

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к. т. н., професор

_____ Петро ПЛЄШКОВ

« _____ » _____ 20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

«Підвищення енергоефективності машинобудівного підприємства на базі системи накопичення електроенергії»

Виконав здобувач вищої освіти

II курсу магістратури, групи ЕНМ-24М

ОПП «Енергетичний менеджмент»

спеціальності 141 «Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка»

_____ Сергій МЕЛЬНИКОВ

« _____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к. т. н., доц.

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

« _____ » _____ 2025 р.

Рецензент _____

« _____ » _____ 2025 р.

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна (Освітньо-наукова) програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Петро ПЛЄШКОВ

«_____» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Мельников Сергій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Підвищення енергоефективності машинобудівного підприємства на базі системи накопичення електроенергії.

Improving the energy efficiency of a machine-building enterprise based on an electricity storage system»

2. Керівник роботи Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

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

3. Строк подання роботи до захисту 12.12.2025 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи підвищення енергетичної ефективності машинобудівного підприємства шляхом розробки та обґрунтування параметрів системи накопичення енергії, що забезпечує мінімізацію питомих енерговитрат і технологічних ризиків.

Завдання: 1. Проаналізувати режими електроспоживання та технологічні особливості машинобудівного заводу, виявити фактори зниження ефективності. 2. Обґрунтувати комплексний критерій оцінювання енергоефективності. 3. Розробити методику вибору потужності та ємності СНЕ для реалізації багатоцільового режиму роботи. 4. Виконати розрахунок параметрів СНЕ та техніко-економічне обґрунтування її впровадження. 5. Розробити заходи з охорони праці та техніки безпеки при експлуатації потужних систем накопичення енергії електротехнічним персоналом.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к. т. н., доц. Савеленко І. В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Актуальність дослідження</i>	<i>2.09 – 4.09</i>	
2	<i>Розділ 1. Аналіз стану енергоефективності машинобудування та ролі систем накопичення</i>	<i>5.09 – 20.09</i>	
3	<i>Розділ 2. Розробка математичних моделей та методики вибору параметрів системи накопичення</i>	<i>23.09 – 18.10</i>	
4	<i>Розділ 3. Чисельне моделювання та обґрунтування технічної реалізації системи</i>	<i>21.10 – 8.11</i>	
5.	<i>Розділ 4. Охорона праці</i>	<i>11.11 – 15.11</i>	
6.	<i>Формулювання загальних висновків</i>	<i>18.11 – 22.11</i>	
7.	<i>Оформлення переліку використаних джерел</i>	<i>25.11 – 27.11</i>	
8.	<i>Оформлення презентаційного матеріалу у вигляді слайдів</i>	<i>28.11 – 8.12</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
(ім'я та прізвище)

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Сергій МЕЛЬНИКОВ
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 77 с.; 10 рис.; 5 табл.; 22 джерела.

Мельников С. О. Підвищення енергоефективності машинобудівного підприємства на базі системи накопичення електроенергії. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Мета роботи – підвищення енергетичної ефективності машинобудівного підприємства шляхом розробки та обґрунтування параметрів системи накопичення енергії, що забезпечує мінімізацію питомих енерговитрат і технологічних ризиків.

У першому розділі виконано аналіз стану енергоефективності в галузі та визначено роль систем накопичення як інструменту керування попитом. Обґрунтовано доцільність застосування літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів для умов промислового об'єкта. У другому розділі розроблено математичну модель функціонування СНЕ, яка враховує процеси деградації акумуляторів, та запропоновано методика вибору оптимальних параметрів системи за критерієм максимізації чистого приведенного доходу (NPV). У третьому розділі проведено імітаційне моделювання режимів роботи та обґрунтовано вибір обладнання. У четвертому розділі проаналізовано шкідливі та небезпечні виробничі фактори на машино-будівному заводі, зокрема специфічні ризики експлуатації літій-іонних батарей, та обґрунтовано комплекс інженерно-технічних заходів із забезпечення електро- та пожежної безпеки.

Результати роботи можуть бути використані при проектуванні СНЕ для промислових підприємств потужністю до 25 МВт з метою опосередкованого підвищення їх енергоефективності шляхом оптимізації графіків електричного навантаження.

Ключові слова: енергоефективність, система накопичення енергії, графік електричного навантаження, енергетичний арбітраж, чистий приведений дохід.

ABSTRACT

Qualification work 77 p.; 10 fig.; 5 tabl.; 22 sources.

Melnykov S. O. Improving the energy efficiency of a machine-building enterprise based on an electricity storage system. - Manuscript.

Master's thesis in the specialty 141 "Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics," educational program "Energy Management." – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The aim of the thesis is to improve the energy efficiency of a machine-building enterprise by developing and substantiating the parameters of an energy storage system (ESS), ensuring the minimization of specific energy costs and technological risks. The first section analyzes the state of energy efficiency in the industry and defines the role of storage systems as a tool for demand management. The feasibility of using lithium iron phosphate (LFP) batteries for the conditions of an industrial facility is substantiated. The second section develops a mathematical model of ESS operation, which accounts for battery degradation processes, and proposes a methodology for selecting optimal system parameters based on the criterion of maximizing Net Present Value (NPV). The third section presents the simulation modeling of operating modes and substantiates the equipment selection. The fourth section analyzes harmful and hazardous production factors at the machine-building plant, particularly the specific risks associated with the operation of lithium-ion batteries, and substantiates a set of engineering and technical measures to ensure electrical and fire safety.

The results of the work can be used in the design of ESS for industrial enterprises with a capacity of up to 25 MW to indirectly increase their energy efficiency by optimizing electric load curves.

Keywords: energy efficiency, battery energy storage system, electric load curve, energy arbitrage, net present value

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ВАЖКОГО МАШИНО- БУДУВАННЯ ТА РОЛІ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ	12
1.1. Характеристика технологічного процесу важкого машинобудування як споживача електроенергії.....	12
1.2. Структура комерційних втрат підприємства в сучасних умовах ринку електроенергії	15
1.3. Аналіз сучасних технологій накопичення енергії для промислового застосування.....	17
1.4. Обґрунтування критерію оцінювання енергоефективності з урахуванням технологічних ризиків	23
1.5. . Мета та задачі дослідження.....	25
1.6. Висновки до розділу 1	27
2. РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДИКИ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ НАКОПИЧЕННЯ.....	29
2.1. Формалізація графіків електричних навантажень підприємства.....	29
2.2. Математична модель режимів роботи системи накопичення енергії.....	33
2.3. Розробка стратегії диспетчеризації режимів роботи СНЕ.....	37
2.4. Методика обґрунтування оптимальних параметрів СНЕ за критерієм економічної ефективності	41
2.5. Висновки до розділу 2	43

3. ЧИСЕЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ СИСТЕМИ.....	45
3.1. Характеристика об'єкта дослідження та вихідні дані для моделювання	45
3.2. Визначення оптимальної конфігурації системи СНЕ	47
3.3. Вибір силового обладнання та розробка схеми приєднання.....	51
3.4 Оцінка показників економічної ефективності проекту.....	54
3.5. Аналіз чутливості проекту до зміни ринкових факторів	59
3.6. Висновки до розділу 3	62
4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	64
4.1. Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів.....	64
4.2. Заходи безпеки щодо усунення небезпечних та шкідливих факторів.....	66
4.3. Розрахунок заземлюючого пристрою	69
4.4. Висновки до розділу 3	73
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	74
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	76

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- БМР – будівельно-монтажні роботи;
- ВДР – внутрішньодобовий ринок;
- ГЗП – головна знижувальна підстанція;
- ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;
- ККД – коефіцієнт корисної дії;
- КЛ – кабельна лінія;
- КТП – комплектна трансформаторна підстанція;
- МРЗ – мікропроцесорний релейний захист;
- ОЕС – об’єднана енергетична система (України);
- ПБЗ – перемикання без збудження (для трансформаторів);
- ПВР – проектно-вишукувальні роботи;
- ПЛАС – план ліквідації аварійних ситуацій;
- РДН – Ринок «на добу наперед»;
- СНЕ – система накопичення енергії;
- ТУ – технічні умови.

ВСТУП

Сучасне машинобудування України функціонує в умовах жорсткого дефіциту енергетичних ресурсів та стрімкого зростання вартості електроенергії.

Для енергоємних підприємств, таких як заводи з виробництва гідравлічних вузлів та агрегатів, частка енергетичної складової у собівартості продукції стає критичним фактором конкурентоспроможності. Специфіка технологічних процесів машинобудування (робота потужного верстатного обладнання, термічних дільниць, випробувальних стендів) зумовлює значну нерівномірність добових графіків електричного навантаження. Це призводить до підвищених витрат на оплату пікової потужності та ризиків штрафних санкцій за небаланси на ринку електричної енергії.

Високоточне обладнання з числовим програмним керуванням (ЧПК) висуває підвищені вимоги до надійності електропостачання, його раптове знеструмлення не лише призводить до браку дороговартісної заготовки, але й може спричинити вихід з ладу самого верстату. Відновлення робочого процесу якого вимагає тривалого часу на перевірку всіх систем та їх калібрування.

Традиційні методи підвищення енергоефективності (організаційні заходи, модернізація двигунів, встановлення перетворювачів частоти) на сьогодні значною мірою вичерпали свій потенціал. Тому перспективним напрямом підвищення енергоефективності машинобудівних підприємств є впровадження промислових систем накопичення електроенергії (СНЕ), які дозволяють реалізувати стратегії керування попитом (Demand Side Management), забезпечити резервування критичних навантажень та оптимізувати графік споживання підприємства.

Отже, обґрунтування параметрів та дослідження режимів роботи системи електропостачання машинобудівних підприємств з використанням накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності та надійності в умовах динамічного ринку є актуальним науково-практичним завданням.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення енергетичної ефективності машинобудівного підприємства шляхом розробки та обґрунтування параметрів системи накопичення енергії, що забезпечує мінімізацію питомих енерговитрат і технологічних ризиків.

Для досягнення мети поставлено такі завдання:

- проаналізувати режими електроспоживання та технологічні особливості машинобудівного заводу, виявити фактори зниження ефективності;
- обґрунтувати комплексний критерій оцінювання енергоефективності, що базується на вартості життєвого циклу системи та враховує збитки від технологічних ризиків електропостачання;
- розробити методику вибору потужності та ємності СНЕ для реалізації багатоцільового режиму роботи: вирівнювання графіка навантаження («зрізання піків»), отримання прибутку на ринку («арбітраж») та гарантованого живлення відповідальних споживачів («UPS-режим»);
- виконати розрахунок параметрів СНЕ та техніко-економічне обґрунтування її впровадження;
- розробити заходи з охорони праці та техніки безпеки при експлуатації потужних систем накопичення енергії електротехнічним персоналом.

Об'єкт дослідження: процеси споживання та перетворення електричної енергії в електротехнічному комплексі машинобудівного заводу.

Предмет дослідження: методи та засоби підвищення енергоефективності і надійності електропостачання машинобудівного заводу на базі систем накопичення електроенергії.

Методи досліджень: метод системного аналізу, теоретичної електротехніки та теорії електричних кіл, математичної статистики та обробки даних, методи математичного моделювання, методи теорії оптимізації, методи техніко-економічного аналізу.

Наукова цінність отриманих результатів:

- отримала подальший розвиток математична модель вибору параметрів СНЕ шляхом врахування стохастичної природи аварійних відключень та

введення вартісного коефіцієнта технологічних ризиків (прогрів, калібрування, ремонт шпинделів), що дозволяє підвищити точність оцінки ефективності.

Практичне значення отриманих результатів:

- полягає у розробці інженерної методики розрахунку СНЕ для промислових підприємств потужністю до 25 МВт, яка дозволяє обґрунтувати доцільність інвестицій за рахунок зменшення платежів за пікову потужність та мінімізації технологічних збитків.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ МАШИНО- БУДУВАННЯ ТА РОЛІ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ

1.1. Характеристика технологічного процесу машино-будівного підприємства як споживача електроенергії

Сучасне підприємство з виробництва гідравлічних вузлів (гідронасосів, гідромоторів) є складним енерготехнологічним комплексом зі значною споживаною потужністю, яка може сягати кількох десятків мегават. Аналіз структури електроспоживання типового машинобудівного підприємства дозволяє виділити групи обладнання, які формують специфічні вимоги до системи електропостачання.

1. Група механічної обробки (прецизійні верстати з ЧПК). Основу парку складають багатокоординатні оброблювальні центри. Їхні головні приводи (шпинделі) живляться від перетворювачів частоти та серводрайверів, що виключає появу значних пускових струмів під час запуску. Однак, ця група обладнання висуває жорсткі вимоги до безперервності живлення:

- високообертів шпинделі часто оснащені керамічними підшипниками. При раптовому зникненні напруги неможливо виконати штатне гальмування, що призводить до вибігу шпинделя без мастила або різкої зупинки інструменту в деталі. Це може спричинити руйнування дорогих підшипникових вузлів;

- для забезпечення мікронної точності обробки шпиндельний вузол повинен вийти на робочу температуру. Процес «прогріву» (warm-up cycle) перед початком роботи може займати до 30 хвилин. Будь-яке аварійне відключення вимагає повторного циклу перевірки систем верстата, калібрування його осей, та повторного виходу на режим.

2. Група термічної обробки. Ділянка термообробки включає індукційні печі ТВЧ, печі цементації та шахтні електропечі. Це обладнання є основним джерелом нерівномірності графіка навантаження. Одночасне ввімкнення групи печей для

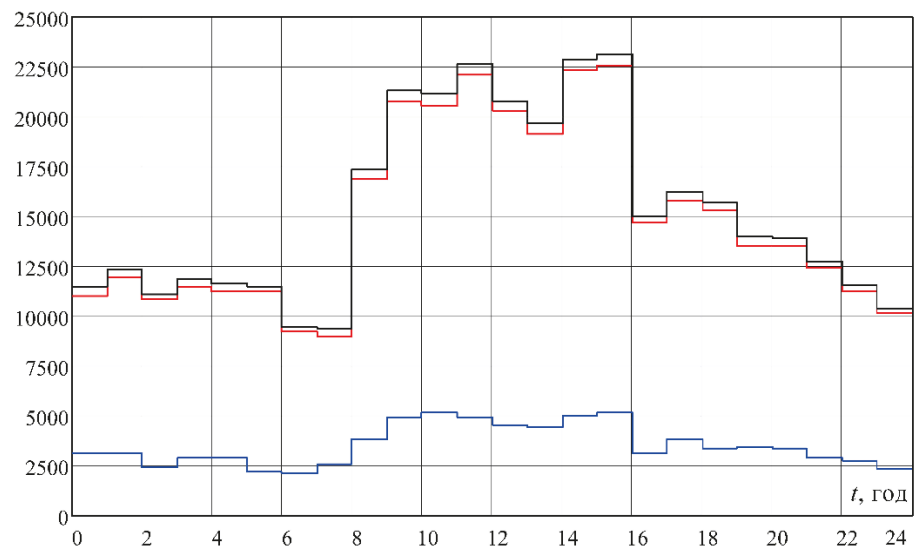
виходу на робочий режим (наприклад, на початку зміни) створює різкий сплеск споживання активної потужності, який може тривати одну дві годин. Саме цей фактор часто призводить до перевищення лімітів договірної потужності.

3. Випробувальні стенди. Стенди обкатки потужних гідронасосів створюють значне динамічне навантаження на мережу, що також впливає на загальний профіль енергоспоживання заводу.

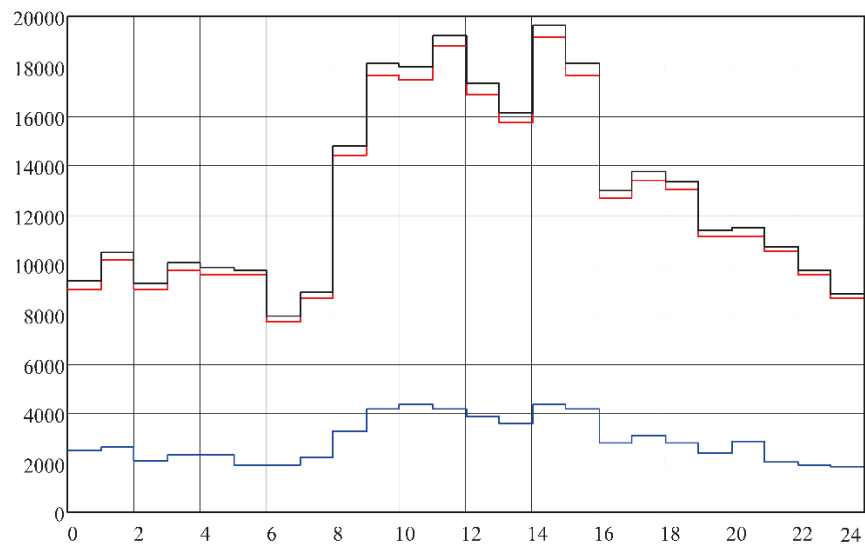
Аналіз типових добових графіків електроспоживання машинобудівного підприємства (рис. 1.1), показує значну нерівномірність електроспоживання, характерну для серійного машинобудування. Як видно з графіків робочих діб, він має чітко виражений двопіковий характер із глибокими провалами у нічні години та під час перерв на обід перерви. Базове навантаження у нічний час (з 00:00 до 06:00) становить близько 11 МВт, що забезпечується роботою печей цементациї, черговим освітленням та системами життєзабезпечення заводу. Початок робочої зміни (08:00) супроводжується стрімким набором потужності – з 9 МВт до 17–20 МВт, що пояснюється одночасним розігрівом індукційних печей та запуску основного верстатного парку. Максимальні пікові навантаження фіксуються в інтервалах 11:00-12:00 (22,1 МВт) та 15:00-16:00 (22,55 МВт).

Характерною особливістю режиму є різке зниження споживання в обідню перерву (12:00–13:00) до 20,3 МВт, а також поступовий спад навантаження після 16:00, коли завершується перша зміна основних цехів. У вихідні дні профіль навантаження стає рівномірним і знижується до рівня 5,6–6,7 МВт, що відповідає роботі чергового обладнання. Така висока дисперсія потужності (коефіцієнт нерівномірності $k_n \approx 0,4$ для зимової доби) створює значне навантаження на систему електропостачання та підтверджує наявність значного потенціалу для вирівнювання графіка за допомогою систем накопичення енергії, особливо в зоні ранкового та вечірнього піків.

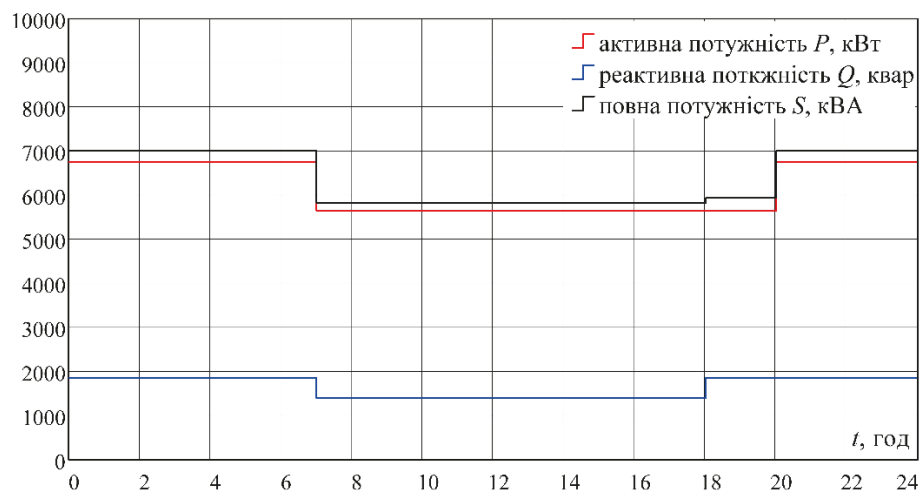
Отже, головною проблемою енергоефективності машинобудівного підприємства є поєднання високих пікових навантажень та жорстких вимог до надійності живлення верстатів з ЧПК. Раптове порушення електропостачання цього обладнання призводить до тривалих простоїв на переналагодження.



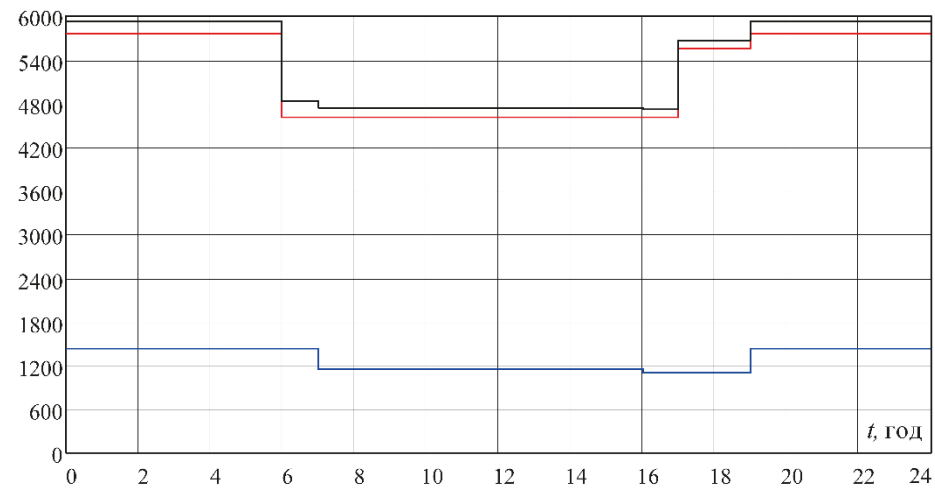
а)



б)



в)



г)

Рис. 1.1 – Типові добові графіки електричних навантажень машинобудівного заводу:

а – робоча зимова доба; б – вихідна зимова доба; в – робоча літня доба; г – вихідна літня доба

1.2. Структура комерційних втрат підприємства в сучасних умовах ринку електроенергії

В умовах лібералізованого ринку, що функціонує відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» [1], принципи формування вартості енергопостачання для великих промислових споживачів зазнали докорінних змін. Для досліджуваного машинобудівного заводу, який приєднаний до мереж напругою 35 кВ (або вище) і оснащений системою погодинного комерційного обліку (АСКОЕ), застосовуються правила для споживачів групи А 1-го класу напруги.

На відміну від побутових споживачів чи малого бізнесу (група Б), для яких діють усереднені тарифи, кінцева вартість електроенергії для даного підприємства є динамічною величиною, що формується з кількох незалежних складових:

1. Вартості закупівлі активної електричної енергії. Оскільки підприємство належить до групи А, розрахунок за активну електроенергію здійснюється на основі погодинних цін ринку «на добу наперед» (РДН). Вартість кіловат-години змінюється 24 рази на добу. Специфіка роботи заводу, описана в попередньому підрозділі, призводить до того, що основні обсяги споживання припадають на періоди ранкового (08:00–11:00) та вечірнього (17:00–21:00) максимумів навантаження енергосистеми. Саме в ці години на ринку діють найвищі граничні ціни, які можуть у 2–3 рази перевищувати нічні тарифи. Таким чином, навіть без збільшення фізичного обсягу споживання, робота в пікові години суттєво здорожчує собівартість продукції.

2. Інфраструктурних платежів (тарифи на послуги). Окрім купівлі самої енергії, споживач 1-го класу сплачує регульовані тарифи:

- тариф на послуги з передачі (сплачується НЕК «Укренерго») – нараховується на весь обсяг спожитої електроенергії;

- тариф на послуги з розподілу (сплачується оператору системи розподілу, ОСР). Для споживачів 1-го класу цей тариф є нижчим, ніж для 2-го класу, через менші технологічні втрати в мережах високої напруги. Проте, критичним

фактором тут є дотримання лімітів договірної потужності. Перевищення заявленої максимальної потужності (яке часто трапляється при одночасному запуску групи індукційних печей) фіксується засобами АСКОЕ і призводить до нарахування штрафних санкцій у вигляді оплати за перевищення договірних величин у двократному розмірі.

3. Фінансової відповідальності за небаланси. Статус споживача групи А накладає зобов'язання щодо точного прогнозування графіка навантаження на наступну добу. Будь-яке відхилення фактичного споживання від заявленого графіка (як у більшу, так і у меншу сторону) класифікується як «небаланс». Ці обсяги енергії автоматично купуються або продаються на балансуєчому ринку за штрафними цінами, що є вкрай не вигідним для підприємства. Враховуючи стохастичний характер роботи верстатного парку та дільниці термообробки, похибка прогнозування може сягати 15–20%, що генерує значні додаткові збитки.

4. Плати за перетікання реактивної електроенергії. Робота асинхронних двигунів та індукційних установок створює значне споживання реактивної потужності. Якщо коефіцієнт потужності ($\cos\phi$) падає нижче нормативного значення (зазвичай 0,9), підприємство сплачує надбавку за перетікання реактивної енергії.

5. Непрямих збитків (технологічний ризик). До структури комерційних втрат слід також віднести збитки, пов'язані з перервами у електропостачанні. Для прецизійного виробництва гідровузлів навіть короткочасна просадка напруги призводить до зупинки верстатів з ЧПК, браку дорогих заготовок та необхідності тривалого переналагодження обладнання. Ці витрати не відображаються у рахунках за електроенергію, але напряму збільшують собівартість продукції.

Отже, аналіз складових тарифу показує, що для підвищення енергоефективності підприємства недостатньо просто зменшити електроспоживання. Необхідно впроваджувати інструменти керування профілем потужності, які дозволять змістити споживання з дорогих пікових зон, уникнути штрафів за перевищення лімітів потужності та мінімізувати небаланси, забезпечуючи при цьому надійність живлення відповідальних споживачів.

1.3. Аналіз сучасних технологій накопичення енергії для промислового застосування

Вибір технології накопичення для підприємства з високим піковим навантаженням проводиться з урахуванням таких критеріїв:

- питомої вартості зберігання (LCOS);
- ресурсу (кількості циклів);
- здатності забезпечувати високі розрядні струми.

З метою оцінки придатності існуючих на ринку промислових СНЕ до вирішення задач заводу гідронасосів, доцільно їх розділити на три класи за функціональним призначенням, яке визначається співвідношенням номінальної потужності та енергоємності (рис. 1.2)

Клас А (Power Intensive / Потужнісні) – це системи призначені для короткочасного використання (час розряду від секунд до 1-ї години). Вони зазвичай використовуються для регулювання частоти, компенсації миттєвих накидів навантаження, стабілізації напруги. Ці системи відповідають вимогам високою швидкодії (<20 мс), а також здатні забезпечувати високі струми розряду (3-5С). Потужнісні системи реалізуються на базі технологій: суперконденсаторів, супермаховиків, високопотужних Li-ion батарей (LTO, NMC).

Клас В (Energy Intensive / Енергоємні) – головною особливістю цих систем є високий запас електроенергії (час розряду від 1 до 10 годин. Такі системи використовуються для зрізання піків (Peak Shaving), енергетичного арбітражу (зсув споживання з ночі на день), розвантаження трансформаторних підстанцій. Вони мають велику ємність, низьку вартість зберігання кВт·год, ресурсна стійкість до глибоких розрядів. Реалізуються за допомогою акумуляторних батарей на основі технологій: проточні редокс-батареї (VRFB), натрій-сірчані (NaS), Li-ion батареї (LFP).



Рис. 1.2 – Класифікація промислових систем накопичення електроенергії

Клас С (Hybrid / Backup / Резервні) – це системи гарантованого живлення. Використовуються для забезпечення роботи критичного обладнання (верстати з ЧПК, системи АСУ ТП) під час аварійних відключень до моменту запуску ДГУ або відновлення живлення з мережі. Вони характеризуються здатністю тривалий час зберігати заряд без саморозряду, мають високу надійність перемикачів. Ці системи можуть бути реалізовані на базі літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів, які поєднують високий ресурс із безпекою, або традиційних свинцево-кислотних батарей (VRLA) для менш відповідальних вузлів.

Згідно з наведеною класифікацією, для умов досліджуваного машинобудівного заводу, де графік навантаження вимагає як зрізання піків тривалістю 2–4 години (системи класу В), так і забезпечення резервного живлення (системи класу С). Виходячи з цього, виконаємо порівняльний аналіз систем накопичення, що реалізовані на базі двох найбільш перспективних технологій для побудови систем накопичення: літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів та ванадієвих окислювально-відновних проточних батарей (VRFB).

На сьогодні технологія літій-залізо-фосфатних акумуляторів (LiFePO_4 / LFP) стала стандартом де-факто для промислових систем накопичення (BESS). На відміну від NMC (нікель-марганець-кобальт) елементів, які використовуються в електромобілях, LFP характеризуються високою термічною стабільністю завдяки міцному молекулярному зв'язку P–O, що мінімізує ризик теплового розгону.

До головних технічних переваг таких систем слід віднести високу щільність енергії, яка дозволяє компактно розміщувати системи мегаватного класу у стандартних 20- або 40-футових морських контейнерах, не займаючи значних площ. Енергетична ефективність циклу заряд-розряд (Round-Trip Efficiency) для LFP-систем досягає 92-5%, що є одним з найкращих показників серед усіх технологій зберігання. Окрім того, твердотільна природа акумуляторів забезпечує надзвичайно швидкий відгук системи на зміну навантаження (менше 20 мс), що є критично важливим фактором для забезпечення безперебійного живлення чутливого промислового обладнання, зокрема верстатів з ЧПК, де навіть короткочасна просадка напруги може призвести до браку продукції. Сучасні акумуляторні батареї на базі LiFePO_4 комірок демонструють високий циклічний ресурс, що сягає 6000–8000 циклів при глибині розряду до 80%, що при режимі щоденного циклування відповідає розрахунковому терміну експлуатації понад 15 років.

Разом з тим, експлуатація літій-іонних систем великої потужності пов'язана з низкою суттєвих недоліків та обмежень, які необхідно враховувати при проектуванні. Однією з головних проблем є жорстка архітектурна прив'язка енергоємності до потужності: масштабування системи для збільшення часу автономної роботи неминуче призводить до необхідності закупівлі додаткових силових модулів, навіть якщо збільшення потужності не вимагається технологічним процесом. Це робить літій-іонні рішення економічно менш привабливими для завдань тривалого зберігання енергії (понад 6–8 годин) порівняно з альтернативними технологіями [2].

Також, попри високу внутрішню стабільність хімії LFP, створення масивів батарей вимагає впровадження складної багаторівневої системи термоменеджменту та моніторингу (BMS) для запобігання перегріву окремих комірок. Промислові стандарти безпеки, зокрема NFPA 855, висувають суворі вимоги до систем пожежогасіння та просторового рознесення контейнерів для локалізації потенційних аварій, що збільшує капітальні витрати на будівельну частину проекту та площу відчуження. Додатковим вагомим аспектом є проблема утилізації: після завершення терміну служби літій-іонні батареї класифікуються як небезпечні відходи, а процес їх переробки є технологічно складним та вартісним, на відміну від систем, де активні матеріали можуть бути відновлені або використані повторно [3, 4].

Альтернативним технологічним напрямком, що розглядається для промислових об'єктів з потребою у тривалому зберіганні енергії (4-10 год або більше), є системи на базі ванадієвих окислювально-відновних проточних батарей (VRFB). Фундаментальною відмінністю цієї технології від твердотільних акумуляторів є архітектурне розмежування потужності та ємності: активна речовина (електроліт) зберігається у зовнішніх баках і за допомогою насосів подається до електрохімічних комірок (стеків), де відбувається перетворення енергії (рис. 1.3). Така конструкція дозволяє незалежно масштабувати параметри системи: для збільшення часу автономної роботи достатньо збільшити об'єм баків з електролітом без необхідності закупівлі дороговартісних силових модулів [4].

До беззаперечних переваг VRFB слід віднести їхній винятковий експлуатаційний ресурс. Оскільки реакції відбуваються у рідкій фазі без структурних змін електродів, система здатна витримувати понад 15000–20000 глибоких циклів заряд-розряд без суттєвої деградації ємності, що забезпечує термін служби до 20–25 років. Крім того, водний розчин електроліту є негорючим та вибухобезпечним, що знімає ризики теплового розгону і спрощує вимоги до систем пожежогасіння на промислових об'єктах з підвищеною небезпекою. Важливим економічним аспектом є висока залишкова вартість системи: після завершення експлуатації електроліт не стає відходом, а може бути відновлений або використаний повторно, що суттєво покращує показники LCOS у довгостроковій перспективі [5, 6].

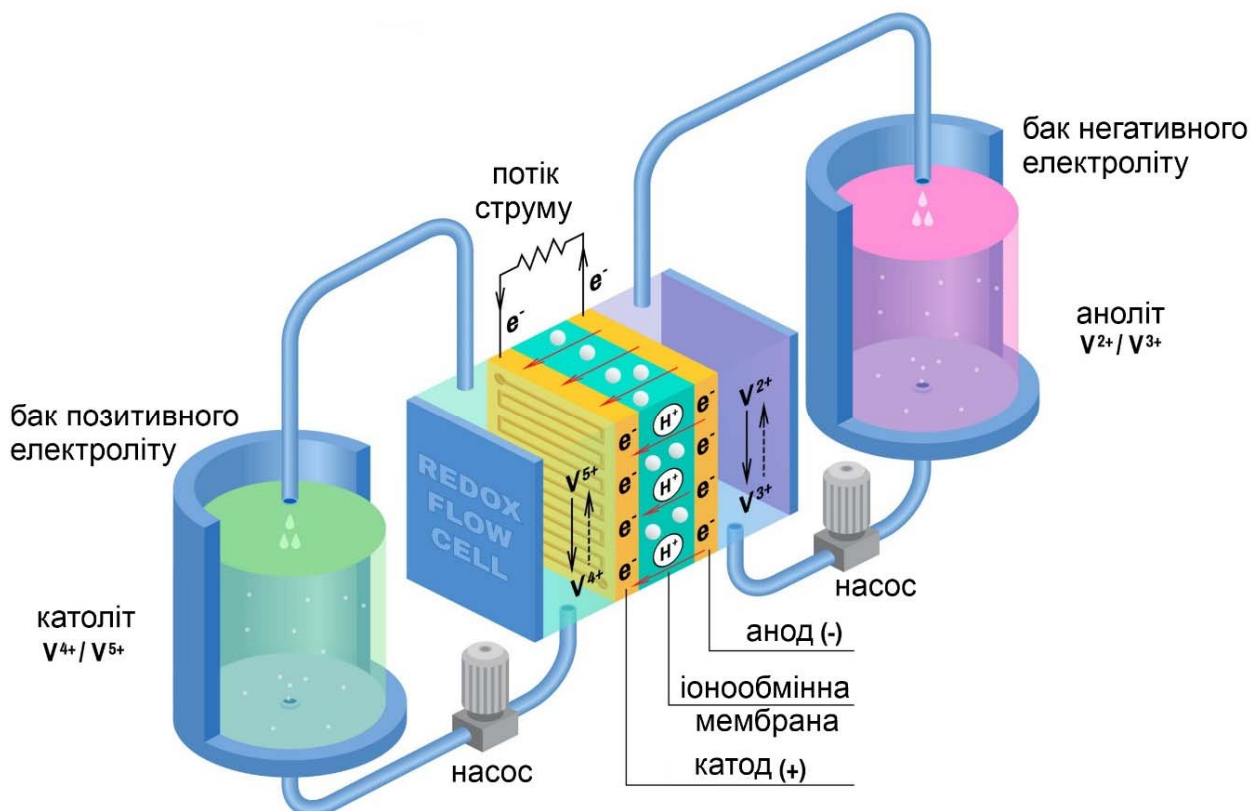


Рис. 1.3– Схема проточної окисно-відновної ванадієвої батареї

Водночас, широке впровадження проточних батарей для задач цехового рівня стримується низкою техніко-економічних факторів. Головним недоліком є низька питома щільність енергії (близько 20–30 Вт·год/л), що вимагає значних площ для розміщення резервуарного парку. Окрім того, VRFB мають високу частку постійних витрат на допоміжне обладнання (насоси, системи керування потоками), що робить їх питому вартість (кВт·год) менш конкурентною порівняно з літій-іонними системами для циклів тривалістю до 4 годин. Економічна перевага VRFB розкривається переважно у проектах тривалого зберігання енергії (6–10 годин і більше), що виходить за межі потреб вирівнювання піків досліджуваного машинобудівного заводу [7].

Порівняння характеристик систем накопичення на цих двох технологіях представлено на рис. 1.4

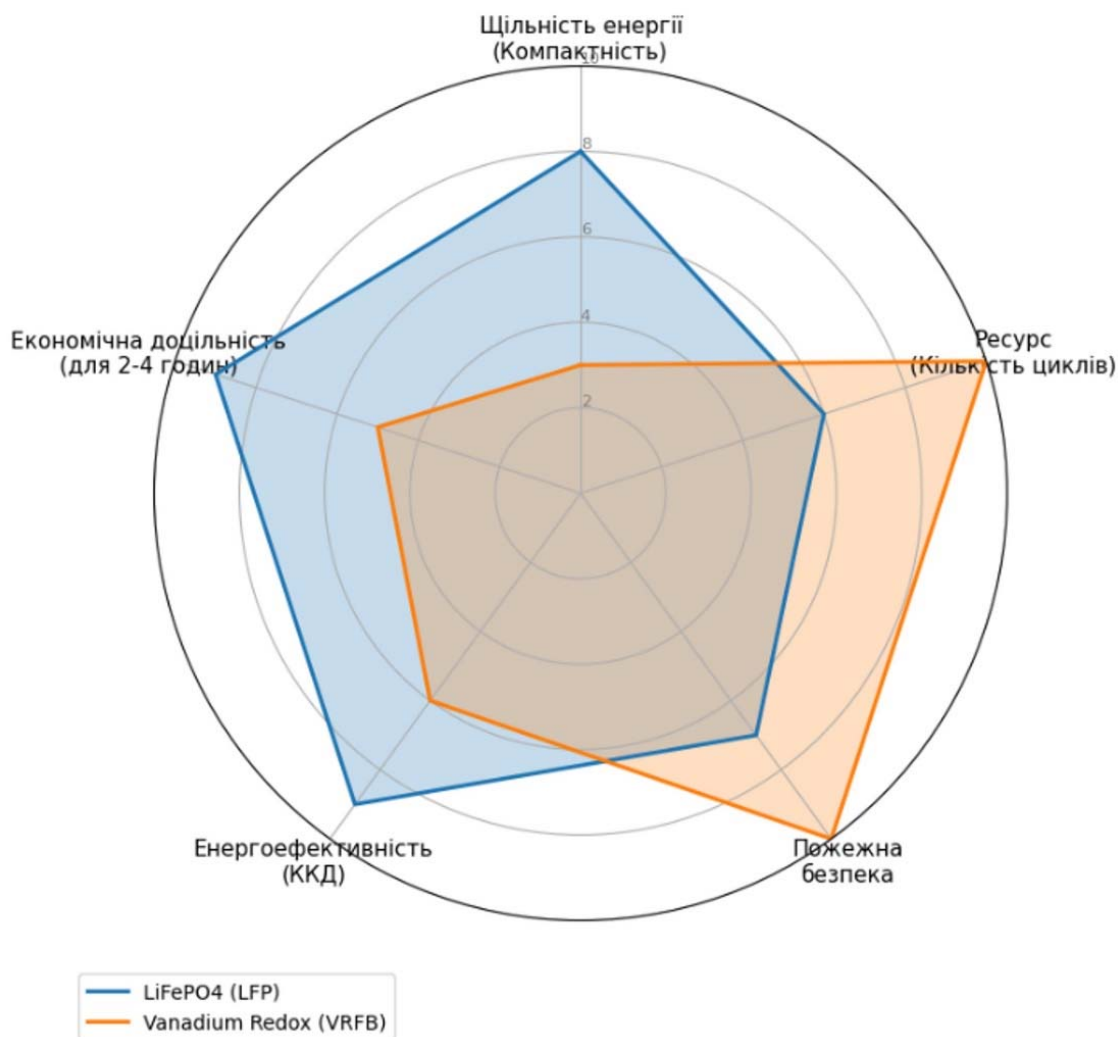


Рис. 1.4– Порівняння характеристик технологій накопичення для умов машинобудівного заводу.

Таким чином, проведений аналіз показує, що для умов машинобудівного заводу з його обмеженими площами та необхідністю високої швидкодії системи, оптимальним рішенням є використання літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів. Ця технологія забезпечує найкращий баланс між енергоефективністю, компактністю та вартістю для циклів тривалістю 2–4 години, що дозволяє реалізувати як функцію зрізання піків, так і аварійного резервування потужності.

1.4. Обґрунтування критерію оцінювання енергоефективності з урахуванням технологічних ризиків

В умовах переходу до ринкових механізмів ціноутворення (РАВ-тарифи, ринок «на добу наперед»), традиційні показники енергоефективності, такі як питомі витрати палива чи ККД, перестають бути вичерпними критеріями прийняття рішень. Для промислового споживача пріоритетом стає не просто фізичне зменшення споживання кВт·год, а мінімізація вартості енергозабезпечення при гарантованому рівні надійності.

1.4.1. Формалізація критерію

В якості основного критерію ефективності впровадження СНЕ пропонується використовувати показник чистого приведеного доходу (Net Present Value – NPV), який дозволяє звести різночасові доходи та витрати до поточного моменту:

$$K_{eff} = NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \rightarrow \max \quad (1.1)$$

де CF_t – чистий грошовий потік у році t , що формується як різниця між вигодами (економія, дохід) та витратами;

I_0 – початкові капітальні інвестиції;

r – ставка дисконтування, що враховує вартість грошей у часі та інвестиційні ризики.

1.4.2. Врахування технологічних ризиків

Головною відмінністю запропонованого підходу є інтеграція фактору технологічних ризиків R_{tech} безпосередньо в структуру економічного критерію.

Технологічні ризики (ризик перевищення договірної потужності, ризик аварійного знеструмлення) враховуються двома шляхами:

1. Монетизація ризиків (у складі CF_t). Потенційні збитки від штрафних санкцій за перевищення ліміту потужності або збитки від простою виробництва віднімаються від операційного грошового потоку. Математично чистий грошовий потік у році t описується виразом:

$$CF_t = (S_{peak,t} + R_{arb,t}) - (C_{opex,t} + L_{risk,t}) \quad (1.2)$$

де $S_{peak,t}$ – економія коштів за рахунок зменшення плати за замовлену потужність;

$R_{arb,t}$ – операційний дохід від арбітражних операцій на ринку електроенергії;

$C_{opex,t}$ – поточні операційні витрати на експлуатацію СНЕ;

$L_{risk,t}$ – сумарна вартісна оцінка реалізованих технологічних ризиків.

У свою чергу, складова ризиків визначається як:

$$L_{risk,t} = P_{fine,t} + D_{down,t} \quad (1.3)$$

де $P_{fine,t}$ – штрафні санкції за перевищення договірних лімітів споживання;

$D_{down,t}$ – прямі та непрямі збитки від аварійних зупинок технологічного процесу.

Такий підхід дозволяє автоматично відсіювати варіанти конфігурації з низькою надійністю, оскільки високе значення L_{risk} призводить до від'ємного значення NPV.

2. Обмеження області допустимих рішень (Constraints). Для ризиків, які є неприпустимими, наприклад, повне знеструмлення критичних споживачів, вводяться жорсткі технічні обмеження:

$$P_{inv} \geq P_{deficit} \text{ (умова покриття піків);}$$

$$E_{nom} \geq E_{critical} \text{ (умова резервування UPS).}$$

Таким чином, оптимальною конфігурацією системи вважається така, що забезпечує максимум NPV при безумовному виконанні технічних обмежень щодо надійності. Такий підхід дозволяє гармонізувати технічні вимоги (надійність) та економічні цілі (прибутковість) в рамках єдиної математичної моделі.

1.5. Мета та задачі дослідження

Проведений у першому розділі аналіз показав, що в сучасних умовах функціонування ринку електроенергії машинобудівні підприємства стикаються з проблемою зростання питомої вартості енергоресурсів не стільки через фізичні обсяги споживання, скільки через структуру графіка навантаження та вимоги до його прогнозування. Традиційні організаційні заходи з енергозбереження вичерпали свій потенціал, а специфіка технологічного процесу (високоточна механічна обробка) накладає жорсткі обмеження на якість напруги.

Виходячи з виявлених проблем, метою кваліфікаційної роботи є підвищення енергетичної ефективності машинобудівного підприємства шляхом розробки та обґрунтування параметрів системи накопичення енергії, що забезпечує мінімізацію питомих енерговитрат і технологічних ризиків.

Для досягнення поставленої мети у роботі сформульовано та вирішується комплекс взаємопов'язаних завдань:

1. Проаналізувати режими електроспоживання та технологічні особливості заводу з виробництва гідромашин, виявити фактори зниження ефективності.

Необхідність вирішення цього завдання зумовлена потребою у точній ідентифікації джерел нерівномірності графіка навантаження. Детальний аналіз добових профілів потужності дозволяє встановити кореляцію між роботою конкретних груп обладнання (індукційні печі, випробувальні стенди) та формуванням пікових навантажень, за які підприємство сплачує підвищений тариф. Також важливо виявити критичні споживачі, чутливі до якості електроенергії, для яких перерва у живленні є неприпустимою.

2. Обґрунтувати комплексний критерій оцінювання енергоефективності, що враховує вартість електроенергії та збитки від порушення технологічного циклу. Існуючі методики оцінки енергоефективності часто оперують лише фізичними величинами (кВт·год) або термінами окупності, ігноруючи стохастичну природу штрафів за небаланси та ймовірнісні збитки від аварійних зупинок. Розробка комплексного критерію, який приводить усі ці різномірні фактори до єдиного вартісного показника, дозволить коректно оцінити економічний ефект від впровадження багатофункціональної системи накопичення енергії (СНЕ).

3. Розробити методику вибору потужності та ємності СНЕ для реалізації суміщеного режиму: «зрізання піків» і «резервування критичних навантажень» (UPS-режим). Це завдання є ключовим з точки зору науково-практичної цінності роботи. Оскільки функції вирівнювання графіка (Peak Shaving) та аварійного резервування (UPS) висувають суперечливі вимоги до ємності батареї (циклічна робота проти постійної готовності), необхідно розробити математичну модель, яка дозволить знайти оптимальний баланс. Методика має визначити таку конфігурацію СНЕ, яка забезпечить максимальний економічний ефект при гарантованому виконанні обох функцій.

4. Виконати розрахунок параметрів СНЕ та техніко-економічне обґрунтування її впровадження. Реалізація цього завдання передбачає проведення чисельного моделювання на реальних даних досліджуваного підприємства. Розрахунок дозволить перейти від теоретичних викладок до конкретних інженерних рішень: вибору типу та кількості акумуляторних модулів,

потужності інвертора та схеми приєднання. Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) з розрахунком показників NPV (чистий приведений дохід) та терміну окупності підтвердить інвестиційну привабливість розробленого рішення.

5. Розробити заходи з охорони праці та техніки безпеки при експлуатації потужних систем накопичення енергії електротехнічним персоналом. Впровадження систем накопичення мегаватного класу створює нові специфічні ризики (електрохімічні, пожежні, ураження струмом високої напруги DC). Розробка спеціалізованих інструкцій та заходів безпеки є обов'язковою умовою для інтеграції нового обладнання в існуючу систему охорони праці підприємства.

Таким чином, визначений перелік завдань формує логічну структуру дослідження, яка охоплює повний цикл впровадження СНЕ: від діагностики режимів споживання та вибору цільової функції до інженерного розрахунку параметрів і техніко-економічного обґрунтування. Вирішення цих задач дозволить отримати науково обґрунтоване рішення для мінімізації енергетичних витрат підприємства, що і буде реалізовано у наступних розділах роботи.

1.6. Висновки до розділу 1

1. Аналіз виробничої діяльності підприємства показав, що графік електричного навантаження має різкозмінний характер з вираженими піками до 22,5 МВт, які формуються роботою енергоємного індукційного обладнання та потужних випробувальних стендів. Це створює передумови для впровадження заходів з вирівнювання графіка електроспоживання.

2. Встановлено, що в умовах сучасного ринку електроенергії ключовими чинниками формування собівартості для споживача групи А є не лише обсяг споживання, а й величина заявленої потужності та штрафні санкції за небаланси. Додатковим критичним фактором визначено ризик браку продукції через чутливість верстатів з ЧПК до перерв у електропостачанні.

3. На основі порівняльного аналізу технологій обґрунтовано доцільність використання гібридної системи накопичення на базі літій-залізо-фосфатних

(LFP) акумуляторів. Доведено, що саме ця технологія забезпечує необхідний баланс між компактністю, швидкодією (<20 мс) та ресурсом для виконання подвійної функції: зрізання піків (Peak Shaving) та аварійного резервування.

4. Обґрунтовано комплексний критерій оцінювання енергоефективності на основі максимізації чистого приведенного доходу, структура якого безпосередньо враховує монетизовану вартість технологічних ризиків (штрафів та збитків) як від'ємну складову грошового потоку проекту.

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДИКИ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ НАКОПИЧЕННЯ

2.1. Формалізація графіків електричних навантажень підприємства

Ефективність вибору параметрів системи накопичення енергії (СНЕ) критично залежить від точності математичного опису процесів електроспоживання. Як було встановлено у першому розділі, досліджуване машинобудівне підприємство характеризується значною нерівномірністю графіка навантаження. Коефіцієнт нерівномірності для зимової доби становить $k_n \approx 0,4$, що свідчить про глибоку диспропорцію між базовим та піковим режимами. Для коректного моделювання роботи СНЕ необхідно перейти від візуального аналізу типових графіків до їх формалізованого представлення у вигляді часових рядів та статистичних характеристик.

2.1.1. Статистична ідентифікація параметрів навантаження

Графік електричного навантаження $P(t)$ машинобудівного заводу є випадковою функцією часу, яка формується внаслідок накладання детермінованої складової (плановий виробничий цикл) та стохастичної складової (випадкові коливання, пов'язані з роботою верстатів з ЧПК, похибкою персоналу, включенням допоміжних систем).

Згідно з даними, наведеними в [23], похибка прогнозування споживання може досягати 15-20%. Тому для побудови моделі доцільно використовувати ймовірно-статистичний підхід.

Основними числовими характеристиками, що описують режим споживання, є:

- математичне очікування потужності (середня потужність) P_{av} .

Характеризує енергоємність виробничого процесу за розрахунковий період T :

$$P_{av} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i, \quad (2.1)$$

де P_i – значення потужності на i -му інтервалі дискретизації;

N – кількість інтервалів (для добового графіка з годинною дискретизацією

$$N = 24;$$

- дисперсія навантаження D_p характеризує ступінь розсіювання значень потужності відносно середнього рівня:

$$D_p = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (P_i - P_c)^2. \quad (2.2)$$

- середньоквадратичне відхилення σ_p є мірою коливань навантаження і визначає необхідний запас потужності або ємності СНЕ для компенсації випадкових накидів:

$$\sigma_p = \sqrt{D_p}. \quad (2.3)$$

Для досліджуваного об'єкта аналіз даних показує значний розмах коливань: від базового рівня 11 МВт у нічні години до пікових значень 22,1-22,6 МВт вдень. Це дозволяє стверджувати, що розподіл ймовірностей миттєвих значень потужності має бімодальний характер, що пояснюється наявністю двох чітко виражених станів: «нічна зміна» та «денна зміна».

На рис. 2.1 представлено гістограму розподілу ймовірностей активної потужності підприємства, що була побудована для найбільш важкого режиму роботи підприємства – робочої зимової доби. На ній чітко простежуються два піки: один в районі 11–12 МВт, що відповідає нічному базовому навантаженню, та другий в районі 20–22 МВт, що характеризує денний робочий режим.

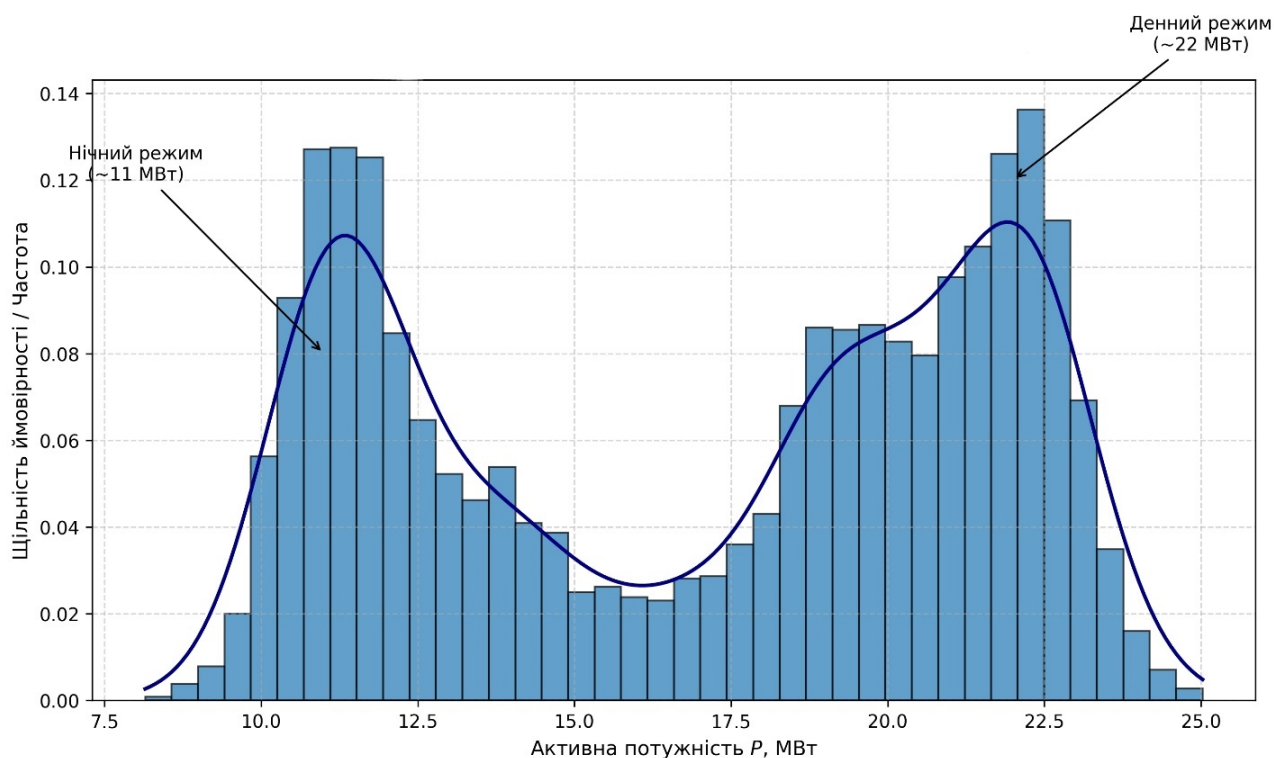


Рис. 2.1 – Гістограма розподілу ймовірностей активної потужності

Такий бімодальний (двовершинний) характер розподілу статистично підтверджує значну нерівномірність електроспоживання. Значний розрив між математичними сподіваннями нічної та денної вибірок (близько 10 МВт) вказує на високий потенціал для застосування стратегії зміщення навантаження (load shifting). Крім того, більша дисперсія (ширина) денного піку порівняно з нічним свідчить про суттєвий вплив випадкових факторів під час активної фази виробництва, що вимагає від системи накопичення високої маневреності для компенсації відхилень.

2.1.2. Дискретизація та векторизація графіка для імітаційного моделювання

Оскільки розрахунок економічної ефективності (зокрема, складової C_{en}) базується на правилах Ринку «на добу наперед» (РДН), де тарифікація відбувається погодинно, для математичної моделі приймається інтервал дискретизації $\Delta t = 1$ год. Таким чином, безперервна функція навантаження $P(t)$

замінюється вектором дискретних значень \mathbf{P}_{load} розмірністю 1×24 для однієї доби:

$$\mathbf{P}_{load} = [P_1, P_2, \dots, P_{24}]^T. \quad (2.4)$$

Аналіз типового добового профілю дозволяє виділити критичні зони, які потребують керування з боку СНЕ:

- зона нічного провалу ($t \in [0;6]$): $P_i \approx 11$ МВт. Це період заряду накопичувача. Ціна електроенергії мінімальна;
- зона ранкового піку ($t \in [8;11]$). Стрімке зростання навантаження до 20-22 МВт за рахунок розігріву печей та запуску верстатів. Це пріоритетний період для розряду СНЕ (Peak Shaving);
- зона вечірнього піку ($t \in [17;21]$). Повторне зростання або утримання високого рівня споживання. Період для розряду з метою арбітражу (максимальна ціна РДН).

Важливою характеристикою для вибору ємності батареї є не лише амплітуда піку, але і його тривалість та енергоємність. Енергія, яку необхідно компенсувати для зниження піку до заданого рівня P_{limit} , визначається як:

$$W_{cut} = \sum_{i \in \Omega} (P_i - P_{limit}) \cdot \Delta t, \quad (2.5)$$

де Ω – множина інтервалів часу, коли $P_i > P_{limit}$. Саме величина W_{cut} визначає мінімально необхідну корисну ємність системи накопичення.

На рис. 2.2 наведено добовий графік електричного навантаження підприємства з ілюстрацією принципу зрізання піків (Peak Shaving). Червона пунктирна лінія відповідає встановленому ліміту дозволеної потужності P_{limit} (у даному прикладі – 18 МВт). На графіку виокремлюються дві зони перевищення ліміту: ранкова (08:00–12:00) та післяобідня (13:00–16:00),

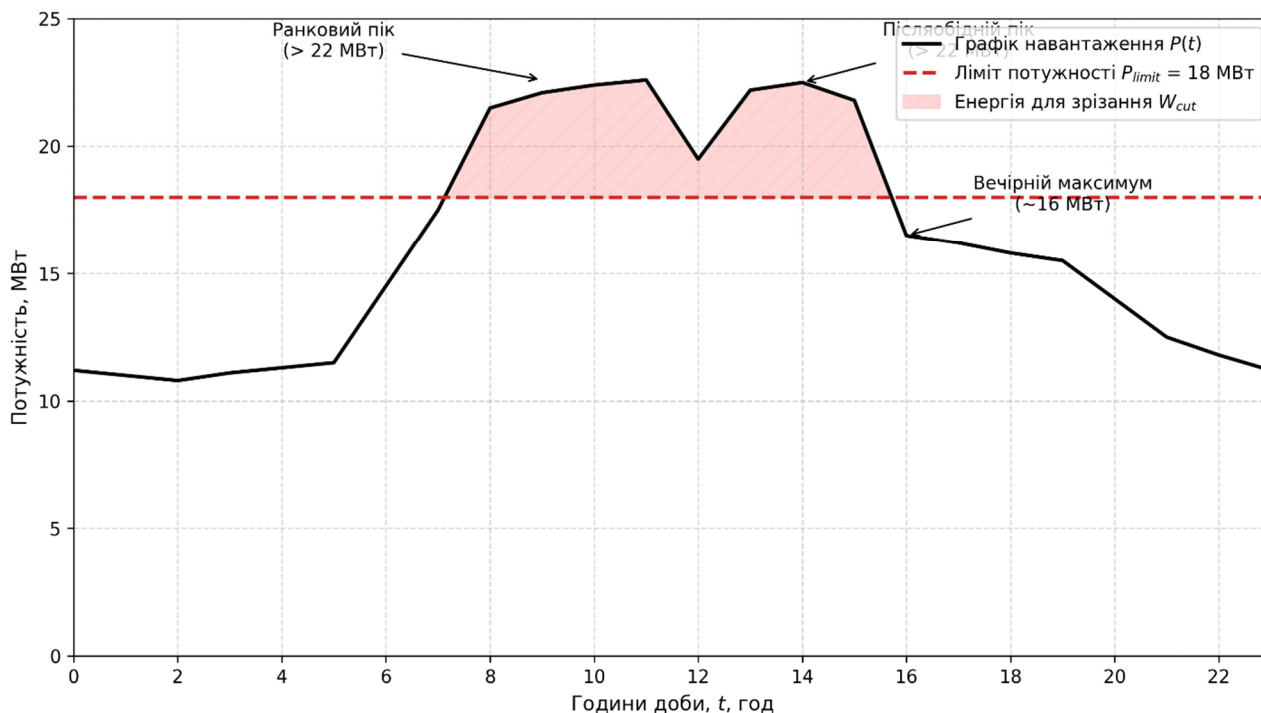


Рис. 2.2 – Необхідна енергоємність СНЕ для зрізання пікових навантажень

де споживання сягає 22,6 МВт. Заштрихована область відображає надлишкову енергію W_{cut} , яку необхідно компенсувати розрядом системи накопичення для уникнення штрафних санкцій.

Характерно, що вечірній максимум навантаження (після 16:00) не перевищує 16-16,5 МВт, а отже, знаходиться в межах допустимого ліміту і не потребує залучення ємності батареї в режимі обмеження потужності. Така формалізація дозволяє перейти від фізичних показників (МВт) до матричних обчислень у середовищі моделювання, що є основою для подальшої розробки алгоритмів керування у наступних підрозділах.

2.2. Математична модель режимів роботи системи накопичення енергії

Для вирішення задачі оптимізації параметрів СНЕ необхідно побудувати математичну модель, яка описує динаміку зміни стану акумуляторної батареї в

часі з урахуванням фізичних обмежень і втрат енергії [10]. Оскільки вхідні дані (графік навантаження) представлені дискретним часовим рядом, модель СНЕ також доцільно формувати у дискретному часі з кроком дискретизації $\Delta t = 1$ год.

Основним об'єктом моделювання є літій-залізо-фосфатна (LiFePO_4) система накопичення, яка складається з масиву акумуляторних модулів та двонаправленого інвертора.

2.2.1. Рівняння енергетичного балансу та динаміка SoC

Стан заряду акумуляторної батареї $SoC(t)$ (State of Charge) у момент часу t є інтегральною характеристикою, що визначається початковим рівнем заряду та історією обміну потужністю з мережею. Рівняння балансу потужності у вузлі підключення СНЕ має вигляд:

$$P_{grid}(t) = P_{load}(t) + P_{bat}(t), \quad (2.6)$$

де $P_{grid}(t)$ – потужність, що споживається із зовнішньої мережі;

$P_{load}(t)$ – власне навантаження підприємства;

$P_{bat}(t)$ – потужність системи накопичення (прийнято, що $P_{bat} > 0$ при заряді та $P_{bat} < 0$ при розряді).

Динаміка зміни енергоємності батареї описується різницеvim рівнянням, яке враховує нелінійність процесів перетворення енергії (ККД інвертора та електрохімічний ККД комірок). Залежно від режиму роботи (заряд або розряд), рівняння набуває вигляду [10]

$$E(t+1) = \begin{cases} E(t) + P_{bat}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{ch}, & \text{якщо } P_{bat}(t) > 0 \text{ (заряд)} \\ E(t) + \frac{P_{bat}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{dis}}, & \text{якщо } P_{bat}(t) < 0 \text{ (розряд)} \end{cases} \quad (2.7)$$

де $E(t)$ – енергія, запасена в акумуляторі в момент часу t (кВт·год);

η_{ch}, η_{dis} – коефіцієнти корисної дії в режимах заряду та розряду відповідно.

Для сучасних LFP систем сумарний ККД циклу становить:

$$\eta_{RTE} = \eta_{ch} \cdot \eta_{dis} \approx 0,92 \dots 0,95.$$

У відносних одиницях рівень заряду визначається як:

$$SoC(t) = \frac{E(t)}{E_{nom}} \cdot 100\%, \quad (2.8)$$

де E_{nom} – номінальна встановлена ємність СНЕ.

2.2.2. Система обмежень

Математична модель має враховувати фізичні та технологічні обмеження обладнання, які формують область допустимих рішень:

- обмеження за ємністю (глибина розряду). Для подовження терміну служби LFP-акумуляторів не допускається їх повний розряд або перезаряд. Робочий діапазон обмежується [8]:

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max}, \quad (2.9)$$

де SoC_{min} – зазвичай приймається на рівні 10-15%, а SoC_{max} – 90–95%;

- обмеження за потужністю (C-Rate). Потужність заряду/розряду лімітується номінальною потужністю інвертора P_{inv} та допустимими струмами акумуляторних модулів:

$$-P_{inv} \leq P_{bat}(t) \leq P_{inv}. \quad (2.10)$$

Крім того, швидкість зміни потужності (Ramp Rate) обмежена електронікою інвертора, хоча для годинного інтервалу дискретизації цим обмеженням можна знехтувати, вважаючи перехідні процеси миттєвими.

- обмеження балансу. В аварійному режимі сумарна потужність генерації має повністю покривати критичне навантаження:

$$|P_{bat}(t)| \geq P_{crit}(t), \quad \text{при } P_{grid}(t) = 0. \quad (2.11)$$

2.2.3. Математична модель деградації

Економічна ефективність проекту суттєво залежить від терміну служби батареї. У даній роботі використовується напівемпірична модель старіння на основі пропускну здатності енергії, запропонована в роботі [9]. Деградація LFP-елементів є складним електрохімічним процесом, який включає втрату активного літію та зростання внутрішнього опору. У рамках даної роботи використовується емпірична модель старіння, що базується на підрахунку кількості повних еквівалентних циклів (Equivalent Full Cycles – EFC). Втрата ємності за один розрахунковий крок (деградація) моделюється функцією:

$$\Delta Q_{deg} = f(C_{rate}, T_{cell}, DoD), \quad (2.12)$$

де DoD (Depth of Discharge) – глибина розряду циклу.

Кількість еквівалентних циклів за добу розраховується через пропущену енергію:

$$N_{EFC} = \frac{\sum |P_{bat}(t)| \cdot \Delta t}{2 \cdot E_{nom}}. \quad (2.13)$$

Залишкова ємність батареї $E_{nom}(y)$ через y років експлуатації визначається за степеневим законом деградації [9]:

$$E_{nom}(y) = E_{nom}^{init} \cdot (1 - \alpha \cdot N_{\Sigma}^{\beta}), \quad (2.14)$$

де N_{Σ} – сумарна кількість циклів за період експлуатації;

α, β – емпіричні коефіцієнти деградації для хімії LiFePO₄ (зазвичай $\alpha \approx 0,0001$, $\beta \approx 0,5 \dots 0,8$).

Критерієм завершення експлуатації (End of Life – EOL) вважається зниження залишкової ємності до 80% від початкової ($SOH = 80\%$).

Запропонована математична модель дозволяє не лише розраховувати поточні потоки потужності, а й прогнозувати амортизаційні витрати на заміну батарейних модулів у довгостроковій перспективі.

2.3. Розробка стратегії диспетчеризації режимів роботи СНЕ

Ефективність використання системи накопичення енергії визначається не лише її фізичними параметрами, а й логікою керування потоками потужності (Energy Management Strategy). Оскільки вартість електроенергії та навантаження заводу змінюються в часі, СНЕ повинна працювати за алгоритмом, який мінімізує сукупні витрати C_{Σ} . У даній роботі розроблено евристичний алгоритм диспетчеризації, який базується на пріоритетності завдань. Алгоритм реалізується на рівні системи моніторингу підприємства (SCADA) і формує уставки для інвертора СНЕ на кожну годину доби.

Ієрархія пріоритетів керування:

- технологічна безпека (SoC Limits). Заборона операцій, що виводять заряд за межі допустимого діапазону [SoC_{min} ; SoC_{max}];

- зрізання піків (Peak Shaving). Це найвищий економічний пріоритет, оскільки штрафи за перевищення ліміту потужності та плата за розподіл є найбільш вагомими складовими витрат. Якщо $P_{load}(t) > P_{limit}$, батарея зобов'язана розряджатися;

- енергетичний арбітраж (Arbitrage): Якщо пікового навантаження немає, система аналізує ціну РДН. Заряд відбувається у години мінімальних цін, розряд – у години максимальних, за умови наявності вільної ємності.

Формалізований алгоритм розрахунку потужності батареї $P_{bat}(t)$ для кожної години t наведено на рис. 2.3. Розроблений алгоритм реалізує ієрархічну стратегію керування СНЕ, пріоритетом якої є дотримання технічних обмежень (лімітів потужності), а вторинною ціллю – економічна оптимізація (арбітраж).

Алгоритм працює наступним чином. Спочатку здійснюється збір та обробка даних (блок 2). На початку кожного циклу система зчитує поточні параметри зі SCADA-системи заводу. Головними вхідними даними є:

- поточне навантаження підприємства $P_{нав}(t)$;
- поточний рівень заряду акумуляторної батареї $SoC(t)$;
- поточна ринкова ціна електроенергії $Price(t)$. Контроль договірних лімітів. Потім виконується перевірка умови (блок 3):

$$P_{load} > P_{max}. \quad (2.15)$$

Тобто порівнюється фактичне споживання підприємства P_{load} із встановленим лімітом дозволеної потужності P_{max} . Це перевірка найвищого пріоритету. Якщо умова (2.15) виконується то відбувається активація режиму «Зрізання піків» (Блок 4). В якому система переходить у режим компенсації дефіциту. Розраховується необхідна потужність розряду СНЕ:

$$P_{СНЕ} = P_{load} - P_{max}. \quad (2.16)$$

Інвертор генерує команду на видачу цієї потужності в мережу, запобігаючи накладанню штрафних санкцій за перевищення заявленої потужності.

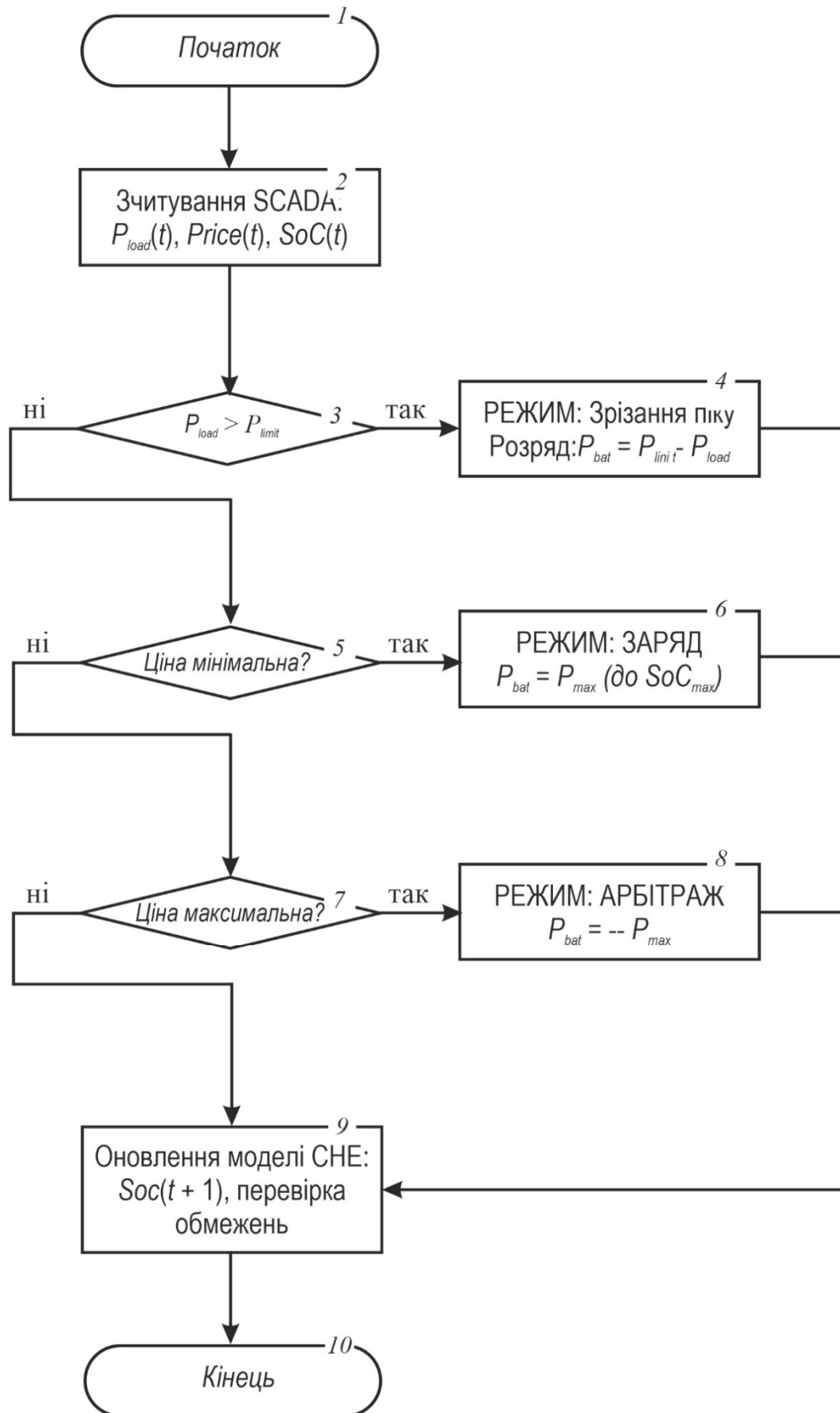


Рис. 2.3 – Блок схема стратегії керування потоками потужності СНЕ

Аналіз економічної доцільності (Блоки 5, 7). Якщо технічні обмеження не порушено (умова (2.15) не виконується), то алгоритм переходить до економічної оптимізації. Порівнюється поточна ціна електроенергії $Price(t)$ із заданими пороговими значеннями (блок 5). Якщо ціна мінімальна (нічний період) і $SOC < 100\%$, формується команда на заряджання акумуляторів номінальним струмом для накопичення дешевого ресурсу (блок 6).

Якщо виявиться, що ціна на електроенергію висока ціна (блок 7), система розглядає можливість продажу енергії (заміщення споживання). Перед активацією режиму «Арбітраж» виконується критична перевірка залишкової ємності. Система аналізує, чи достатньо енергії в акумуляторі $SoC_{current}$ для покриття прогнозованих пікових навантажень у майбутньому періоді. Якщо резерв достатній – дозволяється розряд для економії коштів (блок 8). Якщо резерв критичний – розряд блокується, щоб зберегти енергію для можливого аварійного режиму або обов'язкового зрізання піків.

Після визначення бажаного режиму роботи система виконує перерахунок внутрішніх змінних стану для наступного такту часу ($t+1$). Розрахункова команда перевіряється на відповідність граничним параметрам експлуатації ($SoC_{min} \leq SoC \leq SoC_{max}$, обмеження по струму та температурі). Якщо команда призводить до виходу за допустимі межі (наприклад, глибокий розряд нижче 10%), вона примусово коригується.

На основі фактично відпрацьованої потужності інтегрується баланс енергії для актуалізації рівня заряду. Паралельно, згідно з моделлю деградації, оновлюється лічильник циклів та перераховується поточний стан здоров'я акумуляторів (SOH), що дозволяє системі враховувати зниження ємності в наступних циклах планування (блок 9).

Такий алгоритм роботи СНЕ дозволяє автоматизувати процес прийняття рішень та гарантує, що батарея завжди буде заряджена перед початком робочої зміни.

2.4. Методика обґрунтування оптимальних параметрів СНЕ за критерієм економічної ефективності

Завдання вибору потужності P_{inv} та енергоємності E_{nom} системи накопичення належить до класу задач нелінійної оптимізації з обмеженнями. Оскільки аналітичне вирішення такої задачі ускладнене дискретним характером вхідних даних та складною логікою алгоритму керування, у даній роботі пропонується застосувати метод імітаційного моделювання з повним перебором варіантів (Grid Search).

2.4.1. Алгоритм пошуку оптимальної конфігурації

Суть методики полягає у проведенні серії чисельних експериментів. Для цього формується двовимірний простір пошуку параметрів:

Потужність інвертора P_{inv} : варіюється від 0 до 5 МВт з кроком $\Delta P = 0,5$ МВт. Номінальна ємність E_{nom} : варіюється від 0 до 10 МВт·год з кроком $\Delta E = 1$ МВт·год. Для кожної пари параметрів (P_i, E_j) виконується моделювання роботи системи протягом розрахункового року (8760 годин) за алгоритмом, описаним у п. 2.3. Результатом моделювання є річний грошовий потік (Cash Flow), який порівнюється з капітальними витратами. Оптимальним вважається той варіант конфігурації, який забезпечує максимум чистого приведенного доходу (NPV) за життєвий цикл проекту.

2.4.2. Розрахунок капітальних витрат (CAPEX)

Вартість впровадження системи накопичення енергії розраховується як сума витрат на енергетичні модулі (Battery Rack), систему перетворення енергії (PCS/Inverter) та будівельно-монтажні роботи (BOP)

$$CAPEX = k_E \cdot E_{nom} + k_P \cdot P_{inv} + C_{fix}, \quad (2.17)$$

де k_E – питома вартість зберігання енергії (для LFP систем на рівні 2024–2025 рр.

приймається $\approx 200 - 250$ у.о./кВт·год;

k_P – питома вартість силової електроніки (80–100 у.о./кВт);

C_{fix} – фіксовані витрати на проектування, підключення до мережі та пусконаладження.

2.4.3. Оцінка операційного доходу

Річний економічний ефект CF_{year} формується за рахунок трьох складових (див. роз. 1):

$$CF_{year} = \Delta C_{peak} + \Delta C_{arb} + \Delta C_{risk} - C_{service}, \quad (2.18)$$

де ΔC_{peak} – економія на платі за розподіл (зниження пікової потужності);

ΔC_{arb} – прибуток від різниці цін РДН (арбітраж);

ΔC_{risk} – відвернені збитки від простою виробництва (підвищення надійності);

$C_{service}$ – витрати на сервісне обслуговування системи (зазвичай 1–1.5% від CAPEX на рік).

2.4.4. Критерії прийняття інвестиційного рішення

Для остаточного вибору параметрів використовуються динамічні показники ефективності інвестицій:

- чистий приведений дохід (Net Present Value, NPV):

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_{life}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX \rightarrow \max, \quad (2.19)$$

де T_{life} – термін експлуатації батареї (визначається моделлю деградації з п. 2.2, але не більше 15 років);

r – ставка дисконтування, що враховує вартість грошей у часі та ризики (приймається на рівні 15–20% для українських реалій);

- дисконтований термін окупності (Discounted Payback Period, DPP).
Мінімальний період часу, за який накопичений дисконтований дохід покриває початкові інвестиції. Проект вважається привабливим, якщо $DPP < 5$ років.

Таким чином, розроблена методика дозволяє перетворити технічні характеристики (МВт, МВт·год) у фінансові показники, що є основою для обґрунтування доцільності впровадження СНЕ керівництву підприємства. Результати чисельного моделювання за цією методикою будуть наведені у третьому розділі.

2.5. Висновки до розділу 2

1. Встановлено, що графік навантаження підприємства має яскраво виражений бімодальний характер із суттєвим перепадом між нічним мінімумом (11 МВт) та денними піками (до 22,6 МВт). Формалізовано опис навантаження у вигляді дискретних часових рядів, що дозволило виділити зони, перспективні для застосування технології зміщення навантаження (Peak Shaving).

2. Розроблено комплексну математичну модель режимів роботи СНЕ, яка базується на різницевих рівняннях балансу енергії та враховує нелінійність процесів перетворення (ККД циклу заряду-розряду). Ключовою особливістю моделі є інтеграція напівемпіричного алгоритму деградації LFP-акумуляторів, що дозволяє прогнозувати зниження ємності залежно від глибини розряду та кількості циклів. Це забезпечує високу точність розрахунку амортизаційних відрахувань.

3. Запропоновано стратегію диспетчеризації потоків потужності. Сформовано алгоритм керування системою, який базується на ієрархії пріоритетів: забезпечення технічних обмежень → зрізання піків потужності (мінімізація плати за розподіл) → енергетичний арбітраж (мінімізація плати за

електроенергію). Такий підхід дозволяє автоматизувати прийняття рішень на рівні системи керування підприємством.

4. Обґрунтовано методику вибору оптимальних параметрів системи. Для визначення раціональної встановленої потужності P_{inv} та номінальної ємності E_{nom} запропоновано використовувати метод імітаційного моделювання з перебором варіантів. Як критерій оптимальності обрано максимізацію чистого приведенного доходу (NPV) за життєвий цикл проекту, що дозволяє комплексно врахувати як капітальні вкладення, так і операційну економію.

РОЗДІЛ 3. ЧИСЕЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ СИСТЕМИ

3.1. Характеристика об'єкта дослідження та вихідні дані для моделювання

Основою для проведення чисельного експерименту є масив даних про електроспоживання досліджуваного машинобудівного підприємства та актуальні ринкові умови функціонування об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Коректність задання граничних умов на цьому етапі визначає достовірність усіх подальших технічних та економічних розрахунків.

3.1.1. Параметри електричного навантаження

Для моделювання використано погодинний графік активної потужності підприємства, статистичний аналіз якого наведено у другому розділі. Об'єкт підключено до мережі за 1-м класом напруги (35 кВ та вище або на шинах 10 кВ основної підстанції).

Головні енергетичні характеристики об'єкта, прийняті для розрахунку, зведено в табл. 3.1.

Як видно з табл. 3.1, поточна договірна потужність підприємства становить 23 МВт. Ця величина включає необхідний технологічний запас (близько 2% від пікового навантаження 22,6 МВт) для компенсації короткочасних накидів потужності та уникнення штрафних санкцій за перевищення ліміту. Стратегія підвищення енергоефективності передбачає зниження оплачуваної договірної потужності до цільового рівня 18,0 МВт.

Таблиця 3.1 – Енергетичні характеристики об'єкта дослідження

Параметр	Значення	Одиниця виміру	Примітка
Максимальна пікова потужність P_{max}	22,6	МВт	Зимовий максимум
Базове (нічне) навантаження P_{min}	11,2	МВт	Технологічний мінімум
Середньодобове споживання	420	МВт·год	Робоча доба
Поточна договірна потужність	23,0	МВт	Технічні умови
Цільова договірна потужність P_{limit}	18,0	МВт	Параметр для оптимізації

3.1.2. Тарифна політика та ринкові ціни

Економічна модель проекту базується на тарифах, що діють (або затверджені як прогнозні) для непобутових споживачів станом на 2025 рік. Структура вартості електроенергії включає три незалежні складові, вплив яких на економіку проекту різний.

У табл. 3.2 наведено деталізацію тарифних ставок моделі [16-17].

Таблиця 3.2 – Тарифи та цінові індекси (Прогноз 2025 р., без ПДВ)

Складова тарифу	Значення	Од. вимір.	Джерело даних / Коментар
1. Регульовані тарифи			
Тариф на передачу (НЕК Укренерго)	665,26	грн/МВт·год	Постанова НКРЕКП на 2025 р.
Тариф на розподіл (1 клас напруги)	286,50	грн/МВт·год	ПрАТ «Кіровоградобленерго»
Плата за замовлену потужність	180,00	грн/кВт/міс	Розрахункова величина на базі тарифу на розподіл
2. Ринкова ціна (РДН)			
Нічна зона (03:00–05:00)	4500	грн/МВт·год	Off-peak (заряд СНЕ)
Пікова зона (17:00–21:00)	8900	грн/МВт·год	Peak price caps (розряд СНЕ)
Середньозважена ціна	6800	грн/МВт·год	Base load

Аналізуючи дані табл. 3.2, слід зазначити суттєву різницю між цінами у нічні та пікові години. Спред (різниця) становить $8900 - 4500 = 4400$ грн. за кожную мегават-годину. Це створює значний економічний потенціал для застосування стратегії енергетичного арбітражу. Крім того, висока плата за потужність (180 тис. грн за 1 МВт на місяць) робить пріоритетним завданням усунення піків на графіка навантаження.

3.1.3. Технічні обмеження моделі

При проведенні симуляції враховуються фізичні обмеження роботи літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів, які впливають на точність розрахунків. При моделюванні були прийняті наступні параметри:

- ККД циклу 94%, який враховує втрати в акумуляторах та інверторі;
- глибина розряду DoD , обмежена на рівні 90% для забезпечення ресурсу батареї не менше 6000 циклів;
- дискретизація часу: $\Delta t = 1$ година (відповідає інтервалам комерційного обліку на оптовому ринку).

Таким чином, сформований набір вхідних даних дозволяє перейти до наступного етапу – визначення оптимальної конфігурації системи, яка зможе забезпечити виконання цільових показників (обмеження потужності до 18 МВт) з мінімальними капітальними витратами.

3.2. Визначення оптимальної конфігурації системи СНЕ

Завдання обґрунтування параметрів системи накопичення енергії (СНЕ) зводиться до задачі умовної нелінійної оптимізації, де необхідно знайти такий вектор керування $X = (P_{inv}, E_{nom})$, який максимізує економічний критерій ефективності при безумовному виконанні технічних обмежень.

3.2.1. Математична постановка задачі

Введемо змінні оптимізації:

$x_1 = P_{inv}$ – номінальна потужність інвертора, МВт;

$x_2 = E_{nom}$ номінальна енергоємність батареї, МВт·год.

Критерієм оптимальності обрано максимізацію чистого приведенного доходу NPV за розрахунковий період $T = 10$ років [15]:

$$F(x_1, x_2) = NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t(x_1, x_2)}{(1+r)^t} - CAPEX(x_1, x_2) \rightarrow \max, \quad (3.1)$$

де $CAPEX(x_1, x_2)$ – функція капітальних витрат, яка апроксимується лінійною залежністю з фіксованою частиною

$$CAPEX = k_p \cdot x_1 + k_E \cdot x_2 + C_{const}, \quad (3.2)$$

де k_p, k_E – питома вартість потужності та ємності відповідно;

$CF(x_1, x_2)_t$ – річний грошовий потік, що залежить від параметрів системи.

Він формується як сума економії на платі за потужність S_{peak} та доходу від арбітражу S_{arb} , мінус операційні витрати та штрафи.

Область допустимих рішень Ω формується системою нерівностей: Обмеження балансу потужності (забезпечення ліміту): Для кожного моменту часу $\tau \in [0, 8760,]$ потужність, споживана з мережі P_{grid} , не повинна перевищувати встановлений ліміт $P_{limit} = 18$ МВт

$$P_{load}(\tau) - x_1 \leq P_{limit}. \quad (3.3)$$

Звідси випливає обмеження на мінімальну потужність інвертора:

$$x_1 \geq \max(P_{load}(\tau)) - P_{limit}. \quad (3.4)$$

Обмеження енергетичного балансу: Запас енергії в батареї повинен бути достатнім для покриття дефіциту потужності протягом усього інтервалу перевантаження $[\tau_1, \tau_2]$:

$$\int_{\tau_1}^{\tau_2} (P_{load}(t) - P_{limit}) dt \leq x_2 \cdot \eta_{dis} \cdot DoD, \quad (3.5)$$

де DoD – допустима глибина розряду, приймаємо 0,9;

η_{dis} – ККД розряду СНЕ.

Технологічні обмеження:

$x_1 \in \{0.5, 1.0, \dots, 6.0\}$ (дискретний ряд потужностей інверторів);

$x_2 > 0$; $\frac{x_2}{x_1} \geq 0,5$ (обмеження за струмом розряду $C\text{-rate} \leq 2C$).

3.2.2. Метод розв'язання

Аналіз цільової функції та системи обмежень показує, що задача має наступні особливості:

- дискретність змінних, обладнання випускається стандартними номіналами (модулями);
- нелінійність, функція штрафів за перевищення ліміту є розривною (штраф нараховується стрибкоподібно);
- мала розмірність, простір пошуку обмежений двома змінними.

Враховуючи ці фактори, застосування градієнтних методів є недоцільним. Для знаходження глобального екстремуму застосовано метод імітаційного моделювання з повним перебором варіантів.

Алгоритм розв'язання:

- 1) формується сітка параметрів: x_1 з кроком 0,5 МВт, x_2 з кроком 1,0 МВт·год;
- 2) для кожного вузла сітки (x_1^i, x_2^j) виконується симуляція річного режиму роботи (8760 годин) за алгоритмом, описаним у роз. 2;
- 3) перевіряється виконання обмежень, якщо обмеження порушено, наприклад, не вистачило ємності для зрізання піку, варіант штрафується;
- 4). розраховується значення цільової функції $F(x_1^i, x_2^j)$.

3.2.3. Результати оптимізації

У результаті чисельного експерименту отримано масив значень NPV . Графічна інтерпретація поверхні відгуку цільової функції наведена на рис. 3.1.

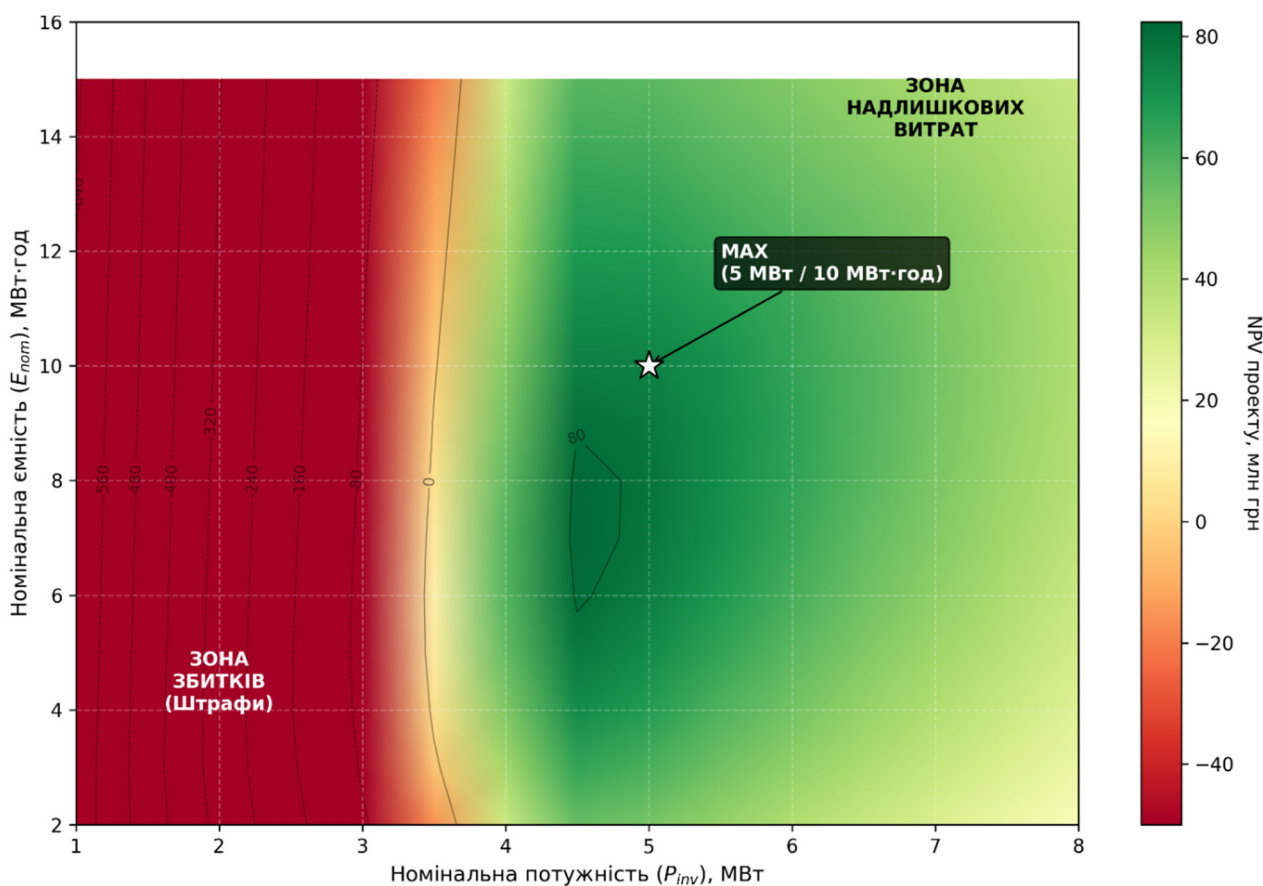


Рис. 3.1 – Поверхня відгуку NPV залежно від енергетичних параметрів СНЕ

Розв'язання оптимізаційної задачі показало, що для заданих умов (профіль навантаження та тарифи 2025 року) оптимальною є конфігурація:

- номінальна потужність: 5,0 МВт;
- номінальна ємність: 10,0 МВт·год.

3.3. Вибір силового обладнання та розробка схеми приєднання

Враховуючи структуру схеми електропостачання підприємства (ГЗП 35/10 кВ з двома трансформаторами та секціонованою системою шин 10 кВ) з міркувань збереження високої надійності електропостачання, прийнято рішення про децентралізоване підключення СНЕ. Загальна розрахункова потужність 5 МВт розподіляється симетрично між двома секціями шин для забезпечення рівномірного розвантаження силових трансформаторів Т-1 та Т-2. Система складається з двох ідентичних комплектів (СНЕ-1 та СНЕ-2), кожен з яких має характеристики: $P = 2,5$ МВт, $E \approx 5,0$ МВт·год.

3.3.1. Вибір акумуляторної частини

В якості базового елемента системи прийнято комірки літій-залізо-фосфату (LFP) ємністю 314 А·год (стандарт 2024–2025 рр.), які характеризуються високим циклічним ресурсом (> 6000 циклів).

Для набору необхідної ємності (5 МВт·год на секцію) використовується модульний принцип. Батареї акумуляторів набираються з акумуляторних стійок (Racks) з ємністю 372 кВт·год. Характеристики обраної типової стійки наведено в табл. 3.3.

Кількість стандартних стійок для однієї секції

$$N_{rack/sec} = \frac{5000}{372} \approx 13,4. \quad (3.6)$$

Таблиця 3.3. Технічні характеристики акумуляторної стійки (Tur-LFP-372)

Параметр	Значення
Конфігурація комірок	1P416S (416 послідовно)
Номінальна напруга	1331 В (DC)
Діапазон напруги	1164...1497 В
Номінальна енергоємність	372 кВт·год
Габарити (ш × г × в)	1300 × 1300 × 2200 мм

Приймаємо 14 стійок на кожен секцію. Сумарна кількість стійок на підприємство: $14 \times 2 = 28$ шт. Фактична номінальна ємність системи:

$$E_{\Sigma} = 28 \cdot 372 = 10416 \text{ кВт} \cdot \text{год} \approx 10,4 \text{ МВт} \cdot \text{год} \cdot \cdot \quad (3.7)$$

Стійки розміщуються у двох 40-футових контейнерах (або чотирьох 20-футових, залежно від вендора). Кожен контейнер обслуговує свою секцію шин.

3.3.2. Вибір інверторного обладнання (PCS)

Для кожної секції шин обираємо незалежні інверторні станції (PCS Skid) потужністю 2500 кВА кожна.

Характеристики однієї станції (всього 2 шт.):

- номінальна активна потужність: 2500 кВт;
- максимальна повна потужність: 2750 кВА;
- напруга DC: 1000–1500 В;
- вихідна змінна напруга: 0,69 кВ.

3.3.3. Схема приєднання та вибір трансформаторів зв'язку

Для інтеграції СНЕ в мережу 10 кВ передбачено встановлення двох комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) зовнішньої установки – по одній для кожної секції шин ГЗП.

Враховуючи умови експлуатації на відкритому повітрі в промисловій зоні, а також вимоги щодо мінімізації втрат активної потужності, до встановлення прийнято оливні герметичні трансформатори типу ТМГ зі зниженим рівнем втрат (серія "Екодизайн") [13, 14]. Технічні характеристики вибраних трансформаторів:

- тип: ТМГ-2500/10;
- номінальна потужність: 2500 кВА;
- напруга ВН/НН: 10,5 / 0,69 кВ;
- схема з'єднання обмоток: $\Delta / y_{-0} - 11$;
- система регулювання напруги: ПБЗ $\pm 2 \times 2,5\%$.

Перевагою даних трансформаторів є знижені втрати потужності, які складають $\Delta P_{н.х} = 1575$ Вт і $\Delta P_{к.з} = 18500$ Вт, що при цілодобовій роботі дає істотну економію електроенергії у порівнянні зі звичайними трансформаторами аналогічної потужності.

3.3.4. Укрупнений кошторис проекту

Оцінка капітальних витрат виконана на основі бенчмаркінгу вартості технологій зберігання енергії NREL [7] та аналізу ринкових пропозицій для промислових систем станом на 2025 рік.

Таблиця 3.5 – Кошторисна вартість проекту (CAPEX)

№ п/п	Найменування	К-ть	Ціна од., тис. у.о	Сума, тис. у.о.	Примітка
1	Система накопичення (Racks LFP, BMS, FSS, Container)	2 к-ти	850,0	1750,0	~170 у.о/кВт·год [7]
2	Система перетворення (Інвертор 2.5 МВт + ТМГ-2500)	2 к-ти	200,0	400,0	~80 у.о /кВт [7]
3	Система керування (EMS/SCADA)	1 к-т	35,0	35,0	Локальна автоматика
4	Підключення до мережі (шафи 10 кВ, кабелі, БМР, ПВР)	1	215,0	215,0	~10% від обладнання
	Всього			2400,0	102500 тис. грн

3.4. Оцінка показників економічної ефективності проекту

Оцінка доцільності інвестування в систему накопичення енергії виконана відповідно до методології UNIDO (United Nations Industrial Development Organization) [12]. В якості основного критерію ефективності прийнято показник чистої приведеної вартості NPV , який характеризує інтегральний ефект від реалізації проекту за весь життєвий цикл з урахуванням зміни вартості грошей у часі.

3.4.1. Вихідні дані та припущення для фінансової моделі

Основою для розрахунку є визначені у попередніх підрозділах технічні параметри СНЕ: $P = 5$ МВт, $E = 10$ МВт·год і кошторисна вартість капітального будівництва. Головні економічні індикатори:

- капітальні інвестиції $I_0 = 102500$ тис. грн;
- горизонт планування $T = 10$ років (відповідає гарантійному ресурсу LFP комірков до зниження ємності до 80%);
- ставка дисконтування $r = 16\%$ (враховує вартість залученого капіталу та премію за ризик інвестування в Україні у воєнний/післявоєнний час);
- індекс зростання тарифів на електроенергію $k_{inf} = 5\%$ щорічно;
- податок на прибуток 18%;
- амортизація: Лінійний метод, термін корисного використання – 10 років (ліквідаційна вартість – 0%).

Джерела генерації грошового потоку:

Потік 1 – зниження плати за розподіл. Зниження пікового навантаження на $\Delta P = 4,6$ МВт, $B_1 = 4,6 \cdot 180 \cdot 12 = 9936$ тис. грн./рік ;

Потік 2 – дохід від арбітражу. Щоденне перенесення 10 МВт·год (з урахуванням ККД циклу $\eta = 0,94$ та глибини розряду $DoD = 0,9$). Розрахунковий річний дохід при $\Delta_{\text{тар}} \approx 4,4$ грн/кВт·год): $B_2 \approx 13500$ тис. грн/рік .

3.4.2. Методика розрахунку грошових потоків та критеріїв ефективності

Для коректного заповнення форми грошового потоку (*Cash Flow*) та визначення інтегральних показників ефективності використано послідовний алгоритм, що враховує динаміку зміни вартості грошей, інфляційні процеси та податкове навантаження.

Розрахунок виконується для кожного року t розрахункового періоду $t=1\dots 10$. Нижче наведено детальний опис складових математичної моделі.

1. Прогнозування грошових надходжень (*Inflows*). Загальний грошовий потік від операційної діяльності формується за рахунок двох складових: економії на платі за потужність B_{peak} і доходу від арбітражних операцій B_{arb} . Враховуючи прогнозний рівень інфляції та зростання тарифів на електроенергію, номінальний дохід у t -му році визначається за формулою:

$$B_t = (B_{peak}^{base} + B_{arb}^{base}) \cdot (1 + k_{inf})^t, \quad (3.8)$$

де B_{peak}^{base} – базовий річний дохід від зрізання піків (9 936 тис. грн);

B_{arb}^{base} – базовий річний дохід від арбітражу (13 500 тис. грн);

k_{inf} – щорічний індекс зростання вартості електроенергії, приймаємо 5%;

t – номер розрахункового року.

2. Розрахунок операційних витрат (*Outflows*) Операційні витрати *OPEX* враховують витрати на технічне обслуговування, моніторинг, страхування та оновлення ПЗ. Величина *OPEX* також індексується на рівень інфляції:

$$OPEX_t = k_{opex} \cdot I_0 \cdot (1 + k_{inf})^t, \quad (3.9)$$

де k_{opex} – норматив відрахувань на експлуатацію (приймаємо 1,0% від *CAPEX*);

I_0 – початкові інвестиції, тис. грн.

3. Амортизаційні відрахування. Для розрахунку використано лінійний метод амортизації, що забезпечує рівномірне списання вартості основних засобів протягом строку корисного використання $T_{life} = 10$ років. Річна сума амортизації A_t є постійною величиною:

$$A_t = \frac{I_0}{T_{life}} = \frac{102500}{10} = 10250 \text{ тис. грн.} \quad (3.10)$$

Амортизація не є реальним грошовим відтоком, але вона зменшує базу оподаткування, створюючи ефект «податкового щита».

4. Визначення чистого прибутку. Прибуток до оподаткування EBT_t розраховується як різниця між доходами та всіма витратами (включаючи амортизацію):

$$EBT_t = B_t - OPEX_t - A_t \quad (3.11)$$

Чистий прибуток $NetProfit_t$ визначається після сплати податку на прибуток підприємством за ставкою 18%:

$$NetProfit_t = EBT_t \cdot (1 - R_{tax}), \quad (3.12)$$

де R_{tax} – ставка податку.

5. Формування чистого грошового потоку (Net Cash Flow). Оскільки амортизація залишається на підприємстві, для розрахунку реального грошового потоку CF_t її необхідно додати до чистого прибутку:

$$CF_t = NetProfit_t + A_t. \quad (3.13)$$

6. Дисконтування та визначення NPV . Для приведення майбутніх грошових потоків до вартості поточного моменту використовується коефіцієнт дисконтування DF_t

$$DF_t = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (3.14)$$

де r – ставка дисконтування (Discount Rate), прийнята на рівні 16%. Ставка враховує середньозважену вартість капіталу (WACC) та ризикову премію.

Чистий приведений дохід розраховується як сума дисконтованих потоків за весь період за вирахуванням початкових інвестицій:

$$NPV = \sum_{t=1}^{10} (CF_t \cdot DF_t) - I_0. \quad (3.15)$$

Детальний розрахунок показників ефективності за роками реалізації проекту наведено в табл. 3.4.

3.4.4. Аналіз результатів

За результатами моделювання отримано наступні інтегральні показники ефективності проекту:

- чистий приведений дохід (NPV): 12,45 млн грн. Позитивне значення $NPV > 0$ свідчить про те, що проект є прибутковим навіть за умови високої вартості капіталу (16%). Доходи від проекту покривають всі інвестиційні та операційні витрати, а також забезпечують норму прибутку вищу за альтернативні варіанти інвестування (депозити, ОВДП);

- дисконтований термін окупності (DPP): 8,2 роки. З урахуванням фактора часу інвестиції окупляться на **9-й** рік експлуатації. Простий термін окупності (без дисконтування) становить **4,4** роки;

Таблиця 3.4 – Грошовий потік та розрахунок NPV проекту (тис. грн)

Показник / Рік	0	1	2	3	4	5	...	10
1. Інвестиції I_0	-102500	-	-	-	-	-	...	-
2. Економія витрат								
2.1. Зрізання піків (інд. 5%)	-	9936	10433	10954	11502	12077	...	15414
2.2. Арбітраж (інд. 5%)	-	13500	14175	14884	15628	16409	...	20943
3. Операційні витрати								
3.1. $OPEX$ (1% від $CAPEX$)	-	-1025	-1076	-1130	-1187	-1246	...	-1590
3.2. Амортизація	-	-10250	-10250	-10250	-10250	-10250	...	-10250
4. Фінансовий результат								
4.1. Прибуток до оподаткування	-	12161	13282	14458	15693	16990	...	24517
4.2. Податок (18%)	-	-2189	-2391	-2602	-2825	-3058	...	-4413
4.3. Чистий прибуток	-	9972	10891	11856	12868	13932	...	20104
5. Чистий грошовий потік CF_i^*	-102500	20222	21141	22106	23118	24182	...	30354
6. Коеф. дисконтування	1,000	0,862	0,743	0,641	0,552	0,476	...	0,227
7. Дисконтований потік PV_i	-102500	17433	15711	14163	12768	11513	...	6880
8. Накопичений NPV	-102500	-85067	-69356	-55193	-42425	-30912	...	+12450

- індекс прибутковості $PI = 1,12$. На кожну вкладену гривню інвестор отримує 1,12 грн дисконтованого доходу;
- внутрішня норма прибутковості (IRR): 19,8%. Оскільки

$$\begin{aligned} IRR &> r; \\ 19,8\% &> 16\%, \end{aligned} \quad (3.16)$$

проект має запас фінансової міцності та стійкий до незначних коливань ринкової кон'юнктури.

Перевірка умови резервування критичних навантажень (UPS-функція). Окрім економічних завдань, обрана конфігурація $E_{nom} = 10$ МВт·год забезпечує функцію аварійного живлення. Припустимо, що потужність критично важливих споживачів заводу (насоси, вентиляція, АСК, аварійне освітлення) становить близько 2,0–2,5 МВт (тобто 50% від номіналу СНЕ). У разі повного знеструмлення зовнішньої мережі, енергоємність 10 МВт·год дозволяє жити критичні навантаження впродовж

$$T_{backup} = \frac{E_{nom} \cdot DoD}{P_{crit}} = \frac{10 \cdot 0,9}{2,0} = 4,5 \text{ год.} \quad (3.17)$$

Цього часу цілком достатньо для безаварійної зупинки технологічного процесу або очікування відновлення зовнішнього електропостачання. Отже, задача резервування виконується автоматично завдяки обраній ємності.

3.5. Аналіз чутливості проекту до зміни ринкових факторів

Економічна модель, розроблена у п. 3.4, базується на детермінованих вхідних даних (фіксовані тарифи, прогнозний курс валют). Проте в умовах високої волатильності енергетичного ринку України існує ряд ризиків, які можуть суттєво вплинути на кінцеві показники ефективності.

Метою аналізу чутливості є визначення критичних меж зміни ключових параметрів, при яких проект залишається прибутковим $NPV > 0$, та ідентифікація факторів, що мають найбільший вплив на фінансовий результат.

3.5.1. Вибір факторів впливу

Для аналізу відібрано три ключові змінні, що мають найвищий ступінь невизначеності:

1. Тариф на послуги з розподілу та передачі T_{distr} . Впливає на економію від зрізання піків (Peak Shaving). Зниження тарифу зменшує привабливість проекту.

2. Спред цін на РДН (ΔP_{market}). Різниця між денною та нічною ціною. Впливає на дохід від арбітражу.

3. Капітальні інвестиції $CAPEX$. Вартість обладнання може змінитися через коливання курсу валют або логістичні витрати. Діапазон варіювання факторів обрано в межах $\pm 20\%$ з кроком 5% .

3.5.2. Результати однофакторного аналізу

Розрахунок реакції критерію NPV на зміну кожного з факторів (при фіксації інших на базовому рівні) наведено на графіку чутливості (рис. 3.2).

Аналіз графічних залежностей дозволяє зробити наступні висновки.

Найбільш критичний фактор – спред цін РДН (червона лінія). Графік має найбільший кут нахилу. Зниження різниці між денним та нічним тарифом на 15% призводить до падіння NPV до нуля (точка беззбитковості). Це свідчить про те, що проект є чутливим до ринкової кон'юнктури. Однак, враховуючи тенденцію до дефіциту маневрових потужностей в ОЕС України, ймовірність звуження спреду є мінімальною; навпаки, очікується його розширення.

Фактор тарифу на розподіл (синя лінія), має помірний вплив. Навіть при зниженні тарифу на 20% проект залишається в зоні прибутковості $NPV > 0$. Це підтверджує надійність стратегії Peak Shaving як базового джерела доходу.

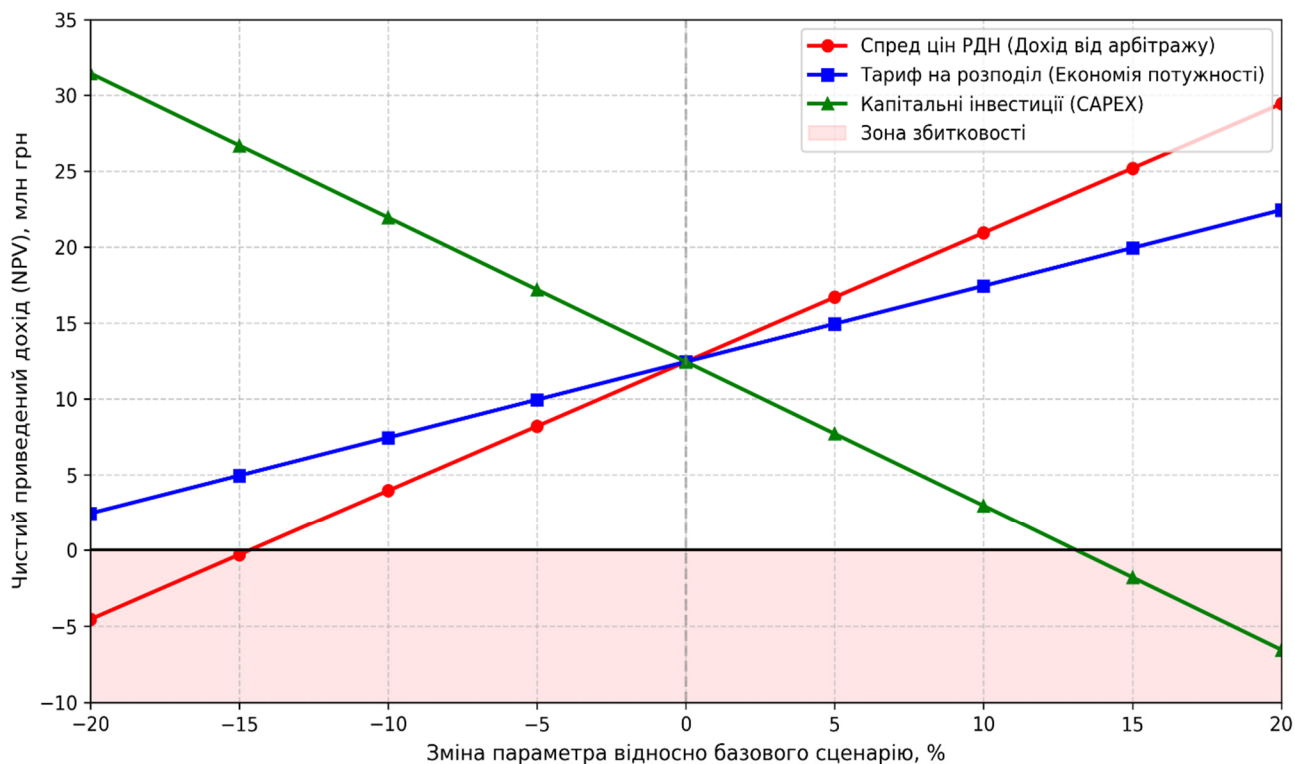


Рис. 3.2 – Графік чутливості

Фактор інвестицій (зелена лінія). Має обернено-пропорційну залежність. Зростання вартості обладнання на 10% (наприклад, через митні збори) зменшує *NPV*, але не робить проект збитковим. Запас міцності по *CAPEX* становить близько +12%.

3.5.3. Сценарний аналіз

Для комплексної оцінки ризиків розглянуто три сценарії розвитку подій (табл. 3.5).

Як видно з табл. 3.5, проект є стійким у Базовому та Оптимістичному сценаріях. Песимістичний сценарій (повна стагнація цін на електроенергію протягом 10 років при здорожчанні обладнання) є малоімовірним, але він показує, що без зростання тарифів окупність проекту стає проблематичною. Слід зазначити, що у фінансовій моделі песимістичного сценарію не враховано монетизований ефект від функції аварійного живлення (UPS).

Таблиця 3.5 – Результати сценарного аналізу

Сценарій	Умова	<i>NPV</i> , млн грн	<i>DPP</i> , років	Висновок
<i>Песимістичний</i>	Тарифи не ростуть (0%), <i>CAPEX</i> +10%	-4,2	>10	Ризикований
<i>Базовий</i>	Зростання тарифів 5%, <i>CAPEX</i> згідно кошторису	12,45	8,2	Прийнятний
<i>Оптимістичний</i>	Зростання тарифів 10%, <i>CAPEX</i> -5%	28,9	5,8	Високоєфективний

3.6. Висновки до розділу 3

1. На основі аналізу графіків навантаження встановлено, що для уникнення штрафних санкцій та зниження плати за заявлену потужність підприємству необхідно компенсувати дефіцит потужності в обсязі 4,6 МВт.

2. Шляхом розв'язання задачі нелінійної оптимізації методом повного перебору доведено, що максимальний економічний ефект забезпечує система з номінальною потужністю інвертора 5,0 МВт і номінальною ємністю батареї 10,0 МВт·год. Така конфігурація дозволяє повністю зрізати ранкові та вечірні піки тривалістю до 2 годин та ефективно реалізувати стратегію арбітражу.

3. Запропоновано децентралізовану схему підключення, що враховує двотрансформаторну структуру ГЗП заводу. Система розділена на дві незалежні черги по 2,5 МВт / 5,0 МВт·год, які підключаються до різних секцій шин 10 кВ. Це забезпечує симетричне розвантаження силових трансформаторів та підвищує надійність електропостачання.

4. Розрахунок грошових потоків за методикою UNIDO показав, що при капітальних інвестиціях на рівні 102,5 млн грн. проект генерує чистий приведений дохід у розмірі 12,45 млн грн за 10 років експлуатації. Внутрішня норма прибутковості становить 19,8%, що перевищує прийнятну ставку дисконтування 16%. Дисконтований термін окупності проекту складає 8,2 роки.

5. Аналіз чутливості виявив, що найбільш вагомим фактором впливу на NPV є волатильність ринкових цін на електроенергію (спред РДН). Водночас, проект демонструє високу стійкість до зміни регульованих тарифів на розподіл та можливого зростання капітальних витрат

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів

Експлуатація промислових систем накопичення енергії характеризується специфічним комплексом небезпечних і шкідливих виробничих факторів, джерелами яких є електрохімічні процеси в акумуляторних комірках, силове електротехнічне обладнання високої напруги та системи терморегуляції. Сучасний комплекс СНЕ, як правило, включає акумуляторні контейнери (або приміщення), інверторні станції, трансформаторні підстанції та системи розподілу енергії.

Основними небезпечними й шкідливими факторами при експлуатації LiFePO₄ (LFP) акумуляторних систем є:

- ураження електричним струмом;
- термічні опіки (внаслідок дугових розрядів або контакту з нагрітими поверхнями);
- хімічні опіки та отруєння токсичними продуктами розкладу електроліту;
- пожежо- та вибухонебезпека;
- акустичний шум від систем охолодження.

Специфікою промислових СНЕ є використання високої напруги постійного струму (DC), яка в сучасних системах досягає 1000-1500 В. На відміну від змінного струму, постійний струм не має переходу через нуль, що значно ускладнює гасіння електричної дуги при розмиканні контактів. Напруженість електромагнітного поля поблизу силових шин, інверторів та трансформаторів може перевищувати допустимі санітарні норми, особливо в моменти пікових навантажень. Також існує ризик виникнення крокової напруги та напруги дотику у випадку пробією ізоляції на корпус контейнера при неналежному заземленні.

Хоча хімія LiFePO_4 вважається безпечнішою за інші літій-іонні технології (наприклад, NMC), при аварійних режимах (терморозгін) відбувається розгерметизація комірок з викидом газоподібних продуктів. До складу вентиляційних газів, що забруднюють повітря робочої зони у випадку аварії, входять: чадний газ CO , діоксид вуглецю CO_2 , водень H_2 , метан CH_4 та пари органічних розчинників електроліту (карбонати). Особливу небезпеку становить утворення фтористого водню HF та фосфорилфториду POF_3 внаслідок розкладу солей літію LiPF_6 при взаємодії з вологою повітря, що є високотоксичними речовинами подразнюючої дії. Концентрація водню в закритому об'ємі контейнера може швидко досягти вибухонебезпечних меж (4% об.), створюючи загрозу об'ємного вибуху.

Значна надлишкова теплота виділяється акумуляторними модулями та інверторами під час циклів заряджання/розряджання великими струмами. Температура поверхні комірок при нормальній експлуатації контролюється, проте у випадку короткого замикання (КЗ) або відмови системи охолодження можливий локальний перегрів. Критичною температурою для LFP є діапазон 270°C , після якого починається екзотермічна реакція розкладу. Інтенсивність теплового випромінювання при горінні літій-іонних батарей є надзвичайно високою, а сам процес горіння важко піддається гасінню традиційними засобами через наявність окислювача всередині комірки.

Джерелами підвищеного шуму є вентилятори систем повітряного охолодження, компресори рідинних чилерів (HVAC) та силові трансформатори. Рівень шуму всередині контейнера СНЕ може досягати 80-90 дБА. Окрім того, акумуляторні модулі мають значну масу (50-100 кг), що створює ергономічні ризики та небезпеку травмування опорно-рухового апарату персоналу під час монтажних або ремонтних робіт у тісному просторі.

Аналіз умов праці при експлуатації промислової системи накопичення енергії виявив специфічний комплекс виробничих ризиків, зумовлений поєднанням високої напруги постійного струму та значної енергоемності електрохімічних елементів. Встановлено, що критичними факторами небезпеки

є можливість термічного розгону акумуляторних модулів із виділенням токсичних газів, ураження електричною дугою та підвищений рівень шуму від кліматичного обладнання.

4.2. Заходи безпеки щодо усунення небезпечних і шкідливих факторів

На базі виконаного аналізу небезпечних і шкідливих виробничих факторів, характерних для експлуатації LiFePO₄ систем накопичення енергії, запропоновано комплекс конструктивних, технічних та організаційних заходів безпеки [21, 22].

Для запобігання ураженню персоналу електричним струмом та виникненню аварійних ситуацій передбачено комплекс конструктивних та організаційно-технічних рішень:

1. Захист від прямого дотику. Усі струмопровідні частини високої напруги розміщено в закритих металевих корпусах та шафах зі ступенем захисту не нижче IP54. Це фізично унеможливує випадковий контакт електротехнічного персоналу з небезпечним потенціалом під час експлуатації.

2. Захист від електричної дуги. У колах постійного струму застосовано спеціалізовані швидкодіючі запобіжники та контактори з посиленими дугогасними камерами. Ці апарати здатні безпечно розривати ланцюги постійного струму високої напруги без виникнення стійкого дугового розряду.

3. Контроль ізоляції (режим IT). Оскільки акумуляторні збірки працюють в ізольованій системі заземлення (IT), передбачено встановлення автоматичних пристроїв постійного моніторингу опору ізоляції. При зниженні рівня ізоляції полюсів відносно землі нижче допустимої уставки автоматика миттєво блокує роботу інвертора та формує аварійний сигнал.

4. Система блокувань. Реалізовано електромеханічне блокування дверей силових відсіків, що унеможливує їх відкриття без попереднього відключення ввідних комутаційних апаратів. Для проведення ремонтних робіт запроваджено

процедуру, яка передбачає фізичне блокування приводів роз'єднувачів навісними замками для захисту від помилкової подачі напруги.

5. Захисне заземлення. Усі металеві неструмоведучі частини обладнання (корпуси шаф, каркаси інверторів, кабельні конструкції) надійно приєднані до головної заземлювальної шини (ГЗШ) для забезпечення еквіпотенціальності та відведення струмів витоку.

6. Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ). Обслуговуючий персонал забезпечується повним комплектом ЗІЗ, який включає [22]:

- термостійкі костюми та захисні щитки для обличчя, стійкі до термічного впливу електричної дуги;

- основні та додаткові електрозахисні засоби (діелектричні рукавички, взуття, килимки);

- спеціалізований ізольований інструмент для робіт під напругою до 1000 В.

Зниження ризику теплового розгону забезпечується багаторівневою системою керування батареєю (BMS), яка в реальному часі контролює напругу, струм та температуру кожної комірки, автоматично балансує заряд та відключає модулі при виході параметрів за безпечні межі.

Для усунення загрози вибуху газів, що виділяються при аварії, контейнери з акумуляторними батареями обладнуються:

- сенсорами газів – комбінованими детекторами CO, H₂, диму та температури для раннього виявлення передаварійного стану;

- системою аварійної вентиляції – при спрацюванні сенсорів газу автоматично вмикається витяжна вентиляція для зниження концентрації водню нижче нижньої межі вибуховості;

- вибухорозрядними панелями – конструктивними елементами даху або стін, що спрямовано руйнуються при підвищенні тиску, запобігаючи руйнуванню всього контейнера.

Для гасіння пожеж у СНЕ використовуються автоматичні системи пожежогасіння на основі «чистих агентів» (наприклад, Novec 1230 або FM-200),

які не пошкоджують електроніку та є діелектриками. Додатково може застосовуватися система водяного спринклерного зрошення («сухотруб») для зовнішнього підключення пожежних машин з метою охолодження модулів та запобігання повторному займанню.

Зниження концентрації шкідливих речовин та підтримання нормального теплового режиму забезпечується системами клімат-контролю (HVAC) або рідинного охолодження. Рідинне охолодження є більш ефективним для LFP систем, оскільки дозволяє підтримувати різницю температур між комірками не більше 3°C, що подовжує термін служби та знижує ризик локального перегріву. Герметичність трубопроводів з охолоджуючою рідиною (гліколем) повинна регулярно перевірятися для запобігання витокам, які можуть спричинити коротке замикання.

Допуск до обслуговування СНЕ надається лише персоналу, який пройшов спеціальне навчання з електробезпеки IV-V групи допуску та ознайомлений з хімічними ризиками літій-іонних батарей. Роботи з переміщення важких акумуляторних модулів повинні виконуватися з використанням механізованих підйомників. Важливим елементом безпеки є наявність системи віддаленого моніторингу (SCADA), яка дозволяє операторам контролювати стан системи з безпечної відстані, мінімізуючи час перебування у зоні дії шкідливих факторів. На об'єкті повинні бути розроблені плани ліквідації аварійних ситуацій, що враховують специфіку гасіння літєвих пожеж та нейтралізації токсичних викидів.

Запропонована система інженерно-технічних рішень, яка базується на використанні автоматичного моніторингу параметрів (BMS), детекторів раннього виявлення газів, спеціалізованих систем пожежогасіння та аварійної вентиляції, дозволяє локалізувати потенційні аварії на ранній стадії. Реалізація цих заходів у комплексі з організаційними вимогами та застосуванням спеціалізованих ЗІЗ забезпечує мінімізацію впливу шкідливих факторів на персонал та гарантує безпечну експлуатацію об'єкта.

4.3. Розрахунок заземлюючого пристрою

Конструктивно заземлювальний пристрій виконується у вигляді штучного контуру, що облаштовується по периметру території ГЗП (габарити майданчика – 35×46 м).

У якості вертикальних електродів до розгляду приймаються сталеві циліндричні стрижні діаметром 20 мм та довжиною 2,2 м. Глибина закладання вертикальних заземлювачів складає 0,6 м від поверхні ґрунту. З'єднання вертикальних заземлювачів у єдину систему виконано зварюванням за допомогою горизонтальних електродів з аналогічного круглого сталевого прокату. У місці спорудження контуру заземлення ґрунт двошаровий, причому питомий опір верхнього шару складає 80 Ом·м, а нижнього – 500 Ом·м. Планується використання наявних природних заземлювачів сумарним опором 18 Ом.

Опір заземлюючого пристрою для сторони вищої напруги ГЗП:

$$R_3 \leq \frac{U_p}{I_3} = \frac{250}{8,9} = 28,0 \text{ Ом},$$

де I_3 – максимальний струм, що протікає через заземлювач при замиканні на землю:

$$I_3 = \frac{U \cdot (35 \cdot l_{\text{кл}} + l_{\text{пл}})}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 5,3 + 3,6)}{350} = 8,9 \text{ А},$$

де $l_{\text{кл}}$ – довжина всіх кабельних ліній, що підключені до ГЗП заводу, км.

$l_{\text{пл}}$ – довжина всіх повітряних ліній, що підключені до ГЗП заводу, км.

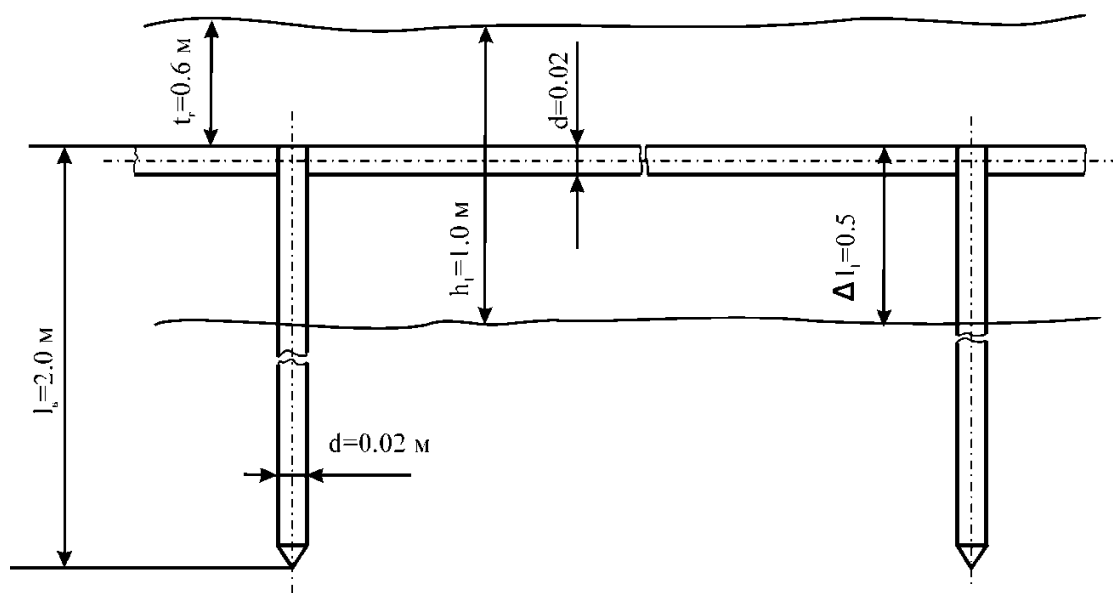


Рис. 4.1 – Розрахункова схема заземлювача у двошаровій землі

Відповідно до вимог [22], опір заземлювального пристрою в електроустановках до 1 кВ не повинен перевищувати 4 Ом. Виходячи з цього, як розрахункову величину прийнято гранично допустиме значення: $R_3 = 4$ Ом.

Кроком встановлення вертикальних електродів ≥ 6 м. Розрахунок необхідного опору штучного заземлювача виконується з урахуванням опору R_{Π} природного заземлювача

$$R_i = \frac{R_3 \cdot R_{\Pi}}{R_{\Pi} - R_3} = \frac{4 \cdot 18}{18 - 4} = 5,14 \text{ Ом};$$

Питомі опори ґрунту для заземлювачів:

- горизонтальних

$$\rho_{p.г} = \rho_{п.г} \cdot K_{п.г} = 80 \cdot 3,5 = 280 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- вертикальних

$$\rho_{p.в} = \rho_{п.в} \cdot K_{п.в} = 500 \cdot 1,6 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Еквівалентний питомий опір двошарової землі для вертикальних заземлювачів

$$\rho_{\text{р.в.е}} = \frac{l}{\frac{\Delta l_1}{\rho_{\text{р.г}}} + \frac{\Delta l_2}{\rho_{\text{р.в}}}} = \frac{2,2}{\frac{0,6}{500} + \frac{1,6}{80}} = 103,8 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Опір розтіканню струму одиничного вертикального заземлювача:

$$R_{\text{о.в.е}} = \frac{\rho_{\text{р.в.е}}}{2\pi \cdot l} \left[\ln \frac{2l_{\text{в}}}{d} + 0,5 \ln \frac{4t + l_{\text{в}}}{4t - l_{\text{в}}} \right] = \frac{103,8}{2\pi \cdot 2} \left[\ln \frac{2 \cdot 2,2}{20 \cdot 10^{-3}} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right] = 43,0 \text{ Ом};$$

де t – відстань від середини електроду до поверхні ґрунту

$$t = 0,6 + 0,5l_{\text{в}} = 0,6 + 0,5 \cdot 2,2 = 1,7 \text{ м.}$$

Попереднє число електродів за коефіцієнта використання $k_{i,\text{в}} = 0,74$

$$N' = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{K_{i,\text{в}} \cdot R_i} = \frac{43,0}{0,74 \cdot 5,14} = 12 \text{ од.}$$

Розрахункове значення опору струму розтіканню горизонтальних заземлювачів визначено з урахуванням коефіцієнта використання $K_{i,\text{г}} = 0,56$

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{р.г}}}{2\pi \cdot l_{\text{г}} \cdot K_{i,\text{г}}} \cdot \ln \frac{2 \cdot l_{\text{г}}^2}{2d \cdot t_{\text{г}}} = \frac{280}{2 \cdot 3,14 \cdot 162 \cdot 0,56} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot 162^2}{2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} \right] = 7,2 \text{ Ом.}$$

де $l_{\text{г}}$ – сумарна довжина горизонтальних електродів, м.

Уточнене значення необхідного опору вертикальних заземлювачів

$$R_{\text{в.е}} = \frac{R_{\text{р.г.е}} \cdot R_i}{R_{\text{р.г.е}} - R_i} = \frac{7,2 \cdot 5,1}{7,2 - 5,1} = 18,2 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних електродів при коефіцієнті використання $K_{i.\text{в.е}} = 0,72$

$$N_{\text{в}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{K_{i.\text{в.е}} \cdot R_{\text{в.е}}} = \frac{43,0}{0,72 \cdot 18,2} = 3,3 \text{ шт.}$$

Отже, приймаємо до встановлення 4-ри вертикальні заземлювачі, тоді їх кінцевий опір складе

$$R_{\text{в.е}} = \frac{R_{\text{о.в.е}}}{K_{i.\text{в.е}} \cdot N} = \frac{43,0}{0,72 \cdot 4} = 14,94 \text{ Ом.}$$

Шуканий опір заземлюючого пристрою

$$R = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{в}}} + \frac{1}{R_{\text{г}}} + \frac{1}{R_{\text{п}}}} = \frac{1}{\frac{1}{14,9} + \frac{1}{7,17} + \frac{1}{18}} = 3,82 < 4 \text{ Ом.}$$

Таким чином, на основі виконаних розрахунків обґрунтовано конструктивні параметри штучного заземлювального контуру ГЗП. Встановлено, що обрана конфігурація, яка складається з 4-х вертикальних сталевих електродів та горизонтальної з'єднувальної смуги довжини, з урахуванням провідності природних заземлювачів, забезпечує результуючий опір розтіканню струму $R = 4 \text{ Ом.}$

4.4. Висновки до 4-го розділу

1. На основі аналізу умов праці встановлено, що специфічні ризики експлуатації СНЕ (термічний розгон, ураження електричною дугою, шум) ефективно нейтралізуються обґрунтованим комплексом інженерно-технічних заходів (BMS, раннє виявлення газів, автоматичне пожежогасіння), реалізація яких гарантує безпеку персоналу та відповідність об'єкта чинним нормативам.

2. Обґрунтовано комплекс інженерно-технічних та організаційних заходів, який завдяки впровадженню автоматизованих систем моніторингу (BMS), детекторів газів та спеціалізованого пожежогасіння забезпечує ефективну нейтралізацію небезпечних виробничих факторів і гарантує безпечні умови праці персоналу під час експлуатації системи накопичення енергії.

3. Розрахунково підтверджено ефективність запропонованої конструкції захисного заземлення ГЗП, яка за рахунок використання комбінованого контуру (4 вертикальні електроди, горизонтальний і природні заземлювачі) забезпечує нормативне значення опору розтіканню струму ($R_3 = 4 \text{ Ом}$) згідно з вимогами ПУЕ.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота присвячена вирішенню актуальної науково-практичної задачі підвищення комплексної енергоефективності та надійності системи електропостачання промислового підприємства шляхом обґрунтування параметрів та інтеграції системи накопичення енергії в умовах динамічного ринкового ціноутворення.

Основні наукові та практичні результати дослідження полягають у такому:

1. Встановлено, що різкозмінний характер навантаження підприємства з піками до 22,5 МВт в умовах ринкових механізмів ціноутворення та високої чутливості технологічного обладнання до перебоїв живлення призводить до значних фінансових втрат, що обумовлює необхідність впровадження засобів активного керування попитом.

2. Обґрунтовано доцільність використання швидкодіючих літій-залізо-фосфатних (LFP) систем накопичення та сформульовано комплексний критерій енергоефективності на основі максимізації *NPV*, який, на відміну від класичних підходів, інтегрує монетизовану вартість технологічних ризиків безпосередньо у структуру грошового потоку.

3. На основі статистичної ідентифікації бімодального графіка навантаження розроблено математичну модель функціонування СНЕ, яка, на відміну від типових підходів, інтегрує напівемпіричний алгоритм деградації акумуляторів для високоточного прогнозування їх залишкового ресурсу та коректного розрахунку амортизаційних відрахувань.

4. Обґрунтовано стратегію диспетчеризації за ієрархічним принципом (технічні обмеження → зрізання піків → арбітраж) та методику імітаційного моделювання, застосування яких дозволяє визначити оптимальну конфігурацію системи, що забезпечує максимізацію чистого приведенного доходу (*NPV*) за життєвий цикл проекту.

5. За результатами розв'язання задачі нелінійної оптимізації визначено оптимальну конфігурацію системи (5,0 МВт / 10,0 МВт·год) та обґрунтовано її децентралізоване підключення двома чергами до секцій шин 10 кВ, що дозволяє компенсувати дефіцит потужності в обсязі 4,6 МВт та забезпечити симетричне розвантаження трансформаторів ГЗП.

6. Доведено економічну доцільність проекту з показником чистого приведенного доходу *NPV* 12,45 млн грн та внутрішньою нормою прибутковості 19,8%, при цьому встановлено, що підвищення енергоефективності досягається опосередковано – за рахунок структурної трансформації графіка навантаження та мінімізації вартості ресурсу, незважаючи на технологічне зростання фізичного обсягу споживання на 4–6%.

7. Аналіз чутливості підтвердив високу стійкість проекту до зміни регульованих тарифів на розподіл та капітальних витрат, водночас виявивши критичну залежність фінансового результату від волатильності цін ринку «на добу наперед» (спреду), що обґрунтовує необхідність використання адаптивних алгоритмів керування.

8. Розроблено комплексну систему забезпечення безпеки праці, яка шляхом інтеграції засобів автоматизованого моніторингу (BMS), раннього виявлення небезпечних газів та спеціалізованого пожежогасіння ефективно нейтралізує специфічні ризики експлуатації літій-іонних батарей (термічний розгон, токсичні викиди), гарантуючи відповідність об'єкта чинним нормативам.

9. Розрахунково підтверджено параметри захисного заземлення ГЗП, конструктивне виконання якого у вигляді комбінованого контуру з вертикальних, горизонтальних електродів і природних заземлювачів забезпечує нормативне значення опору розтіканню струму згідно з вимогами ПУЕ.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії»: прийнятий 13 квіт. 2017 р. № 2019-VIII. Відомості Верховної Ради України. 2017. № 27-28. Ст. 312.
2. Denholm P., Margolis R. The Potential for Battery Energy Storage to Provide Peaking Capacity in the United States. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021. – NREL/TP-6A20-79883.
3. NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. National Fire Protection Association, 2023.
4. Etude C.E., Njoku C, Ikeuba A., Yakubu E. Recycling lithium-ion batteries: A review of current status and future directions. Sustainable Chemistry One World. October. 2004. DOI:10.1016/j.scowo.2024.100027.
5. Skyllas-Kazacos M., Chakrabarti M.H., Hajimolana S. A. Progress in Flow Battery Research and Development. Journal of the Electrochemical Society. 2011. Vol. 158, no. 8. P. R55–R79.
6. Alotto P., Guarnieri M., Moro F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. Vol. 29. P. 325–335.
7. Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment [Electronic resource] / K. Mongird et al. Richland: Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2022. — PNNL-33283. 151 P.
8. Degradation of Commercial Lithium-Ion Cells as a Function of Chemistry and Cycling Conditions / Y. Preger et al. Journal of the Electrochemical Society. 2020. Vol. 167, No. 12. P. 120532.
9. Wang J. et al. Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells. Journal of Power Sources. 2011. Vol. 196, No. 8. P. 3942–3948.
10. Hesse H. C., Schimpe M., Kucevic D., Jossen A. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid: A Review of Stationary Battery Storage System Applications. Energies. 2017. Vol. 10, No. 12. P. 2107.

11. Mongird K. et al. 2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. Golden, CO : National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2022. PNNL-33283.

12. Беренс В., Хавранек П. М. Керівництво з підготовки промислових техніко-економічних обґрунтувань / пер. з англ. Київ : UNIDO, 1995. 345 с.

13. Технічний регламент щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів. Затв. пост. Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2019 р. № 152

14. Wilson. Power solution. Power transphormers. Електронний ресурс. URL: <https://www.wilsonpowersolutions.co.uk/products/power-transformers/>

15. Kirschen D. S., Strbac G. Fundamentals of Power System Economics. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2018. 400 p.

16. Постанова «Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «УКРЕНЕРГО» на 2025 рік від 19.12.2024 № 2200. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2200874-24#Text>.

17. Звіти про роботу ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: офіційний сайт ДП «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua>.

18. Тарифи на електроенергію для підприємств. [Електронний ресурс]. <https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/electric/prom/>

19. Жидецький В. Ц. Основи охорони праці. Львів: Афіша, 2004. 250 с.

20. Геврик Є. О. Охорона праці: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. К.: Ельга, Ніка-Центр, 2003. 280 с.

21. Жидецький В. Ц. Основи охорони праці. Львів: Афіша, 2004. 250 с.

22. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

23. Волошко А. В., Лутчин Т. М. Аналіз методів прогнозування електроспоживання підприємств з урахуванням стохастичної природи навантаження. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2015. № 2. С. 45–53.