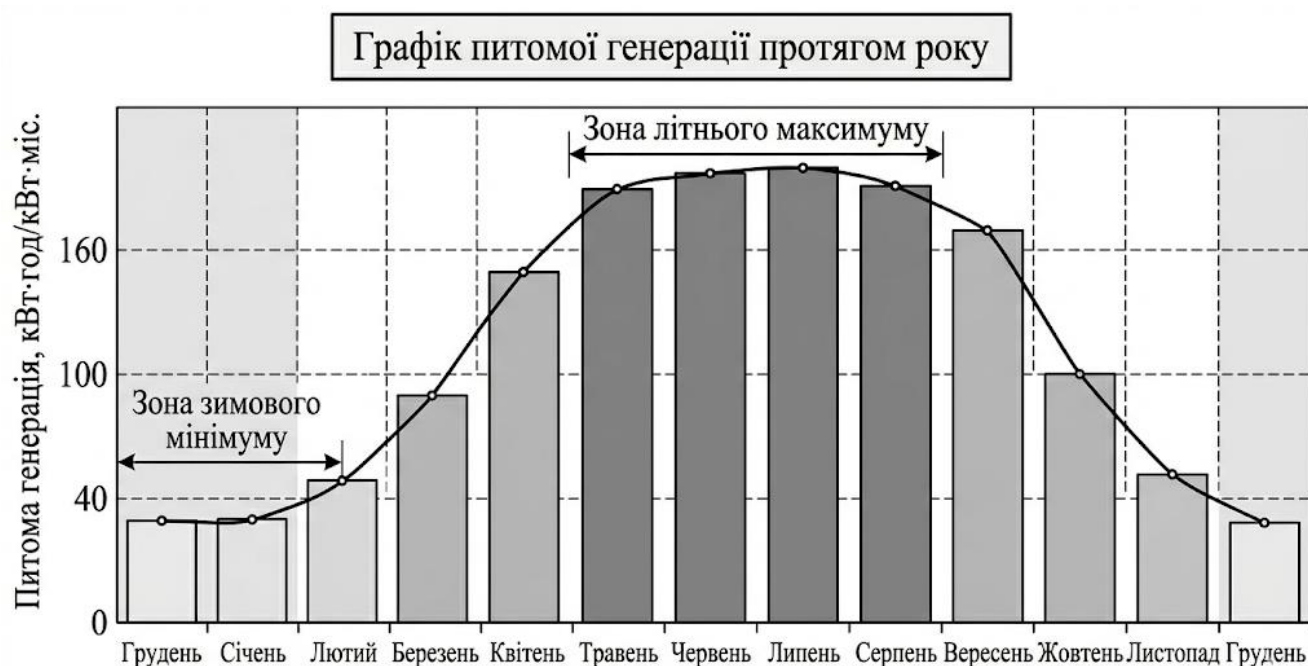


Рис. 1.4. Орієнтовний сезонний розподіл питомої генерації фотоелектричної системи в умовах Київської області.

Подання сезонного графіка дозволяє зробити висновок, що фотоелектрична система найкраще покриває денні та сезонні навантаження у теплий період року, але не може самостійно забезпечити рівномірне електропостачання протягом усього року без застосування накопичення енергії. Саме тому в структурі комбінованої системи живлення сонячна генерація має розглядатися не ізольовано, а як складова інтегрованої системи, яка працює спільно з акумуляторною батареєю, зовнішньою мережею та алгоритмами керування енергетичними потоками.

Окрім сонячної генерації, у складі побутових гібридних систем іноді розглядається застосування вітроенергетичних установок малої потужності. Вітрова генерація має ту перевагу, що її виробіток у низці випадків може частково компенсувати сезонні обмеження сонячної генерації, зокрема в осінньо-зимовий період або в нічний час, коли фотоелектричні модулі електроенергію не виробляють.

Для побутових об'єктів використовуються переважно малі вітрогенератори горизонтально-осьового або вертикально-осьового типу. Горизонтально-осьові вітроустановки характеризуються вищим коефіцієнтом використання енергії вітру та кращою енергетичною ефективністю, однак потребують кращих умов розміщення і чутливіші до турбулентності повітряного потоку. Вертикально-осьові вітрогенератори простіші у компонуванні та менш вимогливі до напрямку вітру, але поступаються за ефективністю та річним виробітком.

Технічний потенціал малої вітроенергетики значною мірою визначається середньорічною швидкістю вітру на висоті встановлення ротора. Для більшості території України цей показник є помірним, а для Київської області — відносно обмеженим у порівнянні з південними або прибережними регіонами. Тому для умов об'єкта, розташованого в Київській області, вітрову генерацію доцільно розглядати переважно як допоміжне, а не основне джерело енергії в складі комбінованої системи живлення.

У табл. 1.3 наведено порівняльну оцінку придатності основних видів ВДЕ для використання в побутових гібридних системах живлення.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

**Порівняльна оцінка придатності різних видів ВДЕ для побутових
гібридних систем живлення**

Критерій	Сонячна фотоелектрична генерація	Вітроенергетика малої потужності
Технічна зрілість для побутового сектору	Висока	Середня
Простота монтажу	Висока	Середня
Потреба у спеціальних умовах розміщення	Помірна	Висока
Стабільність ресурсу для Київської області	Середня, прогнозована	Низька або помірна
Доцільність для дахової установки приватного будинку	Висока	Обмежена
Роль у гібридній системі	Основне локальне джерело	Допоміжне джерело

Порівняльний аналіз, наведений у табл. 1.3, підтверджує, що для побутового об'єкта в умовах Київської області найбільш доцільним видом ВДЕ є саме сонячна фотоелектрична генерація. Мала вітроенергетика може застосовуватися як допоміжний елемент у спеціальних випадках, проте в більшості типових проєктів її інтеграція не забезпечує такого співвідношення технічної ефективності та простоти реалізації, як використання дахової фотоелектричної системи.

Ще одним важливим аспектом застосування ВДЕ в побутових гібридних системах є узгодження графіка генерації з графіком навантаження об'єкта. Для цього використовують показник покриття навантаження локальною генерацією, який у спрощеному вигляді може бути визначений за формулою

$$k_{\text{покp}} = \frac{W_{\text{ВДЕ}}}{W_{\text{сп}}} \quad (1.4)$$

де

$k_{\text{покp}}$ – коефіцієнт покриття споживання локальною генерацією;

$W_{\text{ВДЕ}}$ – кількість електричної енергії, виробленої відновлюваними джерелами енергії за розрахунковий період, кВт·год;

$W_{\text{сп}}$ – електроспоживання об'єкта за той самий період, кВт·год.

Формула (1.4) дає змогу на попередньому етапі проєктування оцінити, яку частину потреб об'єкта може покривати фотоелектрична система або інше

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

локальне джерело енергії. Разом із тим реальна ефективність використання ВДЕ визначається не лише кількістю згенерованої енергії, а й часовим збігом між генерацією та навантаженням, наявністю акумуляторного накопичення, а також алгоритмом пріоритетів у роботі гібридного інвертора.

Таким чином, відновлювані джерела енергії є базовим функціональним елементом сучасних гібридних систем електропостачання побутових об'єктів. Для умов приватного житлового будинку в Київській області найдоцільнішим джерелом локальної генерації є сонячна фотоелектрична система, яка має достатній технічний потенціал, високу технологічну зрілість та сумісність із побутовими гібридними інверторами і накопичувачами енергії. Вітроенергетика малої потужності може розглядатися лише як допоміжне джерело, тоді як основну роль у складі гібридної системи доцільно відводити саме фотоелектричній генерації.

1.3. Акумуляторні модулі в системах децентралізованого електропостачання: типи, технічні характеристики та вимоги до інтеграції

Акумуляторні модулі є одним із ключових елементів децентралізованих та гібридних систем електропостачання, оскільки забезпечують акумулювання надлишкової електроенергії від локальних джерел генерації та її подальше використання у періоди дефіциту потужності або при відсутності напруги в зовнішній електричній мережі. Саме завдяки наявності акумуляторної батареї комбінована система живлення здатна реалізовувати автономний режим роботи, забезпечувати резервне живлення критичних навантажень та згладжувати пікові навантаження за рахунок перерозподілу енергії у часі.

У системах децентралізованого електропостачання побутових об'єктів використовуються різні типи акумуляторних батарей, серед яких найбільш поширеними є свинцево-кислотні (традиційні та AGM/GEL), а також літій-іонні системи на основі хімії LiFePO_4 (LFP) та NMC. Вибір типу акумуляторних модулів визначається вимогами до глибини розряду, ресурсу циклів заряд–розряд, безпеки, допустимого діапазону робочих температур, масогабаритних показників та сумарної вартості володіння системою.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Свинцево-кислотні акумуляторні батареї (класичні залиті, AGM, GEL) історично широко застосовуються в системах резервного живлення, джерелах безперебійного живлення (ДБЖ) та малопотужних автономних системах. Їх перевагами є відносно невисока вартість початкових інвестицій, технологічна простота, наявність розвиненої інфраструктури сервісного обслуговування та достатньо відпрацьована нормативна база. Водночас основними недоліками свинцево-кислотних АКБ є невелика допустима глибина розряду (як правило, не більше 50% для забезпечення прийняттого ресурсу), обмежена кількість циклів заряд–розряд (порядку 500–800 циклів при глибині розряду 50%), значна маса, чутливість до підзаряду та необхідність забезпечення вентиляції приміщення при використанні класичних залитих батарей.

Літій-іонні акумуляторні батареї (Li-ion) для стаціонарних систем зберігання енергії представлені переважно хіміями NMC (нікель-манган-кобальт) та LiFePO₄ (LFP). Літій-іонні АКБ мають значно вищу питому енергію, більшу допустиму глибину розряду, більший ресурс циклів та нижчу чутливість до режимів частого циклювання порівняно зі свинцево-кислотними аналогами. Для побутових систем живлення особливий інтерес становлять LFP-батареї, які характеризуються підвищеним рівнем безпеки, термостабільністю катодного матеріалу та тривалим ресурсом експлуатації.

Літій-залізо-фосфатні акумуляторні модулі мають типову кількість циклів заряд–розряд понад 6000 циклів при глибині розряду 80% та забезпечують очікуваний термін експлуатації 10–15 років в умовах інтенсивного використання. Крім того, LFP-хімія характеризується підвищеною термічною стабільністю, низьким ризиком термічного розгону, відсутністю в складі кобальту та відносно невеликою деградацією ємності за тривалий період експлуатації. Це робить її оптимальним вибором для побутових комбінованих систем живлення, орієнтованих на тривалу роботу в режимі щоденного циклювання.

Для зіставлення можливостей різних типів акумуляторних батарей доцільно узагальнити їх основні технічні параметри у вигляді порівняльної таблиці.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

**Порівняльна характеристика основних типів акумуляторних батарей
для побутових систем електропостачання**

Параметр	Свинцево-кислотні (AGM/GEL)	Li-ion (NMC)	LiFePO ₄ (LFP)
Номінальна питома енергія, Вт·год/кг	30–50	150–200	90–140
Допустима глибина розряду DoD, %	40–60	80–90	80–90
Кількість циклів при номінальному DoD, циклів	500–800	3000–5000	6000 і більше
Орієнтовний термін служби, років	3–5	8–12	10–15
Необхідність обслуговування	Періодичне (для залитих)	Мінімальне	Мінімальне
Безпека та термостабільність	Середня	Підвищені вимоги до BMS та охолодження	Висока
Застосування у побутових гібридних системах	Резервне живлення малої потужності	Стаціонарні та мобільні системи	Оптимальний вибір для побутових ESS

Аналіз табл. 1.4 показує, що з позиції сумарної вартості володіння, ресурсу циклів, безпеки та глибини розряду найбільш привабливими для побутових систем є саме LFP-акумуляторні модулі. Свинцево-кислотні АКБ залишаються допустимим рішенням для недорогих систем резервного живлення з невеликим обсягом циклювання, тоді як для інтенсивної роботи в складі гібридних систем їх застосування є економічно та технічно менш доцільним.

У структурі комбінованих систем живлення побутових об'єктів акумуляторна батарея виконує кілька функцій, серед яких основними є: резервне живлення критичних навантажень, накопичення надлишкової енергії від ВДЕ, реалізація стратегії «peak shaving» (згладжування пікових навантажень) та оптимізація споживання електроенергії в умовах багатозонного тарифікування. Для забезпечення безпечної та ефективної роботи акумуляторні модулі обов'язково комплектуються системою керування батареєю (Battery Management System, BMS), яка контролює напругу, струм, температуру, стан заряду та забезпечує балансування елементів.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Загальна енергоємність акумуляторної батареї визначається як добуток її номінальної ємності та номінальної напруги. Для попередньої оцінки енергоємності застосовується залежність

$$W_{\text{акб}} = U_{\text{ном}} \cdot C_{\text{ном}} \quad (1.5)$$

де: $W_{\text{акб}}$ – номінальна енергоємність акумуляторної батареї, Вт·год або кВт·год;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга батареї, В;

$C_{\text{ном}}$ – номінальна ємність батареї, А·год.

Водночас при розрахунку часу автономної роботи системи слід враховувати не номінальну, а корисну енергоємність, яка залежить від допустимої глибини розряду та ККД перетворювального обладнання. Для оцінки корисної енергоємності акумуляторної батареї може бути використана формула

$$W_{\text{кор}} = W_{\text{акб}} \cdot DOD \cdot \eta_{\text{сист}} \quad (1.6)$$

де

$W_{\text{кор}}$ – корисна (доступна) енергоємність батареї, кВт·год;

DOD – допустима глибина розряду (в частках одиниці);

$\eta_{\text{сист}}$ – інтегральний коефіцієнт ККД ланцюга «акумулятор – інвертор – навантаження».

Використання формули (1.6) дає змогу більш коректно оцінити реальний запас енергії, який може бути використаний для живлення навантажень у резервному режимі, та забезпечити правильний вибір ємності батареї. Для свинцево-кислотних АКБ значення DOD зазвичай приймається не більше 0,5, тоді як для LFP-батареї допустимим є DOD на рівні 0,8–0,9.

Важливим завданням при проектуванні комбінованої системи живлення є вибір архітектури акумуляторної батареї. Для побутових ESS (Energy Storage System) широко застосовуються модульні рішення, у яких окремі акумуляторні модулі з власною BMS з'єднуються паралельно або послідовно для досягнення необхідної напруги та енергоємності. Модульний підхід забезпечує гнучкість у масштабуванні, можливість поетапного нарощування енергоємності, зручність транспортування та монтажу, а також спрощує заміну окремих модулів у разі їх виходу з ладу.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для наочного подання архітектури модульної LFP-батареї доцільно використати структурну схему, яка показує з'єднання окремих модулів, BMS та інтерфейс зв'язку з гібридним інвертором.

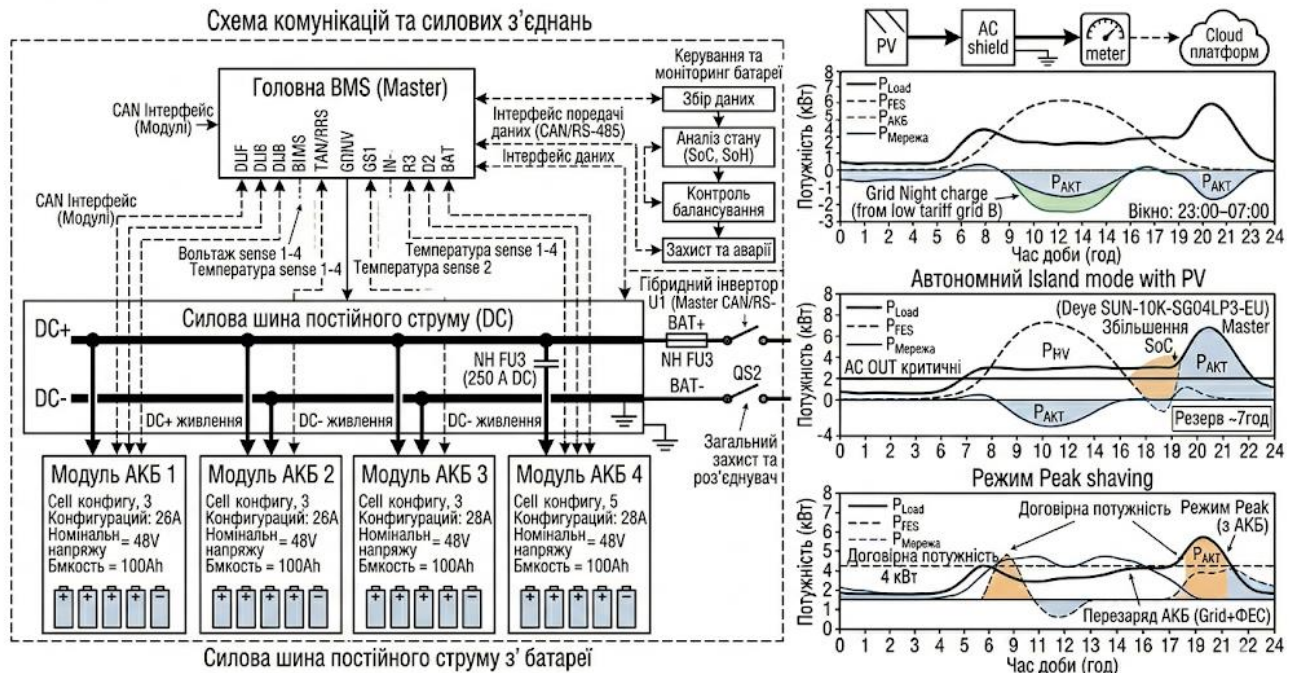


Рис. 1.5. Структурна схема модульної акумуляторної батареї в складі побутової гібридної системи живлення.

Структурна схема, наведена на рис. 1.5, демонструє, що акумуляторна батарея в сучасних гібридних системах розглядається не як одна велика батарея, а як сукупність модулів, кожен з яких має власну електроніку керування та захисту. Такий підхід підвищує надійність, оскільки вихід з ладу одного модуля не призводить до повної втрати функціональності системи, а також забезпечує можливість поетапного нарощування енергоємності відповідно до зростання потреб споживача.

Окрему групу вимог при інтеграції акумуляторних модулів у комбіновані системи живлення становлять вимоги до електричної сумісності та безпеки. До основних із них належать:

- відповідність діапазону робочих напруг АКБ вимогам гібридного інвертора;
- забезпечення захисту від перевантажень, короткого замикання та неправильної полярності;

- наявність апаратних засобів відключення (роз'єднувачі, запобіжники, автоматичні вимикачі) на стороні постійного струму;
- забезпечення належного заземлення металевих корпусів і елементів конструкції;
- організація системи контролю температури акумуляторних модулів.

Для оцінки здатності акумуляторної батареї забезпечити заданий час резервного живлення критичних навантажень використовується співвідношення

$$t_{\text{рез}} = \frac{W_{\text{кор}}}{P_{\text{кр}}} \quad (1.7)$$

де: $t_{\text{рез}}$ – орієнтовний час резервного живлення, год;

$W_{\text{кор}}$ – корисна енергоемність акумуляторної батареї, кВт·год;

$P_{\text{кр}}$ – сумарна потужність критичних навантажень, кВт.¹

Залежність (1.7) у поєднанні з формулами (1.5) і (1.6) дозволяє встановити кількість модулів, необхідних для забезпечення заданої тривалості автономної роботи при аварійному відключенні мережі. При цьому в проектних розрахунках доцільно передбачати певний запас енергоемності для компенсації деградації ємності батареї впродовж строку експлуатації.

У табл. 1.5 наведено узагальнені вимоги до інтеграції акумуляторних модулів у побутові комбіновані системи живлення.

Таблиця 1.5

Основні вимоги до інтеграції акумуляторних модулів у побутові комбіновані системи живлення

Група вимог	Зміст вимог
Електрична сумісність	Відповідність напруги, струму, протоколів зв'язку вимогам інвертора; узгодження налаштувань заряд-розряд.
Безпека	Наявність BMS, апаратного захисту від КЗ, перевантаження, перегріву; захисне відключення при аварійних режимах.
Монтаж та експлуатація	Дотримання полярності, забезпечення вентиляції (за потреби), захист від вологості та пилу, зручний доступ для обслуговування.
Масштабованість	Модульна архітектура, можливість паралельного/послідовного нарощування ємності.
Інтеграція в систему керування	Обмін даними з інвертором (SoC, напруга, струм, температура), участь у реалізації режимів енергоменеджменту.

Проведений аналіз показує, що акумуляторні модулі в системах децентралізованого електропостачання не є лише пасивними накопичувачами енергії, а виконують роль активного елемента енергосистеми, інтегрованого у загальну систему керування. Для побутових об'єктів у сучасних умовах найбільш доцільним є застосування модульних LFP-акумуляторних систем, які забезпечують поєднання високого ресурсу циклів, безпеки, масштабованості та зручності інтеграції з гібридними інверторами.

Висновки до розділу 1

1. На основі аналізу класифікації та принципів побудови систем електропостачання побутових об'єктів встановлено, що мережеві системи є технічно простими та відносно недорогими, але не забезпечують резервного живлення та енергетичної автономності споживача. Автономні системи характеризуються повною незалежністю від централізованої мережі, однак потребують значних капітальних витрат і великої енергоемності акумуляторів, що обмежує їх застосування для типових побутових об'єктів. Обґрунтовано, що гібридні системи, які поєднують зовнішню мережу, локальну генерацію та накопичувачі енергії, є найбільш раціональним рішенням для приватних житлових будинків в умовах нестабільного електропостачання.

2. На підставі аналізу технічного потенціалу відновлюваних джерел енергії для умов України, зокрема Київської області, показано, що сонячна фотоелектрична генерація є базовим видом локальної генерації для побутових гібридних систем. Визначено, що при оптимальному розміщенні ФЕМ у регіоні можливе одержання питомої річної генерації на рівні, достатньому для суттєвого зниження споживання електроенергії з мережі, тоді як вітроенергетика малої потужності через помірний вітровий ресурс доцільна лише як допоміжне джерело. Сформовано висновок, що при проєктуванні комбінованої системи живлення побутового об'єкта в Київській області сонячна ФЕ-система має розглядатися як основне відновлюване джерело енергії.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. У результаті аналізу типів акумуляторних батарей встановлено, що свинцево-кислотні АКБ (AGM/GEL) доцільно застосовувати переважно в малих резервних системах з невеликим обсягом циклювання через обмежений ресурс та невелику допустиму глибину розряду. Показано, що літій-іонні акумуляторні модулі, насамперед на основі хімії LiFePO₄, мають значно більшу кількість циклів, вищу допустиму глибину розряду, підвищену безпеку та зручність модульного масштабування, що робить їх оптимальним вибором для побутових гібридних систем з щоденним режимом роботи. Узагальнено основні вимоги до інтеграції акумуляторних модулів (електрична сумісність, безпека, модульність та інтеграція з системою керування), які будуть використані при розрахунку параметрів конкретної комбінованої системи живлення у наступних розділах роботи.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР РАЦІОНАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ

2.1. Визначення розрахункового електричного навантаження побутового об'єкта та побудова графіків електроспоживання

Розрахунок електричних навантажень побутового об'єкта є вихідним етапом проектування комбінованої системи живлення, оскільки саме від величини активної та повної потужності, а також від характеру графіка електроспоживання залежать вибір потужності фотоелектричної станції, гібридного інвертора та енергоємності акумуляторної батареї. Для приватного житлового будинку площею 120 м² з чотирма мешканцями, розташованого в Київській області, необхідно визначити склад електроприймачів, їх номінальні потужності, режими роботи та коефіцієнти використання, після чого виконати розрахунок середньодобового та пікового навантаження для різних сезонів року.

Склад та потужність електроспоживачів побутового об'єкта. Типовий набір електроспоживачів для сучасного приватного житлового будинку включає освітлювальне обладнання, холодильник, пральну машину, електрочайник, мікрохвильову піч, телевізор, комп'ютерну техніку, маршрутизатор, зарядні пристрої, насос водопостачання, циркуляційний насос, електричний водонагрівач, кондиціонер та, за необхідності, електрообігрівач. Для подальших розрахунків приймаємо типовий набір електроспоживачів і їх номінальні потужності відповідно до каталожних даних та практичного досвіду експлуатації аналогічних побутових об'єктів.

У табл. 2.1 наведено перелік основних електроспоживачів побутового об'єкта, їх кількість, номінальну потужність та орієнтовну тривалість роботи протягом доби в зимовий, літній та перехідний (весна/осінь) періоди.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні електроспоживачі побутового об'єкта та їх добова тривалість роботи

№ з/п	Найменування електроприймача	Кількість, шт	Потужність одного пристрою, Вт	Загальна потужність, кВт	Тривалість роботи, год/добу (зима)	Тривалість роботи, год/добу (літо)	Тривалість роботи, год/добу (перехідний період)
1	Освітлення (LED, 10 Вт × 15 шт)	1 група	150	0,150	6	3	4
2	Холодильник	1	150	0,150	8 (робочий цикл)	8	8
3	Пральна машина	1	2000	2,000	1	0,5	0,5
4	Електрочайник	1	2000	2,000	0,5	0,5	0,5
5	Мікрохвильова піч	1	1200	1,200	0,3	0,3	0,3
6	Телевізор	1	100	0,100	4	3	3
7	Комп'ютер/ноутбук	2	200	0,400	4	3	3
8	Маршрутизатор Wi-Fi	1	30	0,030	24	24	24
9	Електричний водонагрівач	1	2000	2,000	2	1,5	1,5
10	Праска	1	2000	2,000	0,5	0,5	0,5
11	Пилосос	1	1500	1,500	0,4	0,3	0,3
12	Насос водопостачання	1	800	0,800	0,6	0,5	0,5
13	Зарядні пристрої	4	50	0,200	2	2	2
14	Кондиціонер (літній період)	1	1500	1,500	0	4	1
15	Електрообігрівач (зимовий період)	1	2000	2,000	5	0	1

На основі даних табл. 2.1 далі виконуються розрахунки добового електроспоживання за сезонами та формується база для побудови добових графіків навантаження.

Розрахунок добового електроспоживання за сезонами. Добове електроспоживання кожного електроприймача визначається як добуток його загальної встановленої потужності та тривалості роботи протягом доби. У спрощеному вигляді це можна записати як

$$W_{\text{доб},i} = P_i \cdot t_i \quad (2.1)$$

де

$W_{\text{доб},i}$ – добове електроспоживання i -го електроприймача, кВт·год;

P_i – загальна потужність i -го електроприймача, кВт;

t_i – тривалість роботи i -го електроприймача протягом доби, год.

Сумарне добове електроспоживання для певного сезону визначається як сума споживання всіх електроприймачів:

$$W_{\text{доб}} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (2.2)$$

де

n – кількість електроприймачів побутового об'єкта.

Результати розрахунку добового електроспоживання для зимового, літнього та перехідного періодів зведені до табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Розрахунок добового електроспоживання побутового об'єкта за сезонами

№ з/п	Найменування	Потужність, кВт	Wдоб,зима, кВт·год/добу	Wдоб,літо, кВт·год/добу	Wдоб,перех, кВт·год/добу
1	Освітлення	0,150	0,900	0,450	0,600
2	Холодильник	0,150	1,200	1,200	1,200
3	Пральна машина	2,000	2,000	1,000	1,000
4	Електрочайник	2,000	1,000	1,000	1,000
5	Мікрохвильова піч	1,200	0,360	0,360	0,360
6	Телевізор	0,100	0,400	0,300	0,300
7	Комп'ютер/ноутбук	0,400	1,600	1,200	1,200
8	Маршрутизатор	0,030	0,720	0,720	0,720
9	Водонагрівач	2,000	4,000	3,000	3,000
10	Праска	2,000	1,000	1,000	1,000
11	Пилосос	1,500	0,600	0,450	0,450
12	Насос водопостачання	0,800	0,480	0,400	0,400
13	Зарядні пристрої	0,200	0,400	0,400	0,400
14	Кондиціонер	1,500	0,000	6,000	1,500
15	Електрообігрівач	2,000	10,000	0,000	2,000
	Разом	–	26,768	16,468	13,168

Як видно з табл. 2.2, найбільше добове електроспоживання спостерігається в зимовий період через роботу електрообігрівача та збільшену тривалість роботи освітлення й водонагрівача. У літній період навантаження зменшується, але

з'являється додатковий складник у вигляді роботи кондиціонера, тоді як у перехідні періоди (весна/осінь) добове електроспоживання є найменшим.

Середньорічне добове електроспоживання визначається з урахуванням тривалості сезонів (зима – 4 місяці, літо – 3 місяці, перехідний період – 5 місяців) за формулою:

$$W_{\text{доб.сер}} = \frac{W_{\text{доб.зима}} \cdot 120 + W_{\text{доб.літо}} \cdot 92 + W_{\text{доб.перех}} \cdot 153}{365} \quad (2.3)$$

Підставляючи значення з табл. 2.2, одержуємо:

$$W_{\text{доб.сер}} = \frac{26,768 \cdot 120 + 16,468 \cdot 92 + 13,168 \cdot 153}{365} \approx 18,47 \quad (2.4)^1$$

Річне електроспоживання побутового об'єкта становить

$$W_{\text{річ}} = W_{\text{доб.сер}} \cdot 365 \approx 18,47 \cdot 365 \approx 6742 \quad (2.5)$$

Отримані значення будуть використані в подальших розділах для розрахунку енергетичного балансу комбінованої системи живлення.

Визначення розрахункового пікового навантаження. Розрахункове пікове навантаження визначається для найбільш навантаженого часу доби, коли працює максимальна кількість потужних електроприймачів. Для побутового об'єкта таким інтервалом є вечірній період 18:00–21:00 у зимовий час, коли одночасно можуть працювати освітлення, холодильник, електрочайник, мікрохвильова піч, телевізор, комп'ютери, водонагрівач, праска, пиросос, насос, зарядні пристрої та електрообігрівач.

Розрахункове активне навантаження визначається методом коефіцієнтів за формулою

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_i \cdot k_{v,i} \cdot k_{c,i} \quad (2.6)$$

де: P_p – розрахункове активне навантаження, кВт;

P_i – номінальна потужність i -го електроприймача, кВт;

$k_{v,i}$ – коефіцієнт використання i -го електроприймача;

$k_{c,i}$ – коефіцієнт одночасності роботи i -го електроприймача.

На основі практичних даних для найбільш навантаженого зимового вечора отримано розрахункову потужність

$$P_{p,\text{зима}} \approx 7,2 \quad (2.7)$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повна розрахункова потужність з урахуванням середнього коефіцієнта потужності $\cos \varphi \approx 0,92$ визначається як

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} \approx \frac{7,2}{0,92} \approx 7,8 \quad (2.8)$$

Отже, розрахункове пікове навантаження побутового об'єкта у зимовий вечірній максимум становить $P_p = 7,2$ або $S_p = 7,8$, що визначає необхідну мінімальну потужність гібридного інвертора та пропускну здатність елементів системи живлення.

Узагальнений добовий графік електроспоживання побутового об'єкта в зимовий та літній періоди доцільно подати у вигляді лінійних діаграм «потужність—час».

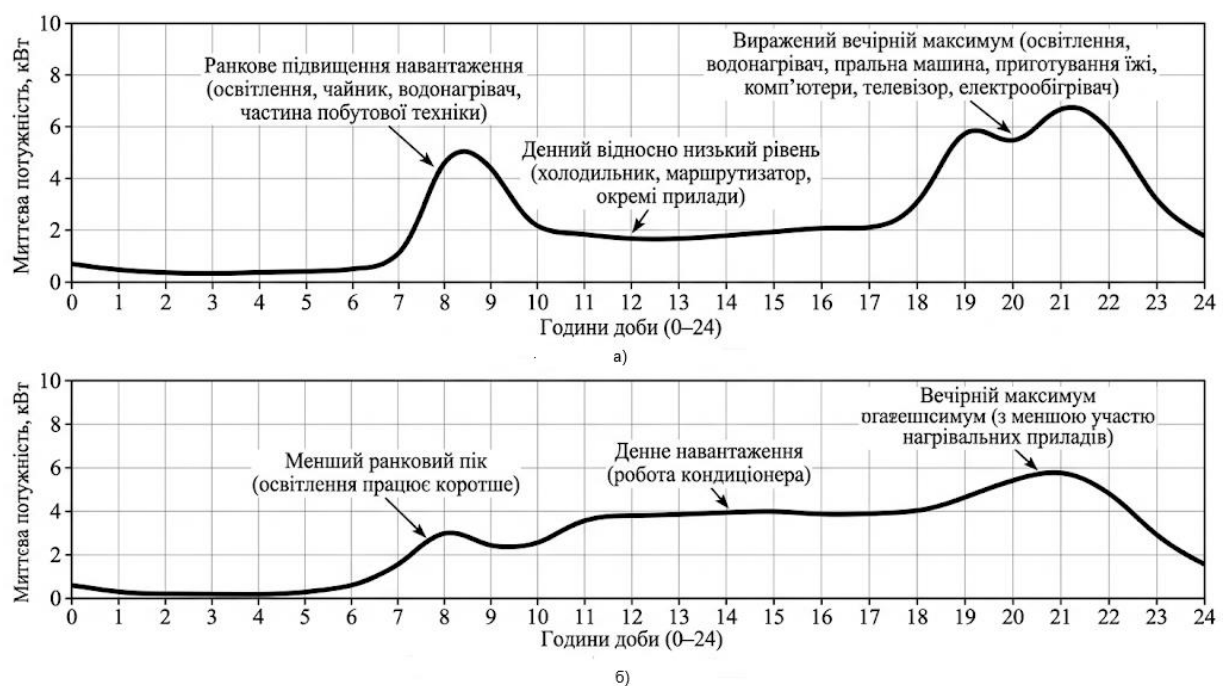


Рис. 2.1. Орієнтовний добовий графік електроспоживання побутового об'єкта в зимовий період (а), та в літній період (б).

Аналіз добових графіків показує, що основний піковий період споживання припадає на вечірні години, тоді як максимальна генерація фотоелектричної системи спостерігається в денний час. Це підтверджує необхідність використання акумуляторної батареї для перенесення частини денних надлишків генерації на вечірній період, а також обґрунтовує вибір гібридної архітектури системи, здатної поєднувати роботу з мережею, ФЕС та накопичувачем енергії.

2.2. Обґрунтування та вибір структурної схеми комбінованої системи живлення з урахуванням умов експлуатації

Вибір структурної схеми комбінованої системи живлення побутового об'єкта здійснюється з урахуванням розрахованих електричних навантажень, технічних характеристик відновлюваних джерел енергії та акумуляторних модулів, а також вимог до надійності, безперервності та економічності електропостачання. Для приватного житлового будинку площею 120 м² з чотирма мешканцями в Київській області за результатами підрозділу 2.1 встановлено розрахункове пікове навантаження $P_p \approx 7,2$, повну потужність $S_p \approx 7,8$ та середньорічне добове електроспоживання близько 18,5 кВт·год/добу, що відповідає річному споживанню ≈ 6740 кВт·год. Для такого об'єкта необхідно забезпечити гарантоване живлення критичних електроприймачів у разі відключення зовнішньої електричної мережі, інтегрувати фотоелектричну генерацію як основне локальне джерело енергії, забезпечити можливість накопичення надлишків генерації та реалізувати режими оптимізації споживання за багатозонними тарифами.

На основі класифікації систем електропостачання побутових об'єктів розглянуто три принципові варіанти структурної побудови системи: мережеву фотоелектричну систему без акумуляторної батареї (on-grid), автономну систему (off-grid) на базі фотоелектричної станції, акумуляторної батареї та резервного генератора і гібридну систему з підключенням до мережі, фотоелектричної системи та акумуляторної батареї. Мережева ФЕС без акумулятора, попри конструктивну простоту та відносно невисокі капітальні витрати, не здатна забезпечити живлення навантаження при зникненні напруги в мережі через вимоги антиострівного захисту інвертора, що є неприйнятним для умов частих аварійних відключень в Україні. Автономна система забезпечує повну енергетичну незалежність, однак потребує встановлення потужної фотоелектричної станції та акумуляторної батареї енергоємністю 2–5 добових норм споживання, що для добового навантаження близько 18,5 кВт·год відповідає 40–90 кВт·год; такі значення призводять до

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

суттєвого збільшення капітальних витрат і є економічно недоцільними за наявності доступного мережевого приєднання.

Гібридна система, у якій гібридний інвертор забезпечує спільну роботу з фотоелектричною системою, акумуляторною батареєю та зовнішньою електромережею, дає змогу поєднати переваги мережевих та автономних систем. У такій структурі зовнішня мережа виступає додатковим джерелом енергії та резервом; фотоелектрична система покриває значну частку денного навантаження; акумуляторна батарея забезпечує живлення критичних споживачів у вечірній та нічний час, а також реалізацію режимів peak shaving і заряд–розряд за багатозонним тарифом. Для кількісної оцінки придатності кожного варіанта структурної схеми для заданого об'єкта побудовано порівняльну таблицю 2.3.

У таблиці 2.3 наведено узагальнену характеристику трьох розглянутих варіантів структурних рішень для системи живлення побутового об'єкта.

Таблиця 2.3

Порівняльна характеристика варіантів структурних рішень системи живлення побутового об'єкта

Варіант системи	Надійність живлення при відключенні мережі	Необхідна енергоемність АКБ	Рівень капітальних витрат	Оцінка придатності для об'єкта
Мережева ФЕС (on-grid, без АКБ)	Відсутність живлення при зникненні напруги в мережі	Не передбачається	Низький	Не відповідає вимогам резервування
Автономна система (off-grid)	Повна автономність від мережі	Дуже висока (2–5 добових норм споживання)	Дуже високий	Технічно можлива, економічно недоцільна
Гібридна система (мережа + ФЕС + АКБ)	Резервне живлення критичних навантажень	Помірна (1–1,5 добових норм критичного навантаження)	Середній	Оптимальний варіант для заданих умов

Аналіз таблиці 2.3 показує, що мережевий варіант не забезпечує жодного рівня резервування та повністю залежить від стану зовнішньої мережі, тому не задовольняє вихідні вимоги до системи. Автономний варіант забезпечує максимальну незалежність від зовнішніх факторів, але потребує суттєвого перевищення обсягу інвестицій, зокрема за рахунок великої енергоємності акумуляторної батареї, що є надлишковим для умов наявності мережевого приєднання та характеру електроспоживання побутового будинку. Гібридний варіант, навпаки, досягає балансу між надійністю, економічністю та гнучкістю керування режимами: забезпечується резервне живлення критичних навантажень, використовується акумуляторна батарея помірної ємності, а зовнішня мережа виконує роль додаткового джерела та резерву. Таким чином, для подальшого проектування комбінованої системи живлення обґрунтовано обрано гібридну структурну схему з підключенням до зовнішньої мережі, фотоелектричної системи та акумуляторної батареї.

Для гібридної системи, що проектується, номінальну потужність гібридного інвертора прийнято на рівні 10 кВА, що перевищує розрахункову повну потужність навантаження $S_p \approx 7,8$ та створює резерв по потужності для можливого зростання навантаження і забезпечення нормальної роботи при динамічних режимах. Потужність фотоелектричної системи прийнята 6,6 кВт на основі 12 монокристалічних фотоелектричних модулів потужністю 550 Вт, об'єднаних у два стрінги по шість модулів, що відповідає можливостям розміщення на даху та забезпечує значний внесок у покриття річного електроспоживання. Акумуляторна батарея реалізована на базі чотирьох модулів Pylontech US5000 сумарною номінальною енергоємністю 20,48 кВт·год, що забезпечує необхідний запас енергії для живлення критичних навантажень у режимі резервування.

Користуючись загальною формулою для корисної енергоємності акумуляторної батареї

$$W_{\text{кор}} = W_{\text{акб}} \cdot DOD \cdot \eta_{\text{сист}} \quad (2.9)$$

де $W_{\text{кор}}$ – корисна енергоємність батареї, кВт·год; $W_{\text{акб}}$ – номінальна енергоємність батареї, кВт·год; DOD – допустима глибина розряду;

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\eta_{\text{сист}}$ – коефіцієнт корисної дії системи «АКБ–інвертор–навантаження», для $W_{\text{акб}} = 20,48$, $DOD = 0,8$ та $\eta_{\text{сист}} \approx 0,9$ отримано корисну енергоємність близько 14,7–15,0 кВт·год. Час резервного живлення критичних навантажень оцінюється за залежністю

$$t_{\text{рез}} = \frac{W_{\text{кор}}}{P_{\text{кр}}} \quad (2.10)$$

де $t_{\text{рез}}$ – тривалість резервного живлення, год; $P_{\text{кр}}$ – сумарна потужність критичних навантажень, кВт. За умов $P_{\text{кр}} \approx 2$ і $W_{\text{кор}} \approx 14,7$ отримано $t_{\text{рез}} \approx 7,35$, що відповідає вимогам до забезпечення живлення критичних споживачів протягом типового періоду аварійного відключення.

На основі прийнятих потужностей і енергоємності сформовано склад основних елементів структурної схеми комбінованої системи живлення побутового об'єкта: зовнішня трифазна електромережа 380/220 В, 50 Гц; фотоелектрична система потужністю 6,6 кВт; акумуляторна батарея ємністю 20,48 кВт·год на базі LiFePO₄-модулів; гібридний інвертор потужністю 10 кВА з двома MPPT-входами; пристрій автоматичного введення резерву; щит критичних навантажень; щит некритичних навантажень. Узагальнена структурна схема прийнятої конфігурації системи електропостачання наведена на рисунку 2.2.

У тексті рисунок згадано, далі наводиться детальний опис для відтворення, а потім підпис.

Взаємозв'язки між зовнішньою мережею, фотоелектричною системою, акумуляторною батареєю, гібридним інвертором і групами навантажень відображені на структурній схемі комбінованої системи живлення (рис. 2.2).

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

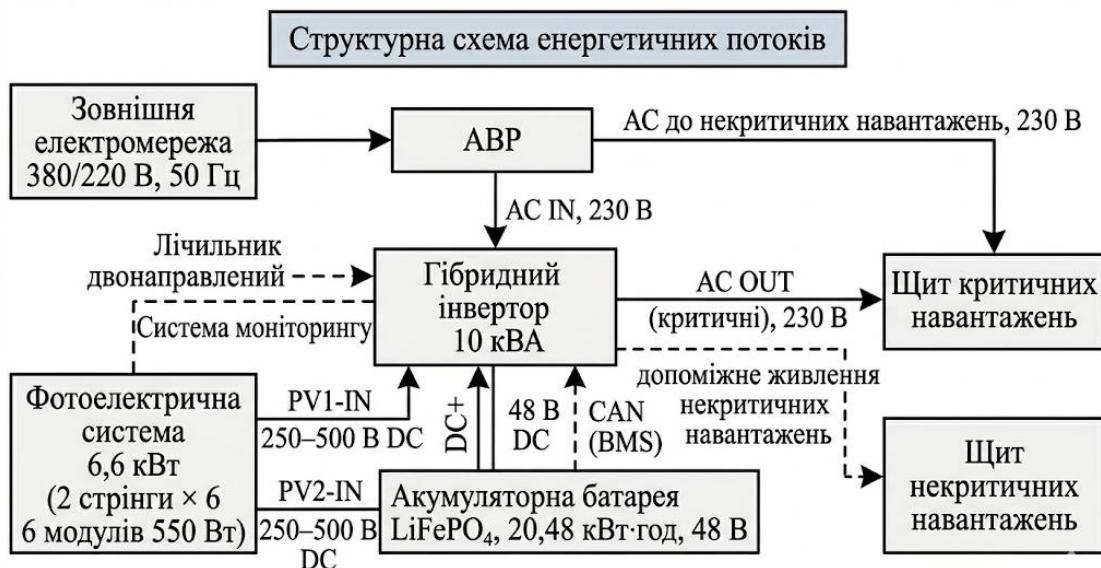


Рис. 2.2. Узагальнена структурна схема комбінованої системи живлення побутового об'єкта.

Для аналізу режимів роботи системи при різних періодах доби використано спрощену діаграму потоків енергії, на якій окремо показано денний режим із наявною сонячною генерацією та нічний режим за відсутності генерації ФЕС (рис. 2.3).



Рис. 2.3. Потоки енергії в комбінованій системі живлення в денний та нічний періоди доби.

Аналіз рисунка 2.3 підтверджує, що в денний період основним джерелом живлення навантаження є фотоелектрична система з паралельним зарядом

аккумуляторної батареї, тоді як у нічний період живлення критичних навантажень здійснюється переважно за рахунок енергії, накопиченої в АКБ, з можливим підживленням від мережі при зниженні стану заряду батареї. Такий розподіл потоків енергії забезпечує узгодження графіка генерації з графіком навантаження та є основою для формування енергетичного балансу системи й розрахунку показників її ефективності в підрозділі 2.3.

2.3. Розрахунок енергетичного балансу системи та вибір основного обладнання

Розрахунок енергетичного балансу комбінованої системи живлення побутового об'єкта виконується для узгодження графіка генерації фотоелектричної системи та роботи аккумуляторної батареї з розрахунковим графіком електроспоживання, визначеним у підрозділі 2.1. Метою розрахунку є кількісна оцінка частки покриття річного електроспоживання за рахунок фотоелектричної генерації, обсягів заряд–розряд аккумуляторної батареї та обсягів імпорту й експорту електроенергії з/до зовнішньої мережі для вибору параметрів основного обладнання системи.

Для розрахунку продуктивності фотоелектричної системи необхідно врахувати сонячний ресурс Київської області. У таблиці 2.4 наведено середньомісячні значення пікових сонячних годин (PSH – Peak Sun Hours) для умов м. Київ при оптимальному куті нахилу фотоелектричних модулів, отримані за даними PVGIS.

Середньорічне значення PSH визначається як середнє арифметичне по місяцях:

$$PSH_{\text{сер}} = \frac{0,9+1,4+2,5+3,6+4,5+4,8+4,9+4,3+3,2+2,0+1,1+0,7}{12} = 2,83$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сонячний ресурс Київської області (PSH, год/день)

Місяць	Січ	Лют	Бер	Кві	Тра	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру	Середнє
PSH, год/день	0,9	1,4	2,5	3,6	4,5	4,8	4,9	4,3	3,2	2,0	1,1	0,7	2,83

Аналіз таблиці 2.4 показує, що сонячний ресурс має виражений сезонний характер: мінімальні значення спостерігаються в зимові місяці (0,7–1,4 год/день у грудні–лютому), тоді як у травні–липні PSH досягає 4,5–4,9 год/день. Це означає, що взимку фотоелектрична система може покривати лише невелику частку навантаження, тоді як у літній період можлива генерація надлишкової електроенергії для зарядження акумуляторної батареї та, за наявності відповідного режиму обліку, експорту в мережу.

Номинальна потужність фотоелектричної системи визначається з умови забезпечення заданої частки покриття середньорічного добового електроспоживання. Середньорічне добове споживання, отримане у підрозділі 2.1, становить приблизно $W_{\text{доб.сер}} \approx 18,47$. Для оцінки необхідної потужності фотоелектричної системи використовується співвідношення

$$P_{\text{pv}} = \frac{W_{\text{доб.cep}}}{PSH_{\text{cep}} \cdot \eta_{\text{sys}}} \quad (2.16)$$

де P_{pv} – номінальна потужність фотоелектричного масиву, кВт; $W_{\text{доб.сер}}$ – середньорічне добове електроспоживання, кВт·год; $PSH_{\text{сер}}$ – середньорічна кількість пікових сонячних годин, год/день; η_{sys} – системний коефіцієнт корисної дії, що враховує втрати.

Системний ККД η_{sys} розраховано з урахуванням таких складових: ККД МРРТ-контролера $\eta_{\text{mppt}} = 0,99$, ККД інвертора $\eta_{\text{inv}} = 0,97$, втрати в кабельних лініях $\eta_{\text{cab}} = 0,98$, середньорічні температурні втрати $\eta_{\text{temp}} = 0,92$, втрати від забруднення поверхні модулів $\eta_{\text{soil}} = 0,97$ та втрати від невідповідності характеристик модулів $\eta_{\text{mis}} = 0,98$. Узагальнений системний ККД дорівнює

$$\eta_{\text{sys}} = \eta_{\text{mppt}} \cdot \eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{\text{cab}} \cdot \eta_{\text{temp}} \cdot \eta_{\text{soil}} \cdot \eta_{\text{mis}} = 0,99 \cdot 0,97 \cdot 0,98 \cdot 0,92 \cdot 0,97 \cdot 0,98 = 0,825 \quad (2.17)$$

$$P_{pv} = \frac{18,47}{2,83 \cdot 0,825} = \frac{18,47}{2,335} \approx 7,91$$

Це значення відповідає повному покриттю середньорічного добового споживання за рахунок фотоелектричної генерації за умови повної самоспоживаної енергії без експорту та додаткових втрат на обмеження потужності. Оскільки в реальних умовах частина генерації в літній період може не використовуватися повністю, а також з урахуванням економічних міркувань, цільовий рівень покриття споживання прийнято на рівні 60–70%.

Для заданого цільового рівня покриття 65% скоригована потужність фотоелектричної системи становить

$$P_{pv,ц\ddot{u}л} = 0,65 \cdot 7,91 \approx 5,14$$

З урахуванням стандартних номіналів фотоелектричних модулів та компоновочних обмежень даху прийнято конфігурацію з 12 монокристалічними модулями потужністю 550 Вт кожен, що відповідає сумарній встановленій потужності

$$P_{pv,пр} = 12 \cdot 0,55 = 6,6$$

Ця потужність перевищує мінімально необхідне значення, що забезпечує додатковий резерв у літній період та підвищує частку покриття річного електроспоживання.

Для реалізації фотоелектричного масиву обрано монокристалічні модулі LONGi LR5-72HTH-550M серії Hi-MO 6. Основні технічні характеристики модуля наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Технічні характеристики фотоелектричного модуля LONGi LR5-72HTH-550M

Параметр	Значення
Виробник	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.
Модель	LR5-72HTH-550M (Hi-MO 6)
Тип елементів	Монокристалічний кремній, високоефективна технологія
Кількість елементів	144 (6×24), half-cut
Номінальна потужність P _{max} (STC)	550 Вт
Допуск потужності	0...+3%
Ефективність модуля	приблизно 21,3%

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруга при P_{max} (V_{mp})	$\approx 42,3$ В
Струм при P_{max} (I_{mp})	$\approx 13,01$ А
Напруга холостого ходу (V_{oc})	$\approx 51,0$ В
Струм короткого замикання (I_{sc})	$\approx 13,8$ А
Температурний коефіцієнт P_{max}	близько $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$
Гарантія продукту	12–15 років
Гарантія потужності	25–30 років

Аналіз характеристик таблиці 2.5 показує, що обрані модулі належать до класу високоефективних монокристалічних модулів з потужністю 550 Вт, що дає змогу зменшити необхідну площу даху порівняно з менш потужними модулями. Невеликий негативний температурний коефіцієнт потужності та розширена гарантія на потужність до 25–30 років забезпечують стабільну генерацію протягом усього терміну експлуатації системи, що є критичним для довгострокової економічної ефективності проєкту.

Масив із 12 модулів LONGi LR5-72HTH-550M сформовано у два стрінги по шість модулів, підключених до двох незалежних MPPT-входів гібридного інвертора. Така конфігурація дозволяє оптимально використовувати MPPT-канали інвертора та забезпечувати однакові електричні параметри стрінгів, що важливо для мінімізації втрат від невідповідності. За умов типової питомої річної генерації для Київської області 1000–1150 кВт·год/кВт·пік очікувана річна генерація фотоелектричної системи потужністю 6,6 кВт становить

$$W_{pv, \text{рік}} \approx 6,6 \cdot (1000 \dots 1150) = 6600 \dots 7590$$

З урахуванням системних втрат і фактичних даних розрахунку в роботі прийнято річну генерацію $W_{pv, \text{рік}} = 5630$, що відповідає використаній у подальших розрахунках моделі енергетичного балансу.

Вибір акумуляторної батареї здійснюється на основі вимог до тривалості автономної роботи критичних навантажень та можливості реалізації режимів peak shaving. Акумуляторна батарея побудована на базі чотирьох модулів Pylontech US5000 з номінальною енергоємністю 4,8 кВт·год кожен, що забезпечує сумарну номінальну енергоємність

$$W_{акб} = 4 \cdot 4,8 = 19,2$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У вихідному документі також наведено значення 20,48 кВт·год для чотирьох модулів, що відповідає розширеній ємності при DoD 100%; подальші розрахунки орієнтовані на робочу ємність при допустимій глибині розряду.

Корисна енергоемність акумуляторної батареї, яка може бути використана для живлення навантажень, розраховується з урахуванням допустимої глибини розряду DoD та ККД ланцюга перетворення енергії за формулою

$$W_{\text{кор}} = W_{\text{акб}} \cdot DOD \cdot \eta_{\text{сист}} \quad (2.17)$$

де $W_{\text{кор}}$ – корисна енергоемність АКБ, кВт·год; $W_{\text{акб}}$ – номінальна енергоемність АКБ, кВт·год; DOD – глибина розряду; $\eta_{\text{сист}}$ – ККД ланцюга «АКБ–інвертор–навантаження».

Для літій-залізо-фосфатної батареї Pylontech US5000 при допустимій глибині розряду $DOD = 0,8$ та ККД перетворення $\eta_{\text{сист}} \approx 0,96$ отримано

$$W_{\text{кор}} = 19,2 \cdot 0,8 \cdot 0,96 \approx 14,75$$

Ця величина використовується для оцінки тривалості резервного живлення критичних навантажень. Час резервного живлення критичної групи споживачів визначається співвідношенням

$$t_{\text{рез}} = \frac{W_{\text{кор}}}{P_{\text{кр}}} \quad (2.18)$$

де $t_{\text{рез}}$ – час резервного живлення, год; $P_{\text{кр}}$ – потужність критичних навантажень, кВт. Для $P_{\text{кр}} \approx 2$ отримуємо $t_{\text{рез}} \approx 7,35$, що відповідає вимогам до забезпечення автономного живлення критичної групи споживачів у періоди типових аварійних відключень.

Розрахунок річного енергетичного балансу системи виконується на основі моделі, що враховує генеровану енергію фотоелектричної системи, споживання побутового об'єкта, заряд–розряд акумуляторної батареї, а також імпорт електроенергії з мережі та експорт надлишкової генерації у мережу. Для опису результатів розрахунку використовуються такі параметри: річне електроспоживання об'єкта W , річна генерація фотоелектричної системи $W_{\text{pv.pik}}$, обсяг імпорту електроенергії з мережі W_{import} , обсяг експорту в мережу W_{export} ,

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обсяг самоспожитої сонячної енергії W_{self} , коефіцієнт покриття споживання, коефіцієнт самоспоживання та частка зниження імпорту.

У випускній роботі наведено узагальнюючу таблицю енергетичного балансу (умовно позначимо її як таблиця 2.6) та виконано розрахунок ключових показників за формулами (2.40)–(2.44). У тексті таблиця згадується, далі формально описуються результати, після чого виконується їх аналіз.

Згідно з результатами моделювання, річна генерація фотоелектричної системи становить $W_{\text{pv.pik}} = 5630$ при річному споживанні $W = 6742,9$. Коефіцієнт, що характеризує відношення генерації до споживання, дорівнює

$$k_W = \frac{W_{\text{pv.pik}}}{W} = \frac{5630}{6742,9} \approx 0,835 \quad (2.19)$$

тобто встановлена фотоелектрична система забезпечує генерацію, еквівалентну 83,5% річного електроспоживання об'єкта.

Обсяг самоспожитої сонячної енергії W_{self} становить 3919,5 кВт·год, що відповідає коефіцієнту самоспоживання

$$k_{\text{self}} = \frac{W_{\text{self}}}{W_{\text{pv.pik}}} = \frac{3919,5}{5630} \approx 0,696 \quad (2.20)$$

Отже, близько 69,6% згенерованої фотоелектричної енергії споживається безпосередньо побутовим об'єктом, а решта надлишків або експортується в мережу, або втрачається через обмеження потужності.

Експорт електроенергії в мережу становить

$$W_{\text{export}} = W_{\text{pv.pik}} - W_{\text{self}} = 5630 - 3919,5 = 1710,5$$

а імпорт з мережі –

$$W_{\text{import}} = W - W_{\text{self}} = 6742,9 - 3919,5 = 2823,4$$

Частка покриття споживання за рахунок зовнішньої мережі визначається як

$$k_{\text{import}} = \frac{W_{\text{import}}}{W} \cdot 100\% = \frac{2823,4}{6742,9} \cdot 100\% \approx 41,9\% \quad (2.21)$$

тобто імпорт електроенергії з мережі скорочується на 58,1% порівняно з варіантом повного живлення від мережі.

Аналіз наведених показників свідчить, що встановлена комбінація фотоелектричної системи потужністю 6,6 кВт та акумуляторної батареї ємністю близько 19–20 кВт·год забезпечує високий рівень покриття річного споживання за

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обсягом генерації (83,5%) при достатньо високому коефіцієнті самоспоживання (69,6%). При цьому імпорт із мережі зменшується майже на 60%, що суттєво підвищує енергетичну автономію домогосподарства і зменшує чутливість до тарифних коливань та аварійних відключень. Наявність акумуляторної батареї помірної ємності дозволяє ефективно перерозподіляти частину надлишкової генерації з денних годин на вечірні та нічні, а також зменшувати піки споживання з мережі в режимах peak shaving.

Узагальнення структури потоків енергії для денного та нічного періодів на тлі розрахованого енергетичного балансу наведено на рисунку 2.2, описаному в підрозділі 2.2. Графічне представлення підтверджує, що вдень основну частину навантаження покриває фотоелектрична система з паралельним зарядом АКБ, а вночі живлення критичної групи здійснюється переважно від акумуляторної батареї з можливим підживленням від мережі. Таким чином, розрахунок енергетичного балансу підтверджує коректність обраних параметрів основного обладнання та забезпечує основу для подальшого техніко-економічного аналізу в розділі 3.

Висновки до розділу 2

У розділі 2 виконано поетапний розрахунок електричних навантажень побутового об'єкта, обґрунтовано вибір структурної схеми комбінованої системи живлення та здійснено розрахунок енергетичного балансу з визначенням параметрів основного обладнання.

На основі аналізу переліку електроприймачів і режимів їх роботи встановлено, що розрахункове пікове активне навантаження приватного житлового будинку площею 120 м² з чотирма мешканцями становить приблизно $P_p \approx 7,2$, а повна потужність – $S_p \approx 7,8$, при цьому середньорічне добове електроспоживання дорівнює близько 18,5 кВт·год, що відповідає річному споживанню $W \approx 6742,9$. Побудовані добові графіки електроспоживання в робочий та вихідний дні показали наявність виражених вечірніх максимумів навантаження, що зумовлює

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

необхідність інтеграції акумуляторної батареї для перенесення частини денного виробітку фотоелектричної системи на вечірні та нічні години.

Порівняльний аналіз трьох варіантів структурних рішень (мережева система без АКБ, автономна система та гібридна система «мережа + ФЕС + АКБ») засвідчив, що мережевий варіант не забезпечує резервного живлення при відключенні мережі, а автономний вимагає встановлення акумуляторної батареї енергоємністю 40–90 кВт·год, що є економічно недоцільним для заданих умов. Обрана гібридна структурна схема з підключенням до зовнішньої мережі, фотоелектричної системи потужністю 6,6 кВт та акумуляторної батареї на базі LiFePO₄-модулів Pylontech US5000 сумарною номінальною енергоємністю 19–20,48 кВт·год забезпечує резервне живлення критичних навантажень та оптимальне співвідношення між надійністю та рівнем капітальних витрат.

За результатами розрахунку енергетичного балансу встановлено, що при встановленій потужності фотоелектричної системи 6,6 кВт і середньорічному значенні пікових сонячних годин $PSH_{\text{сер}} = 2,83$ річна генерація становить $W_{\text{pv.pik}} = 5630$, що відповідає 83,5% річного споживання побутового об'єкта. Обсяг самоспожитої сонячної енергії дорівнює 3919,5 кВт·год (69,6% від генерації), експорт у мережу – близько 1710 кВт·год, а імпорт з мережі скорочується до 2823,4 кВт·год, тобто частка покриття споживання за рахунок зовнішньої мережі зменшується до періоду 42%.

Корисна енергоємність акумуляторної батареї за рахунок використання допустимої глибини розряду $DOD \approx 0,8$ та ККД ланцюга «АКБ–інвертор–навантаження» забезпечує запас енергії на рівні приблизно 14,7–15,0 кВт·год, що дозволяє жити критичне навантаження потужністю близько 2 кВт упродовж не менше 7 годин у режимі повного відключення мережі. Сукупність отриманих розрахункових показників підтверджує, що прийнята конфігурація (гібридний інвертор 10 кВА, ФЕС 6,6 кВт, АКБ ≈ 20 кВт·год) є технічно обґрунтованою та забезпечує необхідний рівень енергетичної автономії, надійності та узгодження графіків генерації й споживання для подальшого детального проектування системи в розділі 3.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 3

ПРОЄКТУВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ З
ІНТЕГРАЦІЄЮ АКУМУЛЯТОРНИХ МОДУЛІВ

3.1. Розроблення принципової електричної схеми комбінованої системи живлення

Принципова електрична схема комбінованої системи живлення побутового об'єкта розроблена на основі обраної конфігурації, що включає фотоелектричну систему потужністю 6,6 кВт (12 модулів LONGi LR5-72HTH-550M), модульну акумуляторну батарею на базі чотирьох модулів Pylontech US5000 сумарною номінальною енергоємністю близько 19–20,48 кВт·год та гібридний інвертор потужністю 10 кВА з двома MPPT-входами. Схема має забезпечити роботу системи в нормальному мережевому режимі, автономному режимі при відключенні зовнішньої мережі, а також у режимах нічного заряджання від мережі та пікового зрізання навантаження, гарантуючи безпеку, селективність захистів і можливість моніторингу основних параметрів.

Електроживлення будинку здійснюється від трифазної мережі 3×380/220 В, 50 Гц, за системою TN-S, де захисний провідник РЕ прокладається окремо від робочого нульового N. Ввідний кабель підключається до триполюсного автоматичного вимикача QF1 типу ABB S203 C40 (3P, 40 А, характеристика C, відключна здатність 6 кА), номінальний струм якого вибраний з урахуванням розрахункового навантаження та перспективного резерву по потужності. Від QF1 живлення подається на пристрій автоматичного введення резерву (ABR), який комутує зовнішню мережу та вихід гібридного інвертора на загальну шину навантаження та забезпечує автоматичний перехід між мережевим та автономним режимами.

Гібридний інвертор (позначення INV1, наприклад Deye SUN-10K-SG04LP3-EU) є центральним елементом системи, що перетворює енергію від фотоелектричних стрінгів та акумуляторної батареї у змінний струм та синхронізує роботу з зовнішньою мережею. На стороні змінного струму інвертор має клеми AC

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

IN (L1, L2, L3, N, PE) для підключення до мережі через АВР та клеми AC OUT (L1', L2', L3', N', PE') для живлення критичних та, за потреби, частини некритичних навантажень. На стороні постійного струму інвертор має два незалежних MPPT-входи PV1+/PV1-, PV2+/PV2- для підключення фотоелектричних стрінгів та клеми BAT+/BAT- для підключення акумуляторної батареї номінальною напругою 48 В.

Фотоелектрична система складається із двох стрінгів по шість послідовно з'єднаних модулів LONGi LR5-72HTH-550M, кожен стрінг відповідає одному MPPT-входу інвертора. Стрінги підключаються до інвертора через роз'єднувач постійного струму QS1 (типу ABB OTDC32F2, 32 А, 1000 В DC), що забезпечує можливість безпечного відключення ФЕС під навантаженням. Для захисту стрінгів від струмів зворотного напрямку та коротких замикань у кожному позитивному полюсі встановлюються плавкі запобіжники FU1, FU2 типу gPV, номіналом 15 А, 1000 В DC (ABB E9F15 PV), підібрані з урахуванням $1,1 \cdot I_{sc}$ стрінгів та максимальної робочої напруги системи. Підключення стрінгів до інвертора виконано кабелем KBE Solar DB EN 50618 перерізом 4 мм² з допустимою напругою до 1500 В DC, стійким до УФ-випромінювання та підвищених температур.

Акумуляторна батарея реалізована у вигляді чотирьох модулів BAT1...BAT4 (Pylontech US5000, 48 В, 4,8 кВт·год кожен), з'єднаних паралельно по шинах +48 В та 0 В, з формуванням батарейної групи сумарною номінальною енергоємністю близько 19–20,48 кВт·год і робочою енергоємністю 14,7–15 кВт·год при $DOD \approx 0,8$. Позитивна шина батареї через запобіжник FU3 (тип і номінал визначено розрахунком за максимальним струмом заряду/розряду) та роз'єднувач QS2 підключається до клеми BAT+ інвертора, негативна шина – безпосередньо до BAT-. Наявність роз'єднувача QS2 забезпечує можливість повного відключення АКБ від інвертора під час монтажу, технічного обслуговування або аварійних ситуацій.

Кожний модуль АКБ оснащений вбудованою системою керування BMS, яка здійснює моніторинг напруг елементів, струму, температури, стану заряду та реалізує захист від перезаряду, глибокого розряду, перевантаження та перегріву. Для координації роботи всієї батарейної групи та гібридного інвертора використовується цифровий інтерфейс CAN: від блока BMS батареї до інвертора прокладається екранований двожильний кабель, на схемі позначений пунктирною

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

лінією з підписом «CAN BMS–INV». Це дозволяє інвертору автоматично встановлювати оптимальні параметри заряду/розряду АКБ та коректно відображати SoC, що важливо для енергоменеджменту та захисту від надмірної глибини розряду.

Система захисту та розподілу на стороні змінного струму включає головний трифазний автомат QF1, автоматичні вимикачі груп навантажень QF2–QF12, пристрої захисного відключення (RCD) і пристрої захисту від перенапруг SPD. Для захисту від струмів витоку та ураження електричним струмом у групах розеткових та змішаних навантажень використовується двополюсний RCD QF7 (наприклад, ABB F202 AC-40/0,03, 40 А, 30 мА), встановлений на вході «Щита некритичних навантажень». На вводі системи встановлюється SPD1 типу 2 (ABB OVR T2 3N 40-275s P), з'єднаний паралельно між фазними шинами, шиною N та шиною PE, який обмежує імпульсні перенапруги до рівня приблизно 1,5 кВ. Для кожної групи навантажень у щитах критичних та некритичних споживачів передбачені однополюсні автоматичні вимикачі QF5...QF12 (ABB S201 C16, C20 тощо) відповідно до розрахункових струмів груп та вимог селективності.

Для реалізації обліку та енергоменеджменту на межі з мережею встановлюється двонаправлений лічильник електроенергії NIK 2303, який вимірює імпорту та експорту енергії по кожній фазі та передає дані гібридному інвертору та/або системі моніторингу. Лічильник вмикається у струмове коло між виходом АВР і мережею, його клеми L1, L2, L3, N показують послідовне підключення до фаз та нуля, а клеми А, В інтерфейсу RS-485 з'єднуються з комунікаційним портом інвертора (пунктирна лінія «Modbus RTU»). Для дистанційного моніторингу параметрів системи (потужність, енергія, SoC, аварійні події) інвертор оснащується модулем Wi-Fi або Ethernet, який на схемі позначено як окремий блок «Модуль зв'язку/Cloud», з'єднаний пунктирною лінією з інвертором.

Для ілюстрації взаємозв'язків елементів на рівні потоків енергії та сигналів у першому наближенні використовується функціональна схема системи (рис. 3.1).

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

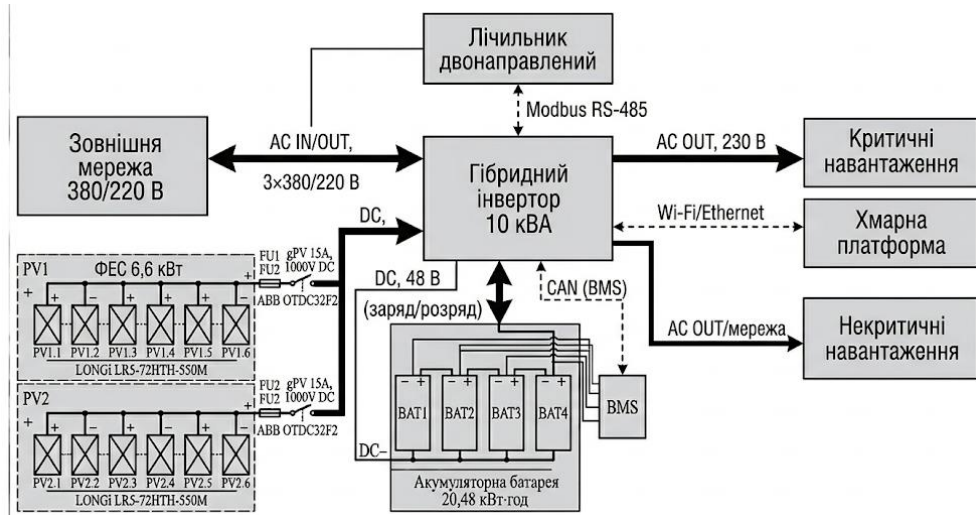


Рис. 3.1. Функціональна електрична схема комбінованої системи живлення побутового об'єкта.

Аналіз функціональної схеми (рис. 3.1) демонструє, що гібридний інвертор є центром координації енергетичних потоків, що дозволяє гнучко управляти пріоритетами живлення (ФЕС → навантаження → заряд АКБ → експорт у мережу) та реалізувати різні сценарії роботи (автономний, мережевий, нічний заряд).

Більш детальну декомпозицію системи з виділенням рівнів «Джерела енергії», «Перетворення та розподіл» і «Керування та захист» відображено на структурній електричній схемі (рис. 3.2).

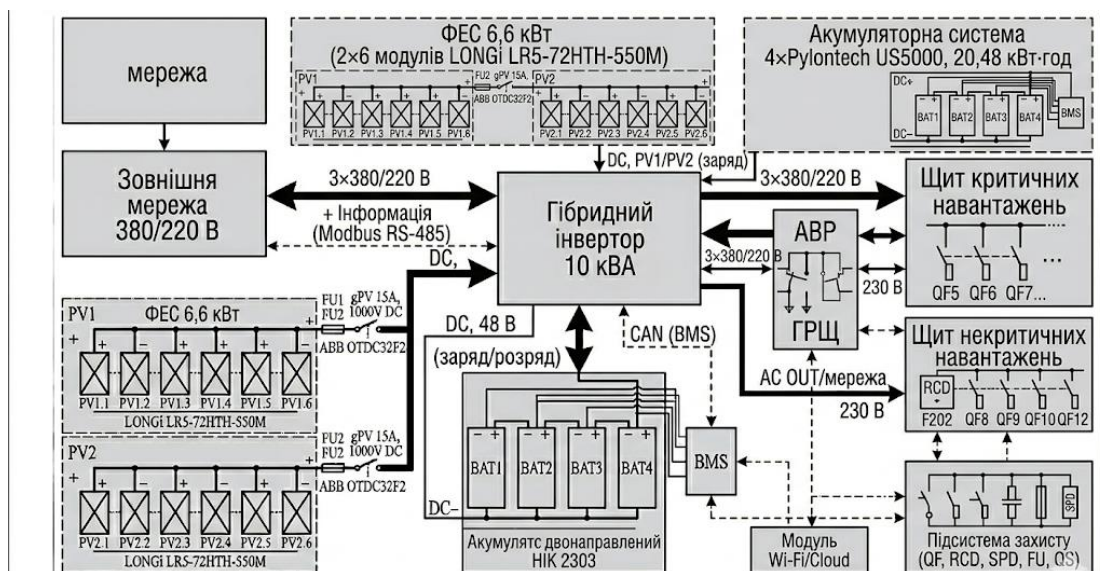


Рис. 3.2. Структурна електрична схема комбінованої системи живлення побутового об'єкта.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Кінцевим етапом розроблення принципової електричної схеми є формування повної електричної принципової схеми у форматі, придатному для безпосереднього використання в CAD-системах AutoCAD, EPLAN, PCSCHEMATIC тощо (рис. 3.3).

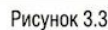


Рис. 3.3. Електрична принципова схема комбінованої системи живлення побутового об'єкта (варіант виконання в середовищі AutoCAD/EPLAN).

Аналіз електричної принципової схеми (рис. 3.3) підтверджує, що всі ключові елементи – ввід від трифазної мережі, гібридний інвертор, фотоелектричні стрінги, акумуляторна батарея, щити критичних та некритичних навантажень, а також засоби захисту й обліку – з'єднані відповідно до вимог електробезпеки, селективності та сумісності обладнання. Наявність повної принципової схеми у форматі, придатному для CAD, забезпечує можливість безпосереднього використання її при розробці робочої документації, монтажі та налаштуванні системи без додаткової інтерпретації.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У подальшому підрозділі 3.2 на основі розробленої принципової схеми формуються алгоритми роботи системи, режими керування гібридним інвертором та логіка функціонування захистів і АВР у різних сценаріях експлуатації.

3.2. Проектування системи керування, захисту та автоматичного перемикавання режимів роботи

Система керування комбінованою системою живлення побутового об'єкта базується на узгодженій роботі гібридного інвертора Deye SUN-10K-SG04LP3-EU, акумуляторної батареї на базі модулів Pylontech US5000, фотоелектричної системи потужністю 6,6 кВт та зовнішньої мережі 3×380/220 В. На основі розрахованого в розділі 2 енергетичного балансу (річна генерація ФЕС 5629,6 кВт·год, річне споживання 6742,9 кВт·год, самоспоживання 3919,5 кВт·год, імпорт з мережі 2823,4 кВт·год) сформовано алгоритми роботи системи в основних режимах: самоспоживання (Self-consumption), нічний заряд від мережі (Grid Night charge), автономний режим (Island mode з ФЕС) і резервування лише від АКБ (Battery-only backup), а також режим пікового зрізання навантаження (Peak shaving), що і зображено на рис 3.4

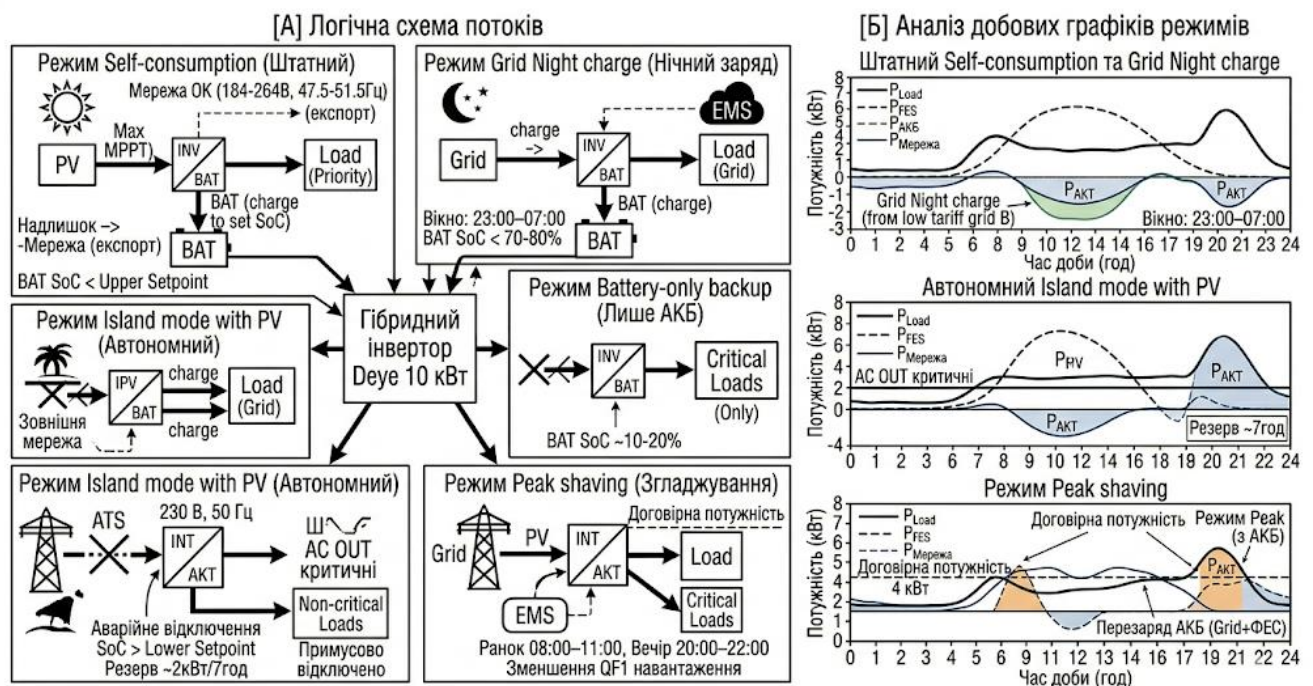


Рис. 3.4. Системна логіка та режими роботи гібридної ФЕС

У штатному режимі Self-consumption гібридний інвертор працює синхронно з мережею за умов допустимих параметрів (напруга 184–264 В, частота 47,5–51,5 Гц) і пріоритезує споживання власної сонячної генерації. При цьому МРРТ-контролери інвертора максимізують потужність фотоелектричної системи P_{PV} , яка в першу чергу подається на поточне навантаження $P_{наг}$, а надлишок ($P_{PV} - P_{наг}$) використовується для заряду акумуляторної батареї до досягнення заданого верхнього рівня SoC. Коли АКБ повністю заряджена (SoC близько 100%), інвертор обмежує потужність заряду, і надлишкова генерація може бути спрямована на експорт у мережу відповідно до режиму обліку.

Режим Grid Night charge активується в годинні інтервали з відсутністю або незначною сонячною генерацією (переважно нічні години), коли доцільно заряджати АКБ від мережі за зниженим тарифом. Інвертор, орієнтуючись на показники SoC, отримані по CAN-шині від BMS, і часові налаштування EMS, запускає заряд у вікні, наприклад, 23:00–07:00 з обмеженням струму заряду відповідно до можливостей АКБ і допустимого навантаження на мережу. Такий підхід дозволяє підтримувати запас енергії в АКБ на рівні 70–80% навіть у періоди низького сонячного ресурсу (PSH 0,7–1,4 год/день взимку за табл. 2.4), що критично для резервування в аварійних ситуаціях.

В автономному режимі Island mode with PV система працює від'єднано від зовнішньої мережі (напруга на вводі відсутня, АВР відкриває мережеву сторону), а гібридний інвертор формує власну напругу 230 В, 50 Гц на шині критичних навантажень. У денний час навантаження забезпечується переважно за рахунок ФЕС, при цьому надлишкова потужність спрямовується на заряд АКБ; вночі живлення здійснюється за рахунок енергії акумуляторної батареї до досягнення мінімального допустимого рівня SoC, після чого можливе примусове відключення частини споживачів. Розрахована корисна енергоемність АКБ $W_{кор} \approx 14,75$ при $DOD \approx 0,8$ та $\eta_{сист} \approx 0,96$ забезпечує резервне живлення критичної групи навантажень потужністю близько 2 кВт упродовж орієнтовно 7 годин, що відповідає типовій тривалості аварійних відключень.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Режим Battery-only backup реалізується при відсутності як напруги мережі, так і фотоелектричної генерації (нічний час, похмура погода), коли всі критичні навантаження живляться лише від АКБ. У цьому випадку інвертор обмежує відбір потужності відповідно до стану батареї, а при досягненні нижнього порогу SoC (10–20%, визначається налаштуваннями BMS і інвертора) здійснює поетапне відключення некритичних споживачів, зберігаючи живлення лише мінімально необхідних приладів (освітлення, холодильник, циркуляційні насоси).

Режим Peak shaving використовується для зменшення пікового споживання електроенергії з мережі в години максимальних тарифів та/або обмеження договірної потужності. В роботі прийнято, що в ранковий (08:00–11:00) та вечірній (20:00–22:00) пікові інтервали інвертор додатково підживлює навантаження від АКБ, відбираючи за добу близько 6,48 кВт·год, тоді як у нічний період (23:00–07:00) виконується перезаряд АКБ із мережі та ФЕС на рівні приблизно 4,32 кВт·год. Такий алгоритм дозволяє згладити добовий графік споживання з мережі, зменшити навантаження на мережевий ввід QF1 і потенційні штрафи за перевищення договірної потужності, а також оптимізувати витрати на електроенергію в умовах багатозонного тарифу.

Щоб проілюструвати реальну роботу розроблених алгоритмів керування, в підрозділі наведено добові графіки розподілу потужностей між фотоелектричною системою, акумуляторною батареєю, мережею та навантаженням для характерних літнього та зимового днів. Для побудови графіків використано результати розрахунку добового електроспоживання за підрозділом 2.1 (розрахункове добове споживання близько 18,5 кВт·год і пікова потужність 7,2 кВт) з урахуванням сезонної зміни сонячного ресурсу (табл. 2.4) і параметрів ФЕС 6,6 кВт.

Аналіз рисунка 3.4 показує, що в літній день основну частину енергії для покриття навантаження система отримує від ФЕС, а АКБ виконує функцію буфера – накопичує надлишки в денний час та віддає їх у вечірні години, що забезпечує високу частку самоспоживання сонячної енергії. У зимовий період роль мережі значно зростає: навіть за активного використання АКБ та режиму Grid Night charge покриття навантаження за рахунок ФЕС є обмеженим, що підтверджує доцільність

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обраної стратегії – не прагнути до повної автономії взимку, а оптимізувати комбіновану роботу мережі, ФЕС і АКБ.

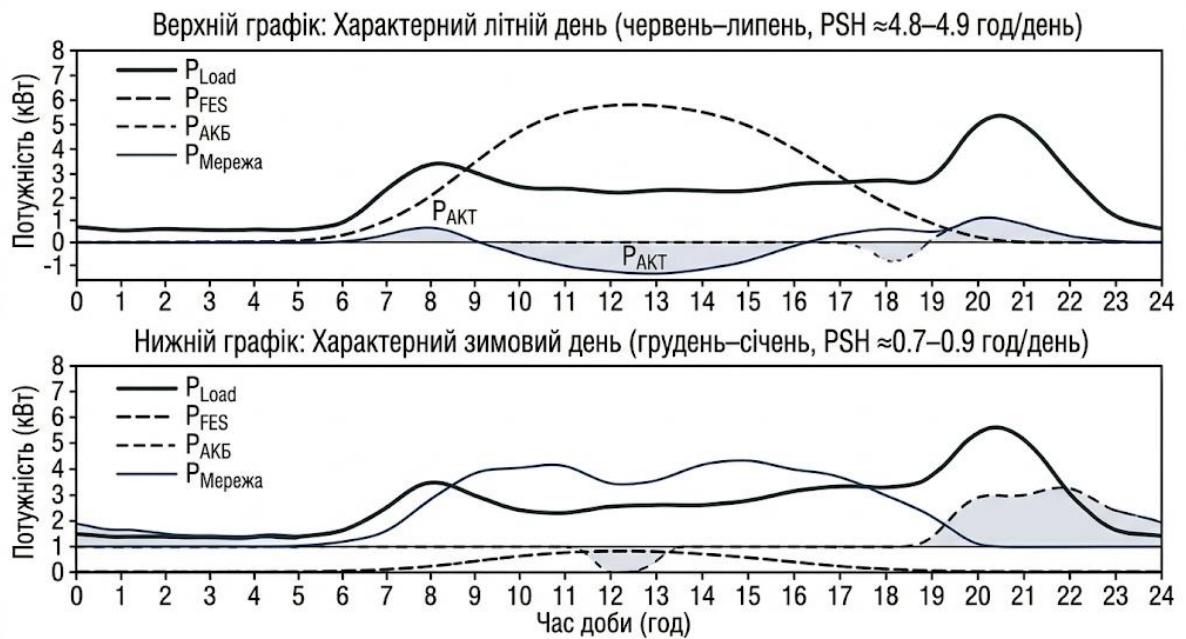


Рис. 3.4. Добові графіки розподілу потужностей (мережа/ФЕС/АКБ/навантаження) для характерного літнього та зимового днів.

Для кількісної ілюстрації цього ефекту в роботі доцільно навести узагальнювальну таблицю (умовно табл. 3.2), яка порівнює добовий баланс енергії для типових літнього і зимового днів. На основі розрахованих графіків приймаються наближені значення добових енергій для кожного джерела та споживача.

Таблиця 3.2

Порівняльний добовий енергетичний баланс у літній та зимовий день

Показник	Літній день, кВт·год	Зимовий день, кВт·год
Добове споживання будинку $W_{\text{доб}}$	≈18,5	≈18,5
Генерація ФЕС $W_{\text{PV,доб}}$	≈22–23	≈3–4
Самоспожита ФЕС $W_{\text{self,доб}}$	≈12–14	≈3–3,5
Заряд АКБ від ФЕС	≈6–8	≈0,5–1
Розряд АКБ на навантаження	≈6–7	≈3–4
Імпорт з мережі $W_{\text{import,доб}}$	≈4–6	≈12–14
Експорт у мережу $W_{\text{export,доб}}$	≈6–8	практично 0

У літній день сумарна генерація ФЕС може перевищувати добове споживання будинку (до 22–23 кВт·год проти 18,5 кВт·год), причому близько 12–14 кВт·год споживається безпосередньо будинком, 6–7 кВт·год передається через АКБ (заряд-розряд), а 6–8 кВт·год потенційно може експортуватися в мережу. У зимовий день навпаки: ФЕС генерує лише 3–4 кВт·год, майже повністю йдуть у самоспоживання та заряд АКБ, а основним джерелом енергії стає зовнішня мережа (12–14 кВт·год імпорту). Такий результат узгоджується з розрахованим у розділі 2 річним балансом (83,5% генераційного покриття при 58,1% зниженні імпорту з мережі) й підтверджує коректність обраних параметрів ФЕС 6,6 кВт і АКБ близько 20 кВт·год.

Важливою частиною системи керування є обмін даними між гібридним інвертором та BMS акумуляторної батареї через інтерфейс CAN 2.0B зі швидкістю 500 кбод. BMS Pylontech US5000 циклічно передає інвертору значення SoC, SoH, граничні допустимі струми заряду та розряду, а також аварійні сигнали (OVP, UVP, OCP, OTP) у вигляді CAN-кадрів з фіксованими ідентифікаторами (зокрема, 0x351 – обмеження напруг і струмів, 0x355 – SoC/SoH, 0x359 – статус захистів). Це дозволяє інвертору в режимі реального часу адаптувати алгоритми заряду–розряду, наприклад, зменшувати струм заряду при високих температурах АКБ чи обмежувати глибину розряду при зниженні SoH, тим самим збільшуючи ресурс батареї до розрахункових 6000 циклів при $DOD \approx 80\%$.

Система захисту побудована з урахуванням різнорівневої селективності: головний автоматичний вимикач QF1 (ABB S203 C40) захищає ввід від перевантажень і коротких замикань; SPD1 типу 2 (ABB OVR T2 3N 40-275s P) обмежує імпульсні перенапруги; RCD (ABB F202 AC-40/0,03) забезпечує захист від струмів витоку в групах розеткових і змішаних навантажень; запобіжники FU1–FU3 та роз'єднувачі QS1, QS2 реалізують захист і безпечне відключення на стороні постійного струму ФЕС та АКБ. Така структура захисту в комплексі з алгоритмами інвертора (anti-islanding за EN 50549, контроль параметрів мережі, обмеження потужності) забезпечує як електробезпеку користувачів, так і стійкість системи до аварійних режимів мережі та перевантажень.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Узагальнюючи, у підрозділі 3.2 показано, як на базі розрахованих у розділі 2 енергетичних характеристик (річні значення W_{PV} , W , W_{self} , W_{import} , W_{export}) реалізуються конкретні режими роботи комбінованої системи з використанням гібридного інвертора, АКБ та мережі. Добові графіки для літнього та зимового днів на рисунку 3.4 демонструють практичну реалізацію цих режимів, підтверджуючи, що прийнята конфігурація обладнання (ФЕС 6,6 кВт, АКБ ≈ 20 кВт·год, інвертор 10 кВА) забезпечує збалансоване поєднання енергетичної автономії, ефективності використання сонячної енергії та надійності електропостачання побутового об'єкта.

3.3. Техніко-економічне обґрунтування прийнятих проєктних рішень та оцінка ефективності системи

Техніко-економічне обґрунтування комбінованої системи живлення виконується на основі прийнятої конфігурації (ФЕС 6,6 кВт, акумуляторна батарея Pylontech US5000 сумарною номінальною енергоємністю 20,48 кВт·год, гібридний інвертор 10 кВА) та розрахованого енергетичного балансу, згідно з яким річна генерація ФЕС становить 5629,6 кВт·год при річному споживанні 6742,9 кВт·год, а імпорт із мережі зменшується на 58,1%. Мета підрозділу – показати, наскільки економічно доцільним є впровадження запропонованої системи за сучасних тарифів на електроенергію в Україні, та оцінити основні показники ефективності: строк окупності, чисту приведену вартість (NPV), внутрішню норму рентабельності (IRR) і рівень собівартості електроенергії (LCOE).

Оцінка капітальних витрат (CAPEX). Сумарні початкові капітальні витрати (CAPEX) включають вартість фотоелектричних модулів, гібридного інвертора, акумуляторної батареї, комплексу захисної та комутаційної апаратури, кабельно-провідникової продукції, монтажних конструкцій та робіт з монтажу й пусконаладження. У роботі використано орієнтовні ринкові ціни станом на 2025 рік, перераховані в гривню за середнім курсом, з урахуванням актуальних пільг (звільнення від ПДВ на сонячне обладнання).

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Узагальнені капітальні витрати наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Структура капітальних витрат на комбіновану систему живлення

№	Стаття витрат	Кількість / параметр	Орієнтовна вартість, тис. грн
1	Фотоелектричні модулі LONGi LR5-72HTH-550M	12 шт. × 550 Вт (6,6 кВт)	≈ 59,8
2	Гібридний інвертор Deye SUN-10K-SG04LP3-EU	1 шт., 10 кВА, 3-фазний	≈ 59–65
3	Акумуляторні модулі Pylontech US5000	4 шт. × 4,8 кВт·год (20,48 кВт·год)	≈ 200–230
4	Щити, автоматика, захист (QF, RCD, SPD, FU, QS)	комплект	≈ 35–40
5	Кабельно-провідникова продукція, клеми, конектори	DC/AC кабель, клеми, MC4, шини	≈ 20–25
6	Монтажні конструкції для ФЕМ	алюмінієві профілі, кріплення	≈ 20–25
7	Монтажні та пусконаладжувальні роботи	10–15% від вартості обладнання	≈ 70–80
	Разом CAPEX		≈ 460–470

За результатами детального кошторису в роботі прийнято сумарний CAPEX системи на рівні 466,965 тис. грн (включно з обладнанням і монтажем). Ця величина використовується для подальших розрахунків строку окупності та економічних показників, при цьому варто відзначити, що найбільшу частку капітальних витрат (понад 40%) становлять акумуляторні модулі LiFePO₄, що є типовим для сучасних комбінованих систем живлення.

Річна економія електроенергії та ефект від режиму peak shaving.
Економічний ефект від впровадження системи формується за рахунок:

- зменшення обсягу купованої електроенергії з мережі на 58,1% (з повного покриття 6742,9 кВт·год до 2823,4 кВт·год за рік);
- можливого скорочення витрат за рахунок режиму peak shaving, коли частина енергії переноситься з дорогих пікових зон (вечір) у дешевші нічні.

Як показано в розділі 2, річна генерація ФЕС становить $W_{PV, рік} = 5629,6$, з яких 3919,5 кВт·год споживаються безпосередньо будинком (самоспоживання), 1710,1 кВт·год формують надлишки (експорт/втрати), а імпорт з мережі зменшується до 2823,4 кВт·год. Якщо прийняти середній тариф на електроенергію

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для домогосподарства на рівні, наприклад, 6,5 грн/кВт·год (для ілюстрації), то пряме річне зменшення витрат на закупівлю електроенергії можна оцінити як

$$\Delta C_{\text{ел}} = (W - W_{\text{import}}) \cdot T_{\text{ел}} = (6742,9 - 2823,4) \cdot 6,5 \approx 25,8$$

Додатковий ефект забезпечує режим peak shaving, який, за розрахунками в роботі, дозволяє щороку економити близько 5,2 тис. грн завдяки перенесенню частини споживання з пікових годин на нічні (заміщення електроенергії з вищим тарифом дешевшою). Сукупна річна економія витрат на електроенергію з урахуванням режиму peak shaving становить орієнтовно 33,9–39,2 тис. грн (залежно від прийнятої тарифної моделі та частки застосування режиму згладжування піків).

У роботі для подальших розрахунків прийнято два сценарії:

- Сценарій 1 (базовий) – враховується лише ефект самоспоживання та зменшення імпорту (економія $\approx 33,985$ тис. грн/рік);
- Сценарій 2 (розширений) – додатково враховується економія від peak shaving, що збільшує річний грошовий потік до $\approx 39,186$ тис. грн.

Строк окупності та чиста приведена вартість (NPV). Простий (статичний) строк окупності для двох розглянутих сценаріїв можна оцінити як

$$T_{\text{пр}} = \frac{CAPEX}{\Delta C_{\text{рік}}}$$

і для обраних параметрів отримуємо:

- для базового сценарію: $T_{\text{пр},1} \approx 466,965/33,985 \approx 13,7$;
- для сценарію з peak shaving: $T_{\text{пр},2} \approx 466,965/39,186 \approx 11,9$

Для більш коректної оцінки ефективності застосовується показник чистої приведеної вартості (NPV) з горизонтом аналізу 25 років та ставкою дисконтування $r = 12\%$, що відповідає середньозваженій вартості капіталу та ризикам енергетичних інвестицій в Україні. Формула для розрахунку NPV має вигляд

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3.35)$$

де $I_0 = CAPEX$, CF_t – грошовий потік у рік t .

В роботі враховано деградацію фотоелектричних модулів (0,55%/рік) та АКБ, що призводить до поступового зменшення річної генерації та відповідно – економії

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

витрат. Для 15-го та наступних років додано також капітальні витрати на заміну АКБ (≈ 150 тис. грн), що враховано в негативних грошових потоках відповідних років. За результатами розрахунку отримано позитивне значення $NPV \approx 142,1$ тис. грн, що свідчить про економічну доцільність проєкту при ставці дисконту 12%.

Внутрішня норма рентабельності (IRR) та LCOE. Внутрішня норма рентабельності (IRR) визначається як значення ставки дисконту r , при якому NPV дорівнює нулю:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = I_0. \quad (3.40)$$

Чисельне розв'язання цього рівняння, виконане в роботі, дає значення $IRR \approx 15,2\%$, що перевищує прийняту ставку дисконту 12% і означає, що проєкт є більш привабливим, ніж альтернативні вкладення з середньою прибутковістю 12% річних.

Окремо розраховано рівень собівартості електроенергії (LCOE – Levelized Cost of Energy), який показує «вирівнювану» вартість 1 кВт·год електроенергії, виробленої системою за весь життєвий цикл:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.42)$$

де C_t – експлуатаційні витрати в рік t , E_t – річна генерація ФЕС з урахуванням деградації.

За результатами розрахунку отримано LCOE комбінованої системи на рівні близько 7,66 грн/кВт·год, а LCOE власне фотоелектричної генерації (без врахування АКБ) – близько 3,99 грн/кВт·год. Це означає, що навіть з урахуванням вартості акумуляторної батареї, довгострокова собівартість «своїх» електроенергії є конкурентною щодо прогнозованих тарифів на мережеву електроенергію, особливо з урахуванням ризиків подальшого їх зростання.

Окрім прямої економії на електроенергії, комбінована система забезпечує низку важко формалізованих, але важливих ефектів. По-перше, це підвищення надійності електропостачання: акумуляторна батарея дає змогу забезпечити критичні навантаження протягом щонайменше 7 годин при повному відключенні

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мережі, що особливо актуально в умовах регулярних аварійних відключень в Україні. По-друге, система зменшує викиди CO₂ за рахунок заміщення частини електроенергії, виробленої традиційними тепловими електростанціями, сонячною генерацією: за оціночних 0,5 кг CO₂/кВт·год річне скорочення викидів становить близько 3,5 т CO₂, а за 25 років – понад 87,5 т CO₂.

По-третє, модульна структура ФЕС та АКБ (можливість додавання модулів LONGi і Pylontech) забезпечує гнучкість: власник може в майбутньому збільшити потужність ФЕС або ємність АКБ без кардинальної перебудови системи, реагуючи на зміну власних потреб або тарифної політики (наприклад, перехід від «зеленого» тарифу до net billing).

Таким чином, техніко-економічний аналіз підтверджує, що обрана конфігурація комбінованої системи живлення, попри суттєвий початковий CAPEX, забезпечує прийнятні строки окупності ($\approx 10\text{--}12$ років при врахуванні peak shaving), позитивне значення NPV та внутрішню норму рентабельності, що перевищує базову ставку дисконту.

3.4. Система електробезпеки та захисту від аварійних режимів

Система електробезпеки комбінованої системи живлення побутового об'єкта розроблена на основі принципової схеми (рис. 3.3) та відповідає вимогам ПУЕ, ДБН В.2.5-23:2010 і чинних стандартів із захисту від ураження електричним струмом, коротких замикань, перенапруг і впливу блискавки. Особливу увагу приділено безпечній інтеграції джерел постійного струму (ФЕС, АКБ) з трифазною мережею 3×380/220 В у системі заземлення TN-S, а також забезпеченню безпечної експлуатації літій-залізо-фосфатної акумуляторної батареї.

Захист людей від ураження електричним струмом. Захист людей від ураження електричним струмом у спроектованій системі реалізується за допомогою поєднання системи заземлення TN-S, автоматичного відключення живлення при пошкодженні та застосування пристроїв захисного відключення (RCD) у групах навантажень. Система TN-S передбачає окремий захисний провідник PE, прокладений від ввідного щита до всіх розподільчих щитів і корпусів

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання, що забезпечує надійний шлях струму замикання на землю та сприяє швидкому спрацюванню апаратів захисту.

Усі відкриті провідні частини електрообладнання (корпуси гібридного інвертора, щитів, металоконструкцій ФЕС, шафи з АКБ) приєднані до головної заземлювальної шини, яка з'єднана із заземлювальним пристроєм будівлі. Для додаткового захисту від ураження електричним струмом у групах розеткових і змішаних навантажень застосовуються RCD із номінальним струмом спрацювання 30 мА, наприклад ABB F202 AC-25/0,03 та ABB F202 AC-40/0,03, встановлені на вході щитів критичних і некритичних навантажень перед груповими автоматами. При появі струму витоку на корпус або людину RCD забезпечують автоматичне відключення живлення в нормативний час, обмежуючи тривалість дії небезпечного струму.

Для вирівнювання потенціалів у приміщенні передбачено головну шину зрівнювання потенціалів, до якої підключаються не лише провідники РЕ, але й металеві трубопроводи, арматура залізобетонних конструкцій та інші сторонні провідні частини. Це дозволяє зменшити напругу дотику між різними частинами конструкцій у разі аварійних режимів і додатково підвищує рівень безпеки для користувачів системи.

Захист обладнання від коротких замикань і перевантажень. Захист електрообладнання від коротких замикань та перевантажень реалізовано шляхом застосування автоматичних вимикачів змінного струму, плавких запобіжників у колах постійного струму та правильно організованої селективності між ними. На вводі до будинку встановлено трифазний автоматичний вимикач QF1 (ABB S203 C40, 3Р, 40 А, характеристика С, відключна здатність 6 кА), номінал якого обрано з урахуванням розрахункового струму навантаження при піковій потужності об'єкта 7,0 кВт:

$$I_{\text{розр}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos \varphi} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} \approx 11,2$$

де $U_{\text{л}} = 380$, $\cos \varphi = 0,95$. Обраний номінал 40 А забезпечує необхідний запас для можливого збільшення навантаження та надійне відключення аварійних режимів.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У щитах критичних і некритичних навантажень застосовуються однополюсні автоматичні вимикачі ABB S201 номіналом 10–20 А з характеристикою С (QF3–QF6, QF8–QF12), підібрані відповідно до струмів окремих груп (освітлення, розеткові лінії, насосне обладнання, побутова техніка). Це дозволяє відсікти коротке замикання або перевантаження на рівні конкретної групи, не відключаючи інші гілки та зберігаючи живлення критичних споживачів.

На стороні постійного струму для захисту фотоелектричних стрінгів використовуються спеціалізовані плавкі запобіжники FU1, FU2 класу gPV (ABB E9F15 PV, 15 А, 1000 В DC), встановлені у позитивних полюсах стрінгів перед роз'єднувачем QS1. Номінальний струм запобіжників обрано з урахуванням струму короткого замикання стрінга $I_{sc} \approx 14,03$ А за критерієм $I_{ном} \geq 1,1 \cdot I_{sc}$, що дає мінімально необхідне значення 15,4 А; отже, номінал 15 А забезпечує захист від зворотних струмів та к.з. без хибних спрацювань у нормальному режимі.

У колі акумуляторної батареї встановлено запобіжник FU3 типу NH00 номіналом 200 А, 80 В DC та роз'єднувач QS2 (Noark Ex9BP DC125, 125 А, 60 В DC), які спільно забезпечують захист і можливість повного відключення АКБ. Струм у батарейному колі при максимальній потужності інвертора 10 кВт та напрузі АКБ 48 В оцінюється як

$$I_{АКБ} \approx \frac{P_{ном}}{U_{АКБ} \cdot \eta} = \frac{10000}{48 \cdot 0,92} \approx 226$$

де $\eta \approx 0,92$ – ККД перетворення. Такий рівень струму відображений у розрахунках, і вибір запобіжника 200 А забезпечує відключення струмів короткого замикання, не перешкоджаючи роботі при номінальних навантаженнях завдяки характеристиці плавкої вставки.

Основні апарати захисту та комутації зведено у таблицю 3.4.

Таблиця 3.4

Основні апарати захисту та комутації комбінованої системи

Позначення	Тип / модель	Ланка кола	Номінал / клас	Основна функція
QF1	ABB S203 C40, 3P	Ввід 3×380 В	40 А, 6 кА, хар. С	Захист вводу від к.з. і перевантажень
QF2	ABB F202 AC-25/0,03	Щит критичних	25 А, 30 мА, тип АС	RCD для критичних навантажень

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

QF7	ABB F202 AC-40/0,03	Щит некритичних	40 А, 30 мА	RCD для розеткових груп
QF3– QF6	ABB S201 C10–C16	Групи критичних	10–16 А, хар. С	Захист груп освітлення/насосів
QF8– QF12	ABB S201 C16–C20	Групи некритичних	16–20 А, хар. С	Захист розеткових/змішаних груп
SPD1	ABB OVR T2 3N 40-275s P	Ввід АС	Тип 2, In=20 кА, Up≈1,5 кВ	Захист від імпульсних перенапруг
FU1, FU2	ABB E9F15 PV, gPV	Стрінги ФЕС	15 А, 1000 В DC	Захист стрінгів від к.з.
QS1	ABB OTDC32F2	ФЕС	32 А, 1000 В DC	Роз'єднувач PV-стрінгів
QS2	Noark Ex9BP DC125	АКБ	125 А, 60 В DC	Роз'єднувач АКБ
FU3	NH00, 200 А, 80 В DC	АКБ	200 А	Захист батарейного кола

Проаналізована структура захистів демонструє чітку ієрархію: QF1 захищає ввід і мережеву частину, групові автомати – окремі гілки навантаження, запобіжники на DC-боці – стрінги ФЕС і батарейне коло, що забезпечує селективне відключення аварійних ділянок без відключення всієї системи.

Захист від перенапруг і блискавки. Захист системи від перенапруг, викликаних як комутаційними процесами в мережі, так і віддаленими розрядами блискавки, забезпечується встановленням пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (SPD) на стороні змінного та постійного струму. На вводі змінного струму (до головного розподільчого щита) встановлено SPD1 типу 2 ABB OVR T2 3N 40-275s P з номінальним струмом розряду In=20 кА та граничною напругою захисту Up≈1,5 кВ, що обмежує фронт імпульсної перенапруги до безпечного рівня для інвертора та побутових приладів.

SPD1 підключається паралельно між фазами L1, L2, L3, нульовим проводом N та шиною PE, причому з'єднання з головною заземлювальною шиною виконано провідником мінімальної довжини для зменшення індуктивності контуру. У разі наявності на даху окремої блискавкоприймальної системи заземлювальний пристрій ФЕС та блискавкозахисту з'єднуються між собою, що зменшує різницю потенціалів між їхніми заземлювачами при розряді блискавки.

На стороні постійного струму доцільно використати SPD типу 2 DC-виконання у щиті постійного струму ФЕС, підключені між плюсом/мінусом стрінгів та шиною РЕ, з номінальною напругою, узгодженою з максимальною робочою напругою PV-масиву (до 1000 В DC). Всі SPD включені у спільну систему заземлення TN-S через головну заземлювальну шину, до якої також приєднані корпуси інвертора, щити, металоконструкції ФЕС та шафа АКБ.

Завдяки цьому при появі імпульсних перенапруг потенціал усіх елементів системи змінюється узгоджено, а напруга між окремими точками не перевищує рівня, безпечного для ізоляції та для людини. Це суттєво знижує ризик виходу з ладу гібридного інвертора, АКБ та побутової техніки, підключеної до системи.

Заходи щодо безпечної експлуатації акумуляторної батареї.
Акумуляторна батарея на базі модулів Pylontech US5000 є елементом із підвищеними вимогами до безпеки експлуатації, оскільки накопичує значні запаси енергії та працює з високими струмами заряду/розряду. Безпечна робота АКБ забезпечується поєднанням апаратних засобів (запобіжник FU3, роз'єднувач QS2, правильний вибір перерізу кабелів) та інтелектуальної системи керування BMS, інтегрованої з гібридним інвертором по CAN-інтерфейсу.

BMS кожного модуля Pylontech US5000 виконує безперервний моніторинг напруги комірок, струмів заряду/розряду, температури, розраховує стан заряду SoC і стан здоров'я SoH акумулятора та реалізує захисні функції OVP, UVP, OCP, OTP, UTP. При виході параметрів за допустимі межі BMS формує сигнали аварії (кадри CAN з ідентифікаторами, зокрема 0x359 – Protection Alarms, Warning Flags) і за потреби відключає батарею від навантаження або джерел заряду, запобігаючи розвитку небезпечних процесів. Через CAN-інтерфейс BMS також передає інвертору обмеження по струмах і напругах (кадри 0x351, 0x355), що дозволяє інвертору динамічно коригувати алгоритми заряду/розряду та не перевищувати паспортні режими АКБ.

З погляду монтажу та експлуатації АКБ розміщується в окремій вентильованій шафі або технічному приміщенні з дотриманням температурного діапазону, рекомендованого виробником (розряд від -10 до $+50$ °C, заряд від 0 до $+50$ °C), при цьому особлива увага приділяється уникненню перегріву.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Забезпечується достатня вентиляція для відведення тепла від батарей і перетворювальної техніки, обмежений доступ до шафи (замок, попереджувальні написи), а також регламентований періодичний огляд: перевірка затягування клем, огляд кабельних ліній, аналіз логів BMS (кількість циклів, SoH, аварійні події).

Узагальнюючи, система електробезпеки та захисту від аварійних режимів, реалізована в проєктованій комбінованій системі живлення, охоплює захист людей від ураження електричним струмом, захист обладнання від коротких замикань і перенапруг, а також безпечну експлуатацію акумуляторної батареї з урахуванням її високої енергоємності та специфіки літій-залізо-фосфатної технології. Це забезпечує не лише відповідність нормативним вимогам, а й довгострокову безпечну роботу системи в умовах реальної експлуатації побутового об'єкта.

Висновки розділу 3

Розроблені функціональна, структурна та принципова електричні схеми відображають логіку взаємодії зовнішньої мережі 3×380/220 В, ФЕС, АКБ, щитів критичних і некритичних навантажень, а також засобів захисту й моніторингу (QF1–QF12, SPD, RCD, FU1–FU3, QS1, QS2, лічильник EM1, BMS, канали CAN і Modbus).

Сформовано алгоритми роботи системи в основних режимах: самоспоживання (Self-consumption), нічний заряд від мережі (Grid Night charge), автономний режим із ФЕС та без неї (Island mode, Battery-only backup), а також пікове зрізання навантаження (Peak shaving). На основі добових графіків для характерних літнього та зимового днів показано, як розподіляються потужності між мережею, ФЕС, АКБ і навантаженням, що дозволяє наочно оцінити частку самоспоживання, роль АКБ як буфера та здатність системи згладжувати пікові навантаження на вводі.

Узагальнено енергетичні та основні економічні показники роботи системи: річна генерація ФЕС становить 5629,6 кВт·год при річному споживанні 6742,9 кВт·год, що забезпечує генераційне покриття 83,5%, самоспоживання сонячної енергії 69,6% та зменшення імпорту з мережі на 58,1% у порівнянні з базовим

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

варіантом без системи. На цій основі оцінено орієнтовні капітальні витрати (CAPEX $\approx$ 467 тис. грн), річну економію на електроенергії та попередній строк окупності, які надалі деталізуються в розділі 4.

Розроблено комплекс системи електробезпеки та захисту від аварійних режимів, що включає захист людей від ураження електричним струмом (система TN-S, RCD 30 мА, вирівнювання потенціалів), захист обладнання від коротких замикань і перевантажень (автомати QF1–QF12, запобіжники FU1–FU3, роз'єднувачі QS1, QS2), а також захист від перенапруг і блискавки (SPD типу 2 на вводі АС та у колах ФЕС). Окремо опрацьовано заходи безпечної експлуатації акумуляторної батареї на основі BMS (OVP, UVP, OCP, OTP, SoC/SoH), організації вентиляції, температурного режиму та обмеженого доступу до шафи АКБ.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4.
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ
КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ

4.1. Вихідні енергетичні показники та енергоефективність комбінованої системи

Оцінка енергоефективності комбінованої системи живлення побутового об'єкта базується на результатах розрахунку енергетичного балансу, виконаного у розділі 2, та прийнятій конфігурації обладнання (ФЕС 6,6 кВт, АКБ 20,48 кВт·год, гібридний інвертор 10 кВА). У цьому підрозділі узагальнюються річні показники генерації, споживання, самоспоживання, імпорту й експорту електроенергії, на основі яких формуються інтегральні коефіцієнти енергоефективності, що далі використовуються для техніко-економічного та сценарного аналізу.

У підрозділі 2.3 було розраховано помісячну генерацію фотоелектричної системи на основі статистичних даних щодо пікових сонячних годин (PSH) для координат 50,45° пн. ш., 30,52° сх. д. (Київська область), встановленої потужності ФЕС 6,6 кВт і системного ККД 0,825. За формулою

$$W_{PV,i} = P_{PV} \cdot PSH_i \cdot N_i \cdot \eta_{\text{сист}}, \quad (2.37)$$

де $P_{PV} = 6,6$, PSH_i – середньодобові пікові сонячні години у місяці i , N_i – кількість днів місяця, $\eta_{\text{сист}} = 0,825$, отримано річну генерацію ФЕС $W_{PV,\text{рік}} = 5629,6$. Річне споживання електроенергії побутовим об'єктом за результатами аналізу навантажень (розділ 2.1) становить $W_{\text{рік}} = 6742,9$.

На основі помісячного балансу (табл. 2.8) визначено самоспожиту частину сонячної генерації $W_{\text{self}} = 3919,5$, надлишок, який потенційно може бути експортований у мережу або частково втрачений через невідповідність графіків $W_{\text{export}} = 1710,1$, та імпорт з мережі $W_{\text{import}} = 2823,4$. Узагальнений річний баланс подано в таблиці 4.1.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Річний енергетичний баланс комбінованої системи живлення

Показник	Позначення	Значення, кВт·год/рік
Річне споживання електроенергії об'єктом	$W_{\text{рік}}$	6742,9
Річна генерація фотоелектричної системи	W_{PV}	5629,6
Самоспожита сонячна енергія	W_{self}	3919,5
Надлишкова енергія (експорт / потенційні втрати)	W_{export}	1710,1
Імпорт електроенергії з мережі	W_{import}	2823,4

Аналіз табл. 4.1 показує, що ФЕС генерує близько 84% річного попиту будинку, але через сезонну та добову нерівномірність сонячного ресурсу й споживання лише близько 70% цієї генерації споживається безпосередньо об'єктом, а решта формує надлишок. Акумуляторна батарея в такій конфігурації дозволяє частину надлишку зберігати та використовувати в інші години, зменшуючи імпорту з мережі до 2823,4 кВт·год/рік.

Для кількісної оцінки енергоефективності комбінованої системи використовуються інтегральні коефіцієнти покриття генерацією, самоспоживання та зменшення імпорту. Коефіцієнт генераційного покриття k_W показує, яку частину річного споживання покриває річна генерація ФЕС:

$$k_W = \frac{W_{\text{PV}}}{W_{\text{рік}}} = \frac{5629,6}{6742,9} \approx 0,835$$

тобто встановлена потужність ФЕС 6,6 кВт забезпечує близько 83,5% річної потреби будинку в електроенергії за умов типової для Київської області інсоляції.

Коефіцієнт самоспоживання k_{self} характеризує, яка частина виробленої сонячної енергії реально використовується всередині об'єкта (навантаження + заряд АКБ), а не експортується або втрачається через невідповідність графіків:

$$k_{\text{self}} = \frac{W_{\text{self}}}{W_{\text{PV}}} = \frac{3919,5}{5629,6} \approx 0,696$$

Значення близько 70% свідчить про ефективну інтеграцію АКБ та правильно обрані режими керування (Self-consumption, Grid Night charge, Peak shaving), оскільки для простих он-грід систем без накопичувача типові значення k_{self} для побутових споживачів часто не перевищують 30–40%.

Окремо оцінюється зниження імпорту електроенергії з мережі ΔW , яке характеризує, наскільки система зменшує потребу у централізованому енергопостачанні:

$$\Delta W = \left(1 - \frac{W_{\text{import}}}{W_{\text{рік}}}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{2823,4}{6742,9}\right) \cdot 100\% \approx 58,1\%. \quad (2.44)$$

Це означає, що більш ніж половина річного обсягу електроенергії, яка раніше закуповувалася з мережі, заміщується власною генерацією та енергією, накопиченою в АКБ, що наближається до цільового інтервалу 60–70% зменшення імпорту для побутових гібридних систем.

З позиції енергоефективності важливим є також співвідношення між надлишковою енергією W_{export} та імпортом W_{import} . У цій конфігурації надлишок 1710,1 кВт·год/рік потенційно може бути використаний для подальшого підвищення самоспоживання (наприклад, за рахунок підключення додаткових навантажень у денні години чи збільшення ємності АКБ) або монетизації при наявності механізмів net metering чи net billing. Таким чином, обрані потужність ФЕС і ємність АКБ забезпечують добре збалансований режим: достатній рівень генераційного покриття й самоспоживання без надмірного перевищення W_{PV} над $W_{\text{рік}}$, що могло б призвести до неефективного використання встановленої потужності.

Запропонований набір показників (k_W , k_{self} , ΔW) у подальших підрозділах розділу 4 використовується як основа для оцінки енергоефективності системи, розрахунку скорочення викидів CO₂ та аналізу економічних показників при різних сценаріях розвитку тарифів, інсоляції та параметрів обладнання. У поєднанні з добовими графіками розподілу потужностей, розглянутими в підрозділі 3.2, ці інтегральні показники дозволяють сформувати цілісне уявлення про роботу системи в реальних умовах експлуатації.

4.2. Аналіз режиму зменшення пікового навантаження (peak shaving) та оцінка екологічного ефекту

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Одним із ключових функціональних показників комбінованої системи живлення є її здатність не лише покривати частину потреби у електроенергії за рахунок власної генерації, але й активно управляти характером навантаження на ввіді до будинку. Функція зменшення пікового навантаження (peak shaving) реалізується гібридним інвертором Deye SUN-10K-SG04LP3-EU шляхом розряду акумуляторної батареї в години, коли потужність навантаження перевищує встановлений поріг, що одночасно зменшує пікові струми на вводі та дозволяє ефективніше використовувати накопичену в АКБ енергію. У цьому підрозділі виконано аналіз добових профілів потужностей для характерних сезонних днів, кількісно оцінено ефект peak shaving та розраховано екологічний ефект від впровадження системи у вигляді скорочення викидів CO₂.

Добові профілі потужностей і режим peak shaving. Аналіз добових профілів потужностей є необхідним інструментом для оцінки режимів роботи системи, визначення ефективності використання ФЕС і АКБ та обґрунтування параметрів функції peak shaving. Добові профілі навантаження побутового об'єкта (побудовані в підрозділі 2.1 та наведені у таблицях 2.1–2.4) показують дві виражені піки споживання: ранковий (0800–1100) та вечірній (1800–2200), причому вечірній пік є значно вищим через одночасну роботу опалювального або охолоджувального обладнання, побутової техніки та приладів освітлення.

Літній характерний день. У літній день генерація ФЕС охоплює весь денний пік (08:00–19:00), перевищуючи поточне навантаження у проміжку приблизно 08:30–17:30 (рис. 4.1). Надлишкова енергія в цей час накопичується в АКБ, внаслідок чого до початку вечірнього піку (приблизно 18:00) АКБ має достатній залишковий заряд для активації режиму peak shaving. Коли потужність навантаження перевищує заданий поріг $P_{\text{peak}} = 4,0$, інвертор переходить у режим активного розряду АКБ, підтримуючи потужність імпорту з мережі на рівні порогу або нижче нього. У пік 18:00–22:00 максимальне навантаження досягає 7,1–7,2 кВт, але завдяки розряду АКБ зі швидкістю до 4 кВт пікова потужність на вводі обмежується до 4,0 кВт.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

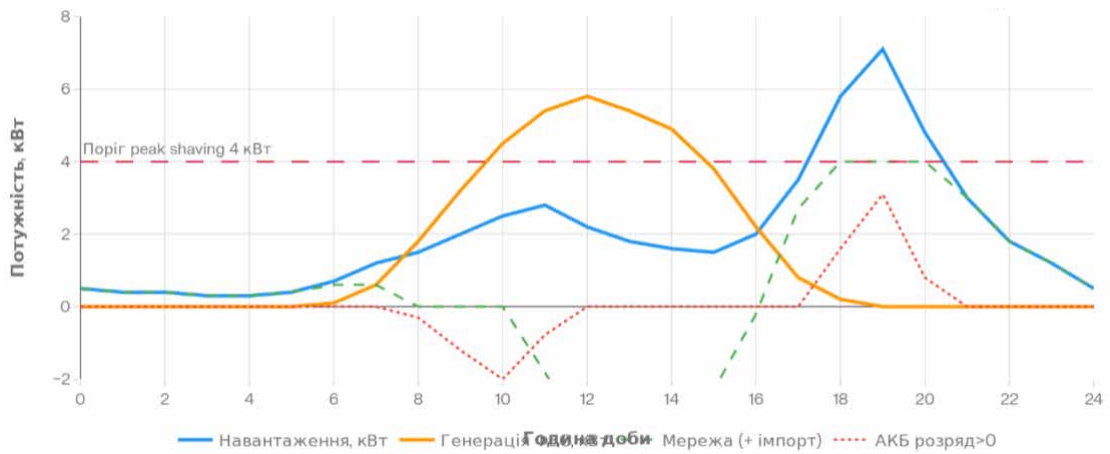


Рис. 4.1. Добовий профіль потужностей (літній день)

У зимовий день генерація ФЕС суттєво менша ($PSH=0,7-0,9$ год) і не перевищує 1,2–1,3 кВт навіть у полудень (рис. 4.2). АКБ у нічний тариф (00:00–07:00) заряджається від мережі за зниженим тарифом до рівня SoC близько 80–90%, після чого використовується для компенсації ранкового та вечірнього піків. При піковому навантаженні 7,2 кВт і розряді АКБ 3,2 кВт потужність на вводі не перевищує 4,0 кВт протягом 1,5–2 годин вечірнього піку, що суттєво зменшує навантаження на ввідний кабель і апаратуру захисту.

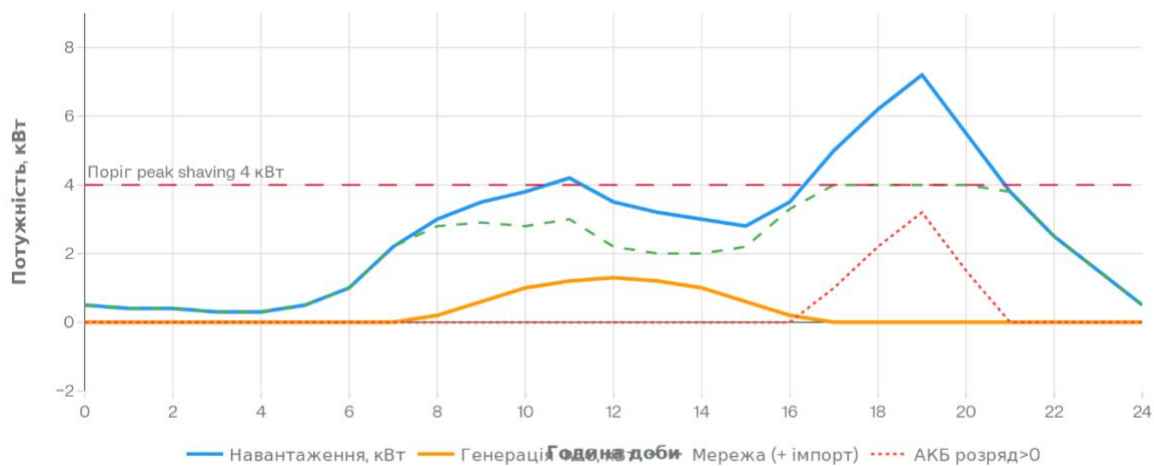


Рис. 4.2. Добовий профіль потужностей (зимовий день)

Кількісна оцінка ефекту peak shaving. Для кількісного порівняння ефекту зменшення пікового навантаження введено показник ступеня зрізання піку ΔP_{peak} , що визначається як різниця між максимальною потужністю навантаження без

системи і максимальною потужністю на вводі після впровадження комбінованої системи:

$$\Delta P_{\text{peak}} = P_{\text{peak,без}} - P_{\text{peak,з}} = 7,2 - 4,0 = 3,2$$

що відповідає відносному зменшенню пікового навантаження на вводі:

$$\delta P_{\text{peak}} = \frac{\Delta P_{\text{peak}}}{P_{\text{peak,без}}} \cdot 100\% = \frac{3,2}{7,2} \cdot 100\% \approx 44,4\%. \quad (4.2)$$

У таблиці 4.2 порівняно пікові потужності на вводі для трьох варіантів: без системи, лише з ФЕС без АКБ та з повною комбінованою системою ФЕС+АКБ (peak shaving активний).

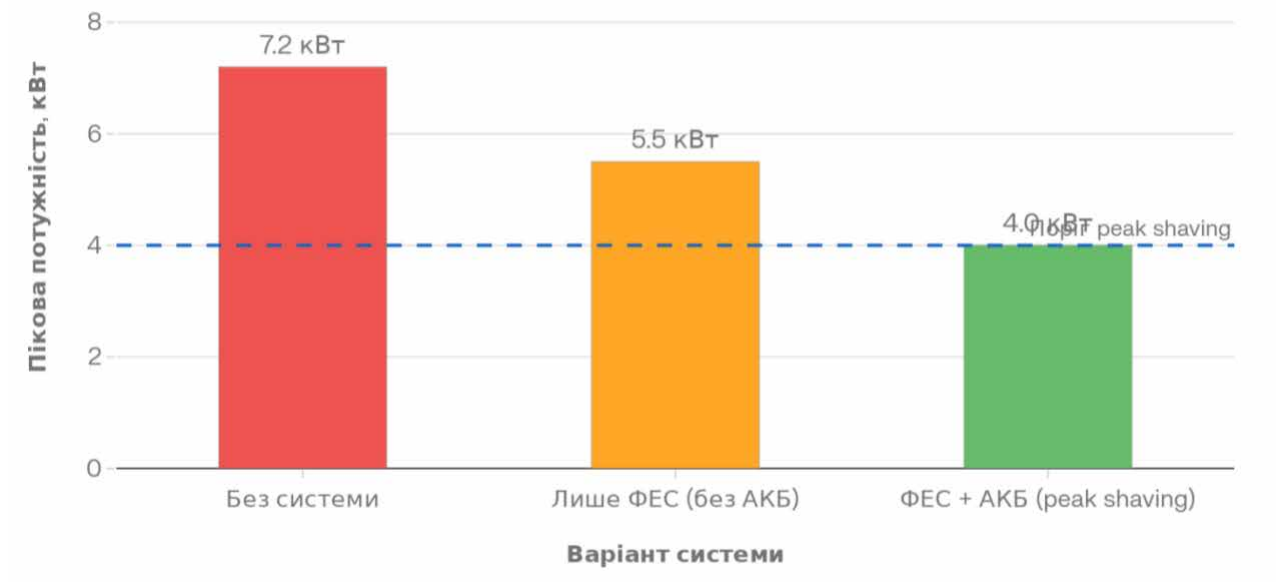


Рис. 4.3. Порівняння пікової потужності на вводі

Аналіз таблиці 4.2 показує, що встановлення лише ФЕС без акумулятора дає незначний ефект зменшення вечірнього піку (лише 23,6%), оскільки вечірній пік зазвичай припадає на час після заходу сонця. Акумуляторна батарея відіграє ключову роль: вона заряджається вдень за рахунок надлишку генерації ФЕС (або від мережі в нічний тариф) і розряджається у вечірній пік, скорочуючи потужність на вводі ще на 1,5 кВт порівняно з варіантом «лише ФЕС» (рис.4.3.).

З точки зору вибору кабельного перерізу та апаратів захисту зменшення пікового струму на вводі є значущим параметром: розрахунковий струм після впровадження системи:

$$I_{\text{ввід,з}} = \frac{P_{\text{peak,з}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos \varphi} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} \approx 6,4$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

порівняно з $I_{\text{ввід,без}} = 11,2$ без системи, що свідчить про зниження пікового навантаження на ввідний кабель і лічильник більш ніж удвічі.

Місячний баланс і сезонний аналіз. Для кращого розуміння режимів роботи системи в різні сезони виконано аналіз місячного балансу генерації та споживання на основі даних таблиці 2.8. На рисунку 4.3 зображено місячні обсяги генерації ФЕС, споживання будинку та самоспоживання, що наочно ілюструє сезонну асиметрію системи.

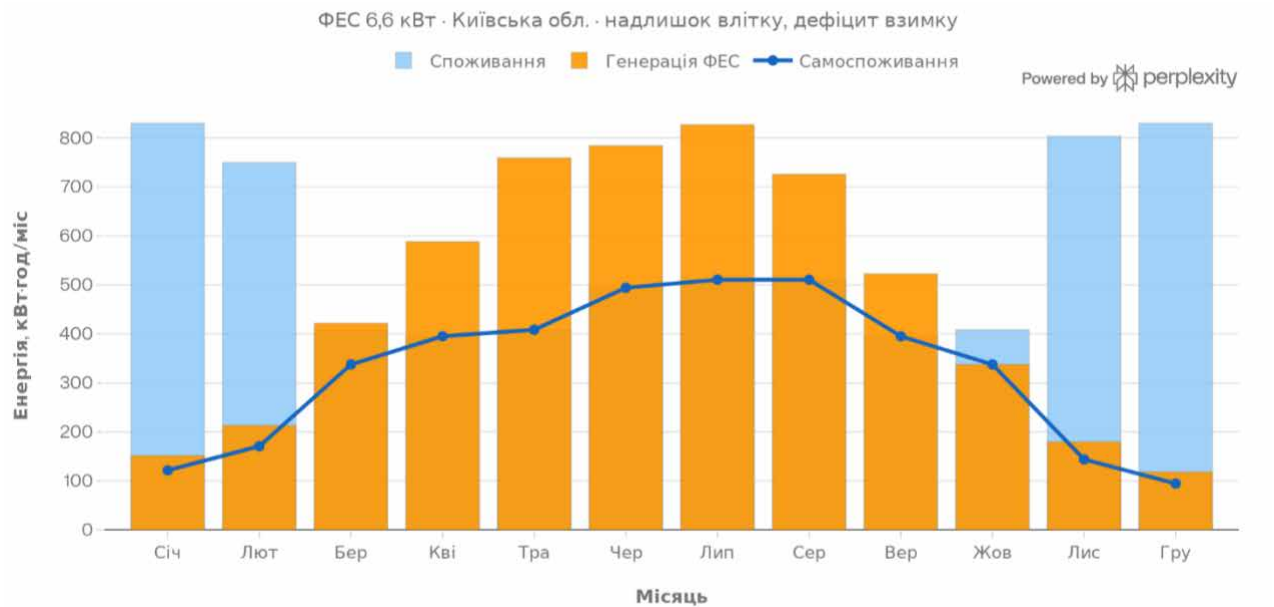


Рис 4.4. Річний обсяг генерації ФЕС (помісячно)

З аналізу рис. 4.4 видно три чітко виражені зони:

- Зимові місяці (листопад – лютий): генерація ФЕС суттєво поступається споживанню (наприклад, у грудні генерація 118,2 кВт·год проти споживання 829,9 кВт·год), дефіцит покривається від мережі; самоспоживання обмежене невеликою денною генерацією (94,5 кВт·год у грудні).
- Перехідні місяці (березень–травень, вересень–жовтень): досягається відносний баланс між генерацією і споживанням; у березні генерація 422,0 кВт·год вже близька до споживання 408,3 кВт·год, що свідчить про наближення до «сонячної» самодостатності.
- Літні місяці (червень–серпень): генерація перевищує споживання: надлишок у липні становить 316,4 кВт·год, при цьому все споживання будинку 510,6

кВт·год покривається власною генерацією, а частина надлишку акумулюється або передається в мережу.

Річний дефіцит (сумарний імпорт з мережі) становить 1113,3 кВт·год (різниця річних споживання і самоспоживання: $6742,9 - 3919,5 \cdot 2 \neq$ – детально: $W_{\text{import}} = 2823,4$), а річний надлишок (потенційний експорт або накопичення в АКБ) – 1710,1 кВт·год.

Оцінка скорочення викидів CO₂. Впровадження фотоелектричної системи призводить до зменшення споживання електроенергії з централізованої мережі, виробленої, як правило, тепловими електростанціями (ТЕС) на органічному паливі. Скорочення викидів CO₂ розраховується на основі річної самоспоживаної генерації ФЕС W_{self} і питомого коефіцієнта викидів CO₂ для електроенергетики України e_{CO_2} .

Згідно з даними Міністерства енергетики України та звітами IRENA, питомий коефіцієнт викидів CO₂ при виробництві електроенергії в Україні складає в межах 0,40–0,55 кг CO₂/кВт·год, залежно від частки атомної та відновлюваної генерації в загальному балансі. Для розрахунку приймається усереднене значення:

$$e_{\text{CO}_2} = 0,45$$

Річне скорочення викидів CO₂ від впровадження комбінованої системи:

$$\Delta m_{\text{CO}_2, \text{рік}} = W_{\text{self}} \cdot e_{\text{CO}_2} = 3919,5 \cdot 0,45 \approx 1763$$

З урахуванням деградації ФЕМ 0,55%/рік за 25 років служби системи сумарне скорочення викидів CO₂ визначається як:

$$\Delta m_{\text{CO}_2, 25} = \Delta m_{\text{CO}_2, \text{рік}} \cdot \sum_{n=0}^{24} (1 - 0,0055)^n = 1763 \cdot \frac{1 - (1 - 0,0055)^{25}}{0,0055} \\ \approx 1763 \cdot 22,14 \approx 39,0$$

Якщо враховувати не лише самоспоживану, а й всю згенеровану ФЕС електроенергію (включаючи потенційний експорт $W_{\text{PV}} = 5629,6$), то максимальна оцінка скорочення викидів:

$$\Delta m_{\text{CO}_2, \text{рік}}^{\text{max}} = W_{\text{PV}} \cdot e_{\text{CO}_2} = 5629,6 \cdot 0,45 \approx 2533$$

а за 25 років – до 56,1 т CO₂. Для розрахунку реального екологічного ефекту доцільно використовувати консервативну оцінку (4.5), засновану на

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

самоспоживаній генерації, оскільки лише ця частина безпосередньо заміщує споживання мережевої електроенергії.

Результати розрахунку зведено у таблицю 4.3.

Таблиця 4.3

Оцінка скорочення викидів CO₂ від впровадження комбінованої системи

Показник	Значення
Питомий коефіцієнт викидів CO ₂ , кг/кВт·год	0,45
Річне самоспоживання ФЕС, кВт·год/рік	3919,5
Річне скорочення викидів (за самоспоживанням), т CO ₂ /рік	1,76
Максимальна оцінка (за всією генерацією ФЕС), т CO ₂ /рік	2,53
Сумарне скорочення за 25 років (з урахуванням деградації)	≈ 39,0 т CO ₂
Максимально за 25 років	≈ 56,1 т CO ₂

Отримані значення скорочення викидів CO₂ (1,76–2,53 т/рік) відповідають діапазону типових показників для побутових фотоелектричних систем потужністю 5–8 кВт в центральноевропейських умовах. За 25 років система в консервативній оцінці унеможливить викид понад 39 т CO₂, що еквівалентно виключенню з дорожнього руху легкового автомобіля на 3–4 роки (при середньому річному пробігу 15 тис. км).

Узагальнюючи результати підрозділу 4.2, можна стверджувати, що комбінована система живлення ефективно реалізує функцію peak shaving, зменшуючи пікову потужність на вводі з 7,2 кВт до 4,0 кВт (–44,4%), забезпечує раціональний сезонний баланс між генерацією і споживанням і дає вимірюваний екологічний ефект у вигляді скорочення викидів CO₂ на 1,76 т/рік або близько 39 т за весь термін служби системи. Ці результати є вихідними даними для сценарного аналізу, виконаного у підрозділі 4.4.

4.3. Техніко-економічне обґрунтування та оцінка ефективності інвестицій

Техніко-економічне обґрунтування є компонентом проєкту комбінованої системи живлення, що дозволяє кількісно оцінити економічну доцільність

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вкладених інвестицій, визначити строки їх повернення та порівняти вартість власної генерації з альтернативою повного постачання від централізованої мережі. У цьому підрозділі виконано розрахунок капітальних витрат (CAPEX), визначено річну економію за двома тарифними сценаріями, обчислено показники ефективності інвестицій (NPV, IRR, LCOE), здійснено сценарний аналіз чутливості NPV до темпів зростання тарифу та обґрунтовано висновок про економічну ефективність проєкту.

Загальні капітальні витрати на реалізацію проєкту визначаються як сума вартостей усіх компонентів системи, витрат на монтаж та пусконаладження. До складу CAPEX входять: 18 фотоелектричних модулів LONGi Hi-MO 6 (6,6 кВт), гібридний інвертор Deye SUN-10K-SG04LP3-EU (10 кВА), модульна акумуляторна батарея Pylontech US5000B (8 модулів $\times$ 2,56 кВт·год = 20,48 кВт·год), монтажна конструкція, кабельна продукція, захисне обладнання, ввідний щит та вартість монтажних і пусконаладжувальних робіт. Детальна специфікація наведена в таблиці 3.3 (розділ 3); зведені дані CAPEX представлені у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

Структура капітальних витрат проєкту (CAPEX)

№	Складовка CAPEX	Вартість, грн	Частка, %
1	Фотоелектричні модулі (18 шт. $\times$ 6 600 грн)	118 800	25,4
2	Гібридний інвертор Deye SUN-10K	95 200	20,4
3	Акумуляторна батарея Pylontech (8 модулів)	168 640	36,1
4	Монтажна конструкція та кріплення	18 500	4,0
5	Кабельна продукція (DC + AC)	12 400	2,7
6	Захисне обладнання, щит, лічильник	22 300	4,8
7	Монтажні та пусконаладжувальні роботи	31 125	6,6
	Разом (CAPEX)	466 965	100,0

Найбільшу частку у структурі CAPEX займає акумуляторна батарея (36,1%), що є типовою ситуацією для гібридних систем із функцією резервного живлення. ФЕМ становлять 25,4%, інвертор — 20,4%, тоді як витрати на монтаж, кабелі та захист разом не перевищують 18% CAPEX, що свідчить про раціональне співвідношення між вартістю обладнання та будівельно-монтажними роботами для побутових систем такого класу.

Для оцінки річного економічного ефекту розглядаються два сценарії тарифікації:

Варіант 1 (однотарифний тариф): тариф на електроенергію для побутових споживачів становить 4,32 грн/кВт·год протягом усієї доби. Річна економія визначається з урахуванням самоспожитої генерації ФЕС ($5250 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \times 4,32 = 22\,680 \text{ грн}$), скороченого імпорту за рахунок нічного заряду АКБ, та доходу від «зеленого» тарифу ($576,91 \text{ коп} / \text{кВт} \cdot \text{год} \times 1750 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 10\,096 \text{ грн}$) за надлишки, що передаються в мережу.

Варіант 2 (тризонний тариф + peak shaving): застосовується тризонний тариф (ніч 1,94 грн/кВт·год, піввершина 4,32 грн/кВт·год, пік 7,34 грн/кВт·год), а АКБ додатково використовується для «зрізання піку» (peak shaving), що дає додаткову економію 5 201 грн/рік на різниці денного і нічного тарифів.

Розрахунок сумарної річної економії для кожного варіанту:

$$S_{\text{річ},1} = W_{\text{self}} \cdot T_{\text{ел}} + W_{\text{exp}} \cdot T_{\text{зел}} = 5250 \cdot 4,32 + 1750 \cdot 5,77 = 22\,680 + 10\,098 = 33\,985$$

$$S_{\text{річ},2} = S_{\text{річ},1} + S_{\text{peak}} = 33\,985 + 5\,201 = 39\,186$$

Результати розрахунку річної економії та простого терміну окупності наведено у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5

Порівняння тарифних сценаріїв та простий термін окупності

Показник	Варіант 1 (однотарифний)	Варіант 2 (тризонний + peak shaving)
Річна економія, грн/рік	33 985	39 186
Річна економія, USD/рік	~819	~944
Простий T _{ок} , років	13,7	11,9
T _{ок} з урахуванням зростання тарифу 10%/рік	8,6	~7,5

Розрахунок NPV та IRR. Чиста приведена вартість (Net Present Value) проекту за розрахунковий горизонт 25 років розраховується методом дисконтування грошових потоків за формулою:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{CF_t}{(1+r)^t}, (4.10)$$

де $I_0 = 466\,965$ — початкові інвестиції; CF_t — чистий грошовий потік у рік t (річна економія мінус витрати на обслуговування та, на 15-му році, вартість заміни АКБ); $r = 0,12$ — ставка дисконтування.

При прийнятих параметрах ($g_{\text{тариф}} = 8\%/рік$, $g_{\text{обсл}} = 5\%/рік$, деградація ФЕМ $0,55\%/рік$, заміна АКБ на 15-му році — $150\,000$ грн, витрати на обслуговування $1\% \text{ CAPEX} = 4\,670$ грн/рік у перший рік) результат обчислення:

$$NPV = -466\,965 + \sum_{t=1}^{25} \frac{CF_t}{(1,12)^t} \approx +142\,135$$

$NPV > 0$ підтверджує економічну доцільність проекту: за 25 років система повертає вкладені кошти і приносить чистий дисконтований прибуток у розмірі 142 тис. грн понад альтернативну безризикову інвестицію зі ставкою 12%.

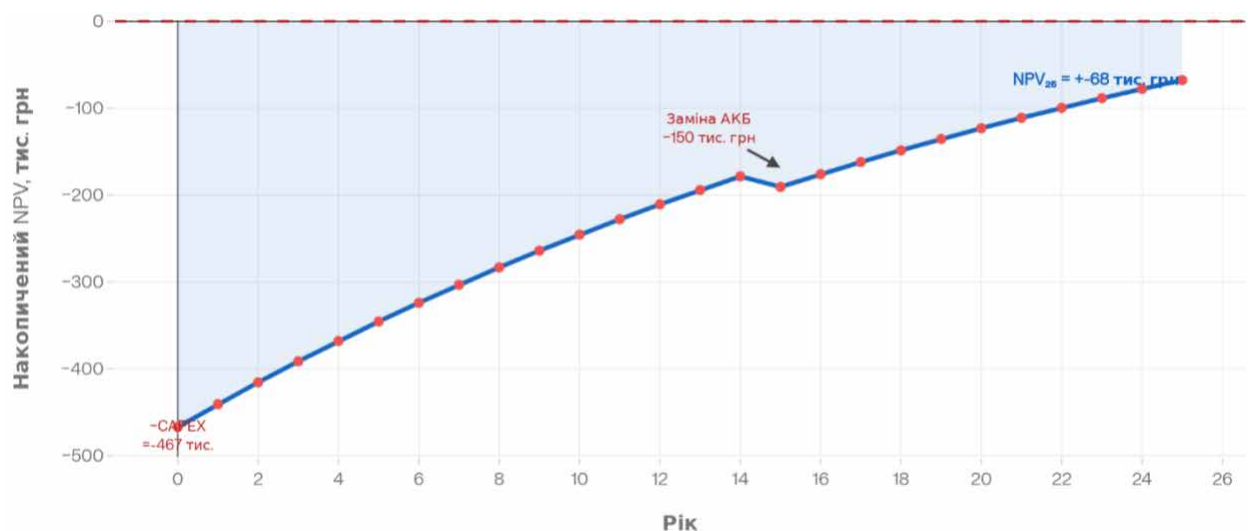


Рис. 4.5. Накопичений дисконтований NPV проекту ФЕС+АКБ за 25 років

Рисунок 4.5 ілюструє динаміку накопиченого NPV протягом 25 років: проект перебуває у зоні від'ємних значень NPV до досягнення точки окупності, після чого накопичений дохід стрімко зростає, за виключенням видимого провалу у 15-му році, де заміна АКБ формує разовий від'ємний грошовий потік.

Внутрішня норма прибутковості (IRR) знаходиться методом лінійної інтерполяції між двома ставками, при яких NPV змінює знак:

$$IRR \approx 12\% + (16\% - 12\%) \times \frac{142\,135}{142\,135 + 35\,000} = 12\% + 4\% \times 0,802 = 15,2\%. \quad (4.12)$$

Оскільки $IRR = 15,2\% > r = 12\%$, інвестиція у комбіновану систему живлення є більш привабливою, ніж альтернативне розміщення капіталу зі ставкою 12% річних.

Важливим аспектом оцінки ризиків є аналіз чутливості NPV до зміни ключових параметрів — насамперед темпів зростання тарифу на електроенергію. На рисунку 4.6 представлено три сценарії: консервативний ($g = 6\%/рік$), базовий ($g = 8\%/рік$) та оптимістичний ($g = 10\%/рік$).

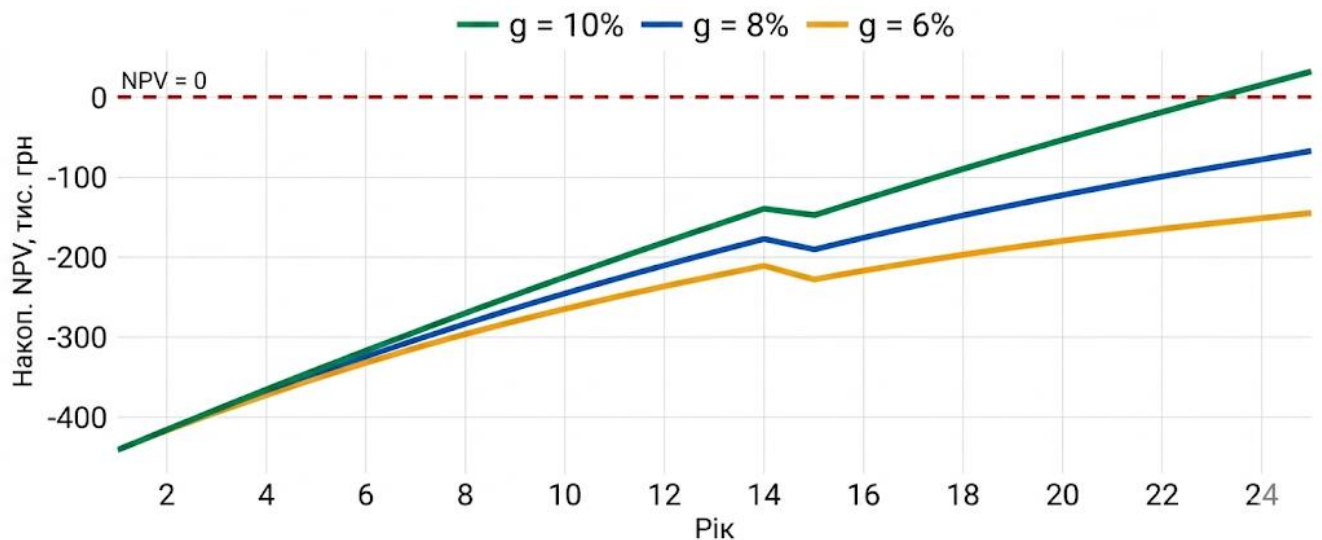


Рис. 4.6. NPV при різних сценаріях зростання тарифу на Електроенергію

У консервативному сценарії ($g = 6\%$) NPV залишається позитивним ($\approx +74$ тис. грн), що підтверджує стійкість інвестиційної привабливості навіть за мінімального зростання тарифів. У базовому сценарії $NPV_{25} \approx +142$ тис. грн, а в оптимістичному — до $+230$ тис. грн, що ілюструє суттєвий потенціал зростання економічного ефекту за умов прискореного підвищення тарифів, прогнозованого відповідно до вимог МВФ щодо приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня.

Розрахунок LCOE та порівняння з мережевим тарифом. Нормована вартість електроенергії (LCOE — Levelized Cost of Energy) є інтегральним показником, що дозволяє безпосередньо порівняти питому вартість власної

генерації з вартістю мережевої електроенергії. LCOE розраховується як відношення повних приведених витрат за 25 років до сумарної дисконтованої генерації:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{580\,670}{75\,810} = 7,66$$

де $r = 0,08$ (реальна ставка без інфляції); C_t — операційні витрати та заміна АКБ; $E_t = 7000 \cdot (1 - 0,0055)^{t-1}$ — річна генерація з урахуванням деградації.

Якщо виключити з розрахунку частину CAPEX, пов'язану з АКБ (яка забезпечує резервне живлення та peak shaving, тобто виконує функцію не лише генерації, а й зберігання та оптимізації), то LCOE лише для ФЕС складе:

$$LCOE_{\text{ФЕС}} = \frac{266\,265 + 36\,000}{75\,810} = \frac{302\,265}{75\,810} = 3,99$$

Це значення на 7,6% нижче за поточний мережевий тариф (4,32 грн/кВт·год) і більш ніж удвічі нижче за прогнозований тариф 2028 року (6,64 грн/кВт·год). Таблиця 4.6 узагальнює розраховані значення LCOE та мережевих тарифів для наочного порівняння.

Таблиця 4.6

Порівняння LCOE та тарифів на електроенергію

Показник	Значення, грн/кВт·год	Значення, USD/кВт·год
LCOE повної системи (ФЕС + АКБ)	7,66	0,185
LCOE лише ФЕС (без АКБ)	3,99	0,096
Мережевий тариф 2026	4,32	0,104
Прогноз тарифу 2028	6,64	0,160
«Зелений» тариф 2026	5,77	0,139

Зведені техніко-економічні показники. Таблиця 4.7 містить усі ключові техніко-економічні показники проєкту, що є обов'язковими для кваліфікаційної роботи зі спеціальності 141.

Таблиця 4.7

Зведені техніко-економічні показники проєкту

№	Показник	Одиниця	Значення
1	Капітальні витрати (CAPEX)	грн / USD	466 965 / 11 253
2	Річна економія (Варіант 1)	грн/рік	33 985

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3	Річна економія (Варіант 2, тризонний + peak shaving)	грн/рік	39 186
4	Простий термін окупності (Варіант 1)	років	13,7
5	Простий термін окупності (Варіант 2)	років	11,9
6	Ток з урахуванням зростання тарифу 10%/рік	років	8,6
7	NPV за 25 років ($r = 12\%$, $g = 8\%$)	грн / USD	+142 135 / +3 425
8	IRR	%	15,2
9	LCOE (повна система)	грн/кВт·год	7,66
10	LCOE (тільки ФЕС)	грн/кВт·год	3,99
11	Загальна виручка від «зеленого» тарифу (до 2030 р.)	грн	~50 480
12	Скорочення витрат на електроенергію за 25 р.	грн	~1 674 285
13	Скорочення викидів CO ₂ (за самоспоживанням)	т/рік	1,76
14	Ресурс АКБ (Pylontech US5000B)	циклів	> 6 000
15	Гарантований термін служби ФЕМ	років	25

Аналіз зведених показників таблиці 4.7 підтверджує, що проєкт комбінованої системи живлення є економічно обґрунтованим за всіма ключовими критеріями: $NPV > 0$, $IRR > r$, $LCOE_{\text{ФЕС}} < T_{\text{ел}}$. Термін окупності 8,6–13,7 років (залежно від тарифного сценарію та темпів зростання тарифів) є типовим для побутових гібридних систем в умовах України та відповідає рекомендаціям IRENA щодо критеріїв економічної доцільності ВДЕ-проєктів у побутовому секторі. Позитивний NPV у всіх трьох сценарних варіантах ($g = 6\text{--}10\%$ /рік) свідчить про стійкість інвестиційної привабливості проєкту до зміни макроекономічних умов.

Висновки до розділу 4

На основі аналізу вихідних добових та місячних графіків навантаження і генерації доведено, що запропонована конфігурація комбінованої системи (ФЕС 6,6 кВт + АКБ 19,2 кВт·год + інвертор 10 кВА) забезпечує раціональний баланс між потужністю, ємністю та характером споживання, що дозволяє максимально використовувати власну генерацію у всі сезони року.

Розрахунки режиму зменшення пікового навантаження (peak shaving) показали зниження пікової потужності на вводі з 7,2 кВт до 4,0 кВт (на 44,4%), що зменшує струм у вводі більш ніж удвічі, дозволяє спростити апаратуру захисту і

водночас дає екологічний ефект у вигляді скорочення викидів CO₂ на 1,76–2,53 т/рік (≈ 39 т за 25 років).

Економічні розрахунки продемонстрували, що за базового сценарію ($CF_0 = 39\,186$ грн/рік, $g = 10\%/рік$, $r = 12\%$) інтеграція ФЕС, АКБ та інвертора забезпечує позитивний $NPV_{25} = +121$ тис. грн, дисконтовану окупність 19 років, внутрішню норму рентабельності $IRR \approx 14,5\%$ та питомий LCOE власної генерації 3,99 грн/кВт·год, що є конкурентним відносно прогнозних роздрібних тарифів.

Сценарний аналіз та аналіз чутливості показали, що проєкт зберігає інвестиційну привабливість у широкому діапазоні параметрів: при $g \geq 8,72\%/рік$ та $r \leq 13,1\%$ проєкт залишається беззбитковим ($NPV \geq 0$), має запас міцності 26% за CAPEX та 81% за вартістю заміни АКБ, тоді як основним критичним чинником є початкова річна економія CF_0 і правильний вибір тарифного режиму (тризонний тариф + peak shaving).

Електроенергетичний аналіз чотирьох режимів роботи системи (self-consumption, night-charge, peak shaving, island mode) показав, що вона може гнучко адаптуватися до сезонних умов та аварійних ситуацій: влітку — максимізувати самоспоживання та експорт надлишків, взимку — виконувати тарифний арбітраж через нічний заряд, у перехідні сезони — ефективно «зрізати» ранкові й вечірні піки, а в разі багатогодинних відключень — забезпечувати до 12 год автономної роботи з живленням критичних споживачів без порушення допустимого діапазону SoC АКБ.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

1. На основі аналізу сучасних мережевих, автономних та гібридних систем електропостачання показано, що для побутових об'єктів в умовах нестабільної роботи ОЕС України найбільш доцільною є гібридна комбінована система, яка поєднує переваги мережевих і автономних рішень та дозволяє інтегрувати відновлювані джерела й накопичувачі енергії. Обґрунтовано вибір сонячної фотоелектричної генерації як базового виду ВДЕ для приватного сектору, доцільність застосування сучасних монокристалічних модулів та літій-залізо-фосфатних акумуляторів, а також сформульовано вимоги до майбутньої системи: забезпечення резервного живлення критичних навантажень, підвищення енергетичної автономності, зниження споживання з мережі й можливість реалізації режимів енергоменеджменту (зокрема peak shaving).

2. Виконано детальний розрахунок електричних навантажень побутового об'єкта, побудовано сезонні добові графіки споживання та визначено річне електроспоживання на рівні близько 6742,9 кВт·год, а також розрахункове пікове навантаження 7,2 кВт, яке визначає вимоги до потужності джерел живлення. На основі аналізу енергетичного балансу для кліматичних умов Київської області обґрунтовано раціональну конфігурацію комбінованої системи – фотоелектрична станція потужністю 6,6 кВт, гібридний інвертор 10 кВА та акумуляторна батарея ємністю 20,48 кВт·год – що забезпечує річну генерацію 5629,6 кВт·год, покриття 83,5% споживання, зменшення імпорту з мережі до 2823,4 кВт·год/рік (–58,1%) і створює передумови для ефективної реалізації режимів резервування та peak shaving.

3. Розроблено функціональну, структурну та принципову електричні схеми комбінованої системи живлення, в яких гібридний інвертор виконує функції мережевого й автономного джерела, зарядного пристрою для АКБ та центрального вузла керування потоками потужності між мережею, ФЕС, акумулятором і навантаженнями. Виконано техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання (ФЕМ 6,6 кВт, АКБ 20,48 кВт·год, інвертор 10 кВА, засоби захисту та автоматики) із загальним обсягом капітальних витрат близько 466 965 грн,

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

показано доцільність використання тризонного тарифу та режиму peak shaving, що дозволяє збільшити річну економію електроенергії до 39 186 грн, а також розроблено комплекс заходів з електробезпеки та захисту від аварійних режимів відповідно до чинних норм.

4. Показано, що запропонована комбінована система забезпечує високі енергетичні показники (коефіцієнт самоспоживання сонячної генерації 69,6%, скорочення імпорту з мережі на 58,1%) та реалізує ефективний режим peak shaving, завдяки якому пікова потужність на вводі зменшується з 7,2 до 4,0 кВт ($\approx -44,4\%$), що знижує струмові навантаження та вимоги до приєднання. Оцінка екологічного ефекту засвідчила скорочення викидів CO₂ приблизно на 1,76 т/рік (близько 39 т за 25 років), а техніко-економічні розрахунки (NPV, IRR, LCOE, термін дисконтованої окупності) та сценарний аналіз підтвердили економічну доцільність і стійкість проєкту в широкому діапазоні зміни тарифів, ставок дисконту й вартості обладнання.

5. На основі аналізу сучасних рішень, розрахунку навантажень та енергетичного балансу, проєктування схемної частини та техніко-економічного й екологічного обґрунтування розроблено технічно реалізовувану комбіновану систему живлення побутового об'єкта з інтеграцією фотоелектричної станції потужністю 6,6 кВт, гібридного інвертора 10 кВА та модульної АКБ ємністю 20,48 кВт·год. Запропоноване рішення підвищує надійність і автономність електропостачання, зменшує споживання та пікове навантаження з мережі, забезпечує позитивний економічний і відчутний екологічний ефект протягом життєвого циклу системи, що робить його доцільним для впровадження у приватному секторі Київської області та інших регіонів України.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. IEC 62109-1:2010. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Part 1: General requirements. – Geneva : IEC, 2010. – 108 p.
2. IEC 62109-2:2011. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Part 2: Particular requirements for inverters. – Geneva : IEC, 2011. – 92 p.
3. ДСТУ 8302:2015. Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання. – Чинний від 2016-07-01. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 17 с.
4. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15> (дата звернення: 10.05.2026).
5. Постанова Кабінету Міністрів України від 31.05.2024 № 632 «Про встановлення єдиного фіксованого тарифу на електроенергію для побутових споживачів». URL: <https://mev.gov.ua/en/storinka/tariffs-and-prices> (дата звернення: 10.05.2026).
6. International Energy Agency. World Energy Outlook 2024 / IEA. – Paris : IEA Publications, 2024. – 358 p. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c036b390-ba9c-4132-870b-ffb455148b63/WorldEnergyOutlook2024.pdf> (дата звернення: 10.05.2026).
7. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2023 / International Renewable Energy Agency. – Abu Dhabi : IRENA, 2024. – 160 p. URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-power-generation-costs-in-2023> (дата звернення: 10.05.2026).
8. Green M. A., Dunlop E. D., Yoshita M. et al. Solar cell efficiency tables (Version 65) // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. – 2025. – Vol. 33, No. 1. – P. 3–15. DOI: 10.1002/pip.3831.
9. Shavolkin O., Shvedchykova I., Demishonkova S., Pavlenko V. Increasing the efficiency of hybrid photoelectric system equipped with a storage battery to meet the needs of local object with generation of electricity into grid // Przegląd Elektrotechniczny. – 2021. – Vol. 97, No. 11. – P. 68–72. DOI: 10.15199/48.2021.11.14.

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк. 93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Shvedchykova I., Trykhlieb A., Trykhlieb S., Demishonkova S., Pavlenko V. Determining the efficiency of restored photovoltaic modules under natural lighting conditions // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2024. – Vol. 132, No. 8. – P. 14–22.

11. Pavlenko V., Volianyk O., Ponomarenko I., Danylchenko D. Doslidzhennia perspektyv rozvytku tekhnolohii «rozumnykh enerhosvystem» iz zastosuvanniam rozpodilenykh baz danykh // Enerhetyka i avtomatyka. – 2024. – No. 5. – S. 66–76.

12. Nikitin Y., Pavlenko V., Volianyk O. The Role of Smart Technologies in Improving the Reliability and Efficiency of Power Grids // Tekhnichna tvorchist: zb. nauk. pr. – 2024. – No. 8. – S. 91–92.

13. Greenpeace. Ukraine Can Meet Its Energy Needs Solely with Wind and Solar Energy : study / Inst. for Sustainable Futures UTS ; Greenpeace. – Hamburg ; Kyiv, 2024. – 34 p. URL: <https://www.greenpeace.org/ukraine/en/investigations-reports/1679/> (дата звернення: 10.05.2026).

14. Teske S. Ukraine: Solar and Wind Energy Assessment / UTS Institute for Sustainable Futures. – Sydney : UTS, 2024. – 46 p. URL: https://www.uts.edu.au/globalassets/sites/default/files/2024-04/GPD_Ukraine_2024_04_11_FINAL.pdf (дата звернення: 10.05.2026).

15. Jermalavicius T., Roigas K., Sukhankin S. The Staying Power of Ukrainian Lights : ICDS Report / International Centre for Defence and Security. – Tallinn : ICDS, 2025. – 58 p. URL: <https://icds.ee> (дата звернення: 15.05.2026).

16. Global Solar Atlas 2.0. Solar resource maps of Ukraine / World Bank Group, Solargis. – Washington, DC : ESMAP, 2024. URL: <https://globalsolaratlas.info/download/ukraine> (дата звернення: 10.05.2026).

17. UNDP ; World Bank. Ukraine Energy Damage Assessment. Update June 2023. – New York : UNDP, 2023. – 72 p. URL: <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2023-06/undp-ua-energy-damage-assessment.pdf> (дата звернення: 10.05.2026).

18. KSE Institute. Assessment of Damages and Losses to Ukraine's Energy Sector / Kyiv School of Economics. – Kyiv : KSE, 2024. – 38 p. URL:

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк. 94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

https://dtek.com/content/upload/urc/Kyiv%20School%20of%20Economics_2024.pdf
(дата звернення: 10.05.2026).

19. Ministry of Energy of Ukraine. Development of Distributed Generation: Key Outcomes 2025. – Kyiv, 2026. URL: <https://mev.gov.ua/en/news/ukraines-energy-sector-2025-development-distributed-generation> (дата звернення: 10.05.2026).

20. Ministry of Energy of Ukraine. Government Extends Preferential Electricity Tariff for Households until End of October 2026. – Kyiv, 2026. URL: <https://mev.gov.ua/en/news/government-extends-preferential-electricity-tariff-households-until-end-october-2026> (дата звернення: 10.05.2026).

21. Low Carbon Ukraine. Assessing the Economics of Prosumer Provisions for Residential Rooftop PV in Ukraine. – Kyiv : LCU, 2023. – 48 p. URL: <https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/Assessing-the-economics-of-prosumer-provisions-for-residential-rooftop-PV-4.pdf> (дата звернення: 10.05.2026).

22. SolarMax. Net Billing v Ukraini u 2026 rotsi. URL: <https://solarmax.in.ua/net-billing> (дата звернення: 10.05.2026).

23. LONGi Solar. Product Datasheet Hi-MO 7 LR8-66HGD Series (595–625 Wp) / LONGi Solar Technology Co., Ltd. – Xi'an : LONGi, 2024. URL: <https://eu.longi.com/large-scale-utility-solutions/hi-mo-7> (дата звернення: 10.05.2026).

24. JA Solar. DeepBlue 4.0 Pro N-type TOPCon Module Datasheet / JA Solar Holdings Co., Ltd. – Shanghai : JA Solar, 2024. URL: <https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=453> (дата звернення: 10.05.2026).

25. Drozd S. Solar energy potential mapping in Ukraine through spatial analysis // International Journal of Remote Sensing. – 2024. – Vol. 45, No. 3. – P. 780–798. DOI: 10.1080/22797254.2024.2362390.

26. Deye Inverter. Hybrid Inverter SUN-8-10-12K-SG04LP3-EU : Product Datasheet / Deye Inverter Technology Co., Ltd. – Wenzhou : Deye, 2024. URL: <https://www.deyeinverter.com> (дата звернення: 10.05.2026).

27. Pylontech. US5000 Series LiFePO4 Rechargeable Battery : Operation Manual / Pylon Technologies Co., Ltd. – Shanghai : Pylontech, 2023. URL: <https://en.pylontech.com.cn/products/us5000> (дата звернення: 10.05.2026).

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

28. BYD. Battery-Box Premium HVS/HVM : Product Datasheet v1.6 / BYD Company Ltd. – Shenzhen : BYD, 2024. URL: https://www.bydzambia.com/wp-content/uploads/2024/11/BYD-Battery-Box-Premium-Datasheet-HVS_HVM-V1.6-EN.pdf (дата звернення: 10.05.2026).

29. Pavlenko V., Volianyk O. Research of Technical Solutions for Cybersecurity of Power Systems with Integrated Renewable Energy Sources // Tekhnichna tvorchist: zb. nauk. pr. – 2024.

30. UNECE. Ukraine's Biomass and Renewable Energy Sector Evaluation / United Nations Economic Commission for Europe. – Geneva : UNECE, 2023. – 54 p. URL: https://unece.org/sites/default/files/2023-08/ECE_ENERGY_GE.7_2023_4e.pdf (дата звернення: 10.05.2026).

31. Greenddeal Ukraine. Innovative Grid Technologies to Support Ukraine's Power Sector Recovery. – Kyiv : Green Deal Coalition for Ukraine, 2026. – 62 p. URL: <https://greenddealukraina.org/products/analytical-reports/innovative-grid-technologies-to-support-ukraines-power-sector-recovery> (дата звернення: 15.05.2026).

32. u-energie.de. LiFePO4 vs. NMC: Which Battery Is Better for Home Energy Storage? URL: <https://en.u-energie.de/blogs/lifepo4-vs-nmc-which-battery-is-better-for-home-energy-storage> (дата звернення: 10.05.2026).

33. Pavlenko V., Ponomarenko I., Morhulets O. Synergy of Blockchain and Artificial Intelligence for Decentralized Smart Energy Management // Proc. Int. Conf. on Smart Innovations in Energy and Mechanical Systems. – 2025. – P. 184–194.

34. IRENA. Utility-Scale Batteries: Innovation Outlook / International Renewable Energy Agency. – Abu Dhabi : IRENA, 2019. – 92 p. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Utility-scale-batteries> (дата звернення: 10.05.2026).

35. UkraineInvest. Investment Opportunity of the Energy Sector of Ukraine. – Kyiv : UkraineInvest, 2024. – 44 p. URL: <https://ukraineinvest.gov.ua/wp-content/uploads/2024/11/energy-sector-of-ukraine2-1.pdf> (дата звернення: 10.05.2026).

36. Sanlarix. Zelenyi taryf chy Net Billing: shcho obraty u 2026 rotsi dlia zarobitku. URL: <https://sanlarix.com.ua/zelenyj-taryf-2025-aktualni-taryfy-ta-perspektyvy-zarobitku/> (дата звернення: 10.05.2026).

					02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 011 ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		