МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

_____Електричної інженерії та кіберфізичних систем_____
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

_____перший (бакалаврський) рівень_____
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення енергетичної ефективності підприємства металургійної галузі

Виконав: студент __4___ курсу
спеціальності _____141 Електроенергетика,_____
електротехніка та електромеханіка_____
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми _Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка_____
(назва освітньої програми)
_____ К.О. Семененко _____
(ініціали та прізвище)

Керівник ___к.т.н., доц. Єрофєєва А.А.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент_к.т.н., доц. Башлій_С.В._____
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М._____
Кафедра___електричної інженерії та кіберфізичних систем_____
Рівень вищої освіти____перший (бакалаврський) рівень_____
Спеціальність __141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка_
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
к.т.н., доц._____Д.М. Морозов
«_____»_____2026__року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

_____Семененку Кирилу Олександрович_____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення енергетичної ефективності підприємства металургійної галузі
2 керівник роботи ___Єрофєєва А.А к.т.н., доц..
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_23_» грудня__2025__року №_1833 - с_____
3 Строк подання студентом роботи _____11 червня 2026 р._____
4 Вихідні дані до роботи: найбільшими споживачами електричної енергії є термічні печі, апарати зварювання, електродвигунне навантаження верстатів, освітлення та вентиляція.
5 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз можливостей підвищення енергоефективності цеху порошкової металургії Прат «Дніпроспецсталь»2) Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху 3) Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів
6 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз електроспоживання цеху 2) Схема однолінійна 3) План розміщення обладнання цеху 4) Техніко-економічні показники підвищення ефективності електроспоживання цеху.

7 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Єрофєєва А.А к.т.н., доц		
Розділ 2	Єрофєєва А.А к.т.н., доц		
Розділ 3	Єрофєєва А.А к.т.н., доц		

8 Дата видачі завдання 01.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливостей підвищення енергоефективності цеху порошкової металургії Прат «Дніпроспецсталь»	01.03.2026	
2	Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху	01.04.2026	
3	Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів	10.05.2026	

Студент _____ (підпис) К.О. Семененко (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ (підпис) А.А. Єрофєєва (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ (підпис) С.В. Башлій (ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 76 сторінок, 8 рисунків, 32 таблиці, 12 джерел.

Темою дипломного проекту є «Підвищення енергетичної ефективності підприємства металургійної галузі».

Об'єкт дослідження - цех порошкової металургії ПрАТ «Дніпроспецсталь», що використовує достатньо значну кількість енергетичних ресурсів. Предметом роботи є підвищення рівня енергоефективності вищезазначеного підприємства, визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

Метою дипломного проекту є підвищення рівня ефективності електроспоживання цеху порошкової металургії ПрАТ «Дніпроспецсталь», визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

В загальній частині розраховані втрати потужності та електроенергії, що дозволило запропонувати декілька заходів з енергозбереження: зміна технології плавки металу в цеху шляхом модернізації механізму переміщення електродів дугової печі, впровадження нової системи ЧПУ металорізальних верстатів, модернізація системи вентиляції з переходом від загальнообмінної до локальної.

Економічна частина містить економічний аналіз ефективності енергозберігаючих проектів. Розраховано такі показники як: чиста теперішня вартість, внутрішня норма рентабельності та термін окупності запропонованих заходів. Розглянуті питання з охорони праці.

ЕЛЕКТРОУСТАНОВКА, ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ДУГОВА ПІЧ, МЕХАНІЗМ ПЕРЕМІЩЕННЯ, ЛОКАЛЬНА, СИСТЕМА ВЕНТИЛЯЦІЇ ТЕРМІН ОКУПНОСТІ

ЗМІСТ

Вступ 7
1 Аналіз можливостей підвищення енергоефективності цеху порошкової металургії Прат «Дніпроспецсталь»….....9
1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження….....9
1.2 Огляд споживачів електричної енергії….....11
1.3 Аналіз електроспоживання цеху у 2024–2025 роках.....14
1.3.1 Річна та місячна динаміка.....14
1.3.2 Добовий графік навантаження.....17
1.4 Заходи з підвищення енергоефективності.....19
1.4.1 Використання енергоефективних електродвигунів.....19
1.4.2 Частотне регулювання вентиляторів і насосів 21
1.4.3 Компенсація реактивної потужності.....23
1.4.4 Модернізація системи освітлення….....25
1.4.5 Розширення АСКОЕ та впровадження енергоменеджменту.....27
1.4.6 Модернізація дугової печі постійного струму ДС-5МТ.....29
1.5 Узагальнена техніко-економічна оцінка.....30
2. Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху….....34
2.1 Розрахункова база та вихідні умови 2024–2025 років….....35
2.2 Модернізація системи електропостачання дугової печі постійного струму.....36
2.2.1 Розрахунок електричних навантажень.....36
2.2.2 Вибір трансформаторів і оцінювання втрат.....39
2.2.3 Компенсація реактивної потужності та вибір кабельної лінії..... 41
2.3 Модернізація механізму переміщення електродів дугової печі.....43
2.4 Впровадження сучасної системи ЧПУ металорізальних верстатів.....45
2.5 Модернізація вентиляції з переходом до локальної аспірації.....49

2.6 Узгодження заходів з існуючим обладнанням та системою захисту.....49
2.7 Автоматизована система контролю та управління енергоспоживанням50
2.8 Техніко-економічне оцінювання комплексу заходів.....52
3 Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів.....57
3.1 Вихідні економічні умови та методика розрахунку.....57
3.1.1 Розрахункова ціна електричної енергії у 2024-2025 роках.....57
3.1.2 Базові параметри інвестиційного аналізу.....59
3.2 Розрахунок фонду оплати праці персоналу.....61
3.3 Формування капітальних інвестицій у цінах 2025 року.....63
3.4 Техніко-економічна оцінка окремих заходів.....66
3.4.1 Модернізація дугової печі постійного струму.....67
3.4.2 Впровадження нової системи ЧПУ металорізальних верстатів.....68
3.4.3 Модернізація системи вентиляції.....69
Висновки…….....77
Перелік посилань……..…….....78

ВСТУП

Енергоефективність промислового виробництва у 2024–2025 роках набула для України не лише економічного, а й стратегічного значення. Пошкодження енергетичної інфраструктури, дефіцит генеруючих потужностей, волатильність ринкових цін та необхідність забезпечення безперервності виробничих процесів підвищили вимоги до керування електроспоживанням на рівні окремих підприємств і цехів. Для металургійних виробництв, де частка електричної енергії у собівартості продукції є значною, скорочення питомих витрат енергії безпосередньо впливає на конкурентоспроможність, стійкість та екологічні показники виробництва.

Сучасна політика енергоефективності базується на вимогах Закону України «Про енергетичну ефективність», принципах системного енергоменеджменту ISO 50001:2018 та використанні інструментального контролю значущих енергоспоживачів. У 2024 році середньозважена ціна електричної енергії на ринку «на добу наперед» становила 4,878 грн/кВт·год без ПДВ, а у 2025 році — 5,644 грн/кВт·год без ПДВ. Одночасно тариф на передачу НЕК «Укренерго» зріс з 0,529 до 0,686 грн/кВт·год без ПДВ, що підсилює економічний ефект від кожної зекономленої кіловат-години [2–5].

Об’єктом дослідження є система електроспоживання цеху порошкової металургії ПрАТ «Дніпроспецсталь». Предметом дослідження є режими роботи основних електроприймачів, структура електричного навантаження, втрати активної енергії, споживання реактивної потужності та техніко-економічна ефективність комплексу енергозберігаючих заходів.

Метою роботи є аналіз електроспоживання цеху відповідно до умов 2024–2025 років і формування технічно обґрунтованої програми підвищення енергоефективності.

Для досягнення мети вирішено такі завдання:

- уточнено структуру встановленої потужності та розрахункове споживання електроенергії у 2024–2025 роках;
- побудовано річні, місячні та добові графіки навантаження;
- оцінено потенціал застосування двигунів класів IE3/IE4 та частотного регулювання;
- розраховано необхідну потужність конденсаторної установки;
- обґрунтовано перехід на промислове LED-освітлення;
- сформовано архітектуру розширеної АСКОЕ та систему енергетичних показників EnPI;
- оцінено модернізацію дугової печі постійного струму ДС-5МТ;

виконано узагальнений інвестиційний аналіз комплексу заходів.

1 Аналіз можливостей підвищення енергоефективності цеху порошкової металургії Прат «Дніпроспецсталь»

1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження

ПрАТ «Електрометалургійний завод «Дніпроспецсталь» ім. А. М. Кузьміна» є одним із провідних українських виробників спеціальних сталей і сплавів. За офіційними відомостями підприємства, виробничі потужності дають змогу випускати понад 800 марок сталі у 1200 профілерозмірах, а продукція постачається більш ніж у 60 країн. Система менеджменту якості сертифікована за ISO 9001:2015 [6].

Порошкова металургія використовується для отримання швидкорізальних, інструментальних та високолегованих сталей із підвищеною однорідністю структури. Технологічний цикл включає підготовку шихти, плавку, позапічну обробку, розпилення металу, підготовку порошку, ізостатичне пресування, термічну й механічну обробку та контроль якості. Кожний етап має власний профіль електричного навантаження, тому енергетичний аналіз повинен виконуватися не лише за загальним лічильником, а й за технологічними переділами.

Таблиця 1.1 – Актуалізовані відомості про підприємство

Показник	Характеристика станом на 2024–2025 рр.
Повна назва	ПрАТ «Електрометалургійний завод «Дніпроспецсталь» ім. А. М. Кузьміна»
Місце розташування	м. Запоріжжя, Україна
Основна продукція	Нержавіючі, інструментальні, швидкорізальні, підшипникові, конструкційні та спеціальні сталі
Асортимент	Понад 800 марок сталі та 1200 профілерозмірів

Географія постачання	Понад 60 країн
Система менеджменту якості	ISO 9001:2015
Ключовий енергетичний ризик	Висока частка електротермічного обладнання та залежність від надійності зовнішнього електропостачання



Рисунок 1.1 – Технологічна схема виробництва порошкових і спеціальних сталей

Таблиця 1.2 – Технологічні переділи та основні електроспоживачі

Технологічний етап	Основні електроприймачі	Характер навантаження	Ключовий напрям енергозбереження
Підготовка шихти	Дробарки, транспортери, змішувачі	Повторно-короткочасний	Оптимізація холостого ходу, частотне регулювання
Плавка	Індукційні та дугові печі	Різкозмінний, нелінійний	Зниження питомих витрат, контроль гармонік

Позапічна обробка	Піч-ківш, вакуумні насоси, газоочистка	Тривалий і циклічний	Автоматизація режимів, компенсація реактивної потужності
Підготовка порошку	Розпилювачі, вентилятори, класифікатори	Тривалий	ПЧ для вентиляторів, усунення витоків повітря
Ізостатичне пресування	Насосні станції високого тиску	Циклічний	Акумулювання тиску, регулювання швидкості
Термічна обробка	Електропечі, вентилятори рециркуляції	Тривалий	Теплова ізоляція, оптимізація температурних графіків
Механічна обробка	Верстати, шліфувальні машини, крани	Змінний	Енергоефективні двигуни, автоматичне вимкнення

1.2 Огляд споживачів електричної енергії

Електроприймачі цеху поділено на електротермічні установки, електроприводи, зварювальне обладнання, системи вентиляції та компримованого повітря, освітлення й допоміжні механізми. Живлення основної частини обладнання здійснюється від трифазної мережі 0,4 кВ частотою 50 Гц; потужні печі та трансформатори можуть підключатися до мереж 6–10 кВ. Для критичних систем охолодження, газоочистки, аварійного освітлення й керування необхідно забезпечити резервування та гарантоване живлення.

Сумарну встановлену потужність визначають як суму паспортних потужностей усіх електроприймачів:

$$P\Sigma = \Sigma P_i, \text{ кВт} \quad (1.1)$$

Річне споживання електроенергії за групами обладнання оцінюють з урахуванням коефіцієнта використання та тривалості роботи:

$$W = \Sigma (P_i \cdot k_{ui} \cdot t_i), \text{ кВт·год} \quad (1.2)$$

де P_i — встановлена потужність і-ї групи;

k_{ui} — коефіцієнт використання;

t_i — тривалість роботи за розрахунковий період.

Таблиця 1.3 – Структура встановленої потужності електрообладнання цеху

№	Група електроприймачів	Встановлена потужність, кВт	Частка, %
1	Електричні печі та термічне обладнання	1360	49.7
2	Металообробні електроприводи	610	22.3
3	Вентиляція та компресорні установки	310	11.3
4	Електрозварювальне обладнання	223	8.1
5	Освітлення	154	5.6
6	Допоміжні механізми	80	2.9
	Разом	2737	100,0



Рисунок 1.2 – Структура встановленої потужності цеху у 2025 році

Таблиця 1.4 – Розрахункові електротехнічні параметри груп навантаження

Група	Напруга, кВ	Категорія надійності	Орієнтовний cosφ	Характер навантаження
Електричні печі	6–10 / 0,4	I–II	0,75–0,88	Різкозмінне, нелінійне
Вентиляція та газоочистка	0,4	I–II	0,78–0,86	Тривале
Металообробні приводи	0,4	II	0,72–0,88	Змінне
Зварювальні установки	0,4	II	0,55–0,75	Короткочасне, несиметричне
Освітлення	0,23/0,4	I–III	0,90–0,98	Тривале
Системи керування й АСКОЕ	0,23	I	0,90–0,99	Безперервне

1.3 Аналіз електроспоживання цеху у 2024–2025 роках

1.3.1 Річна та місячна динаміка

Коефіцієнт використання встановленої потужності визначається відношенням середньої активної потужності до сумарної встановленої потужності:

$$k_u = P_{сер} / P\Sigma \quad (1.3)$$

За розрахункового річного споживання 8,65 млн кВт·год у 2025 році середня потужність становить близько 987 кВт, а середньорічний коефіцієнт використання — 0,36. Такий рівень характерний для цеху з поєднанням безперервних і циклічних технологічних процесів.

Таблиця 1.5 – Динаміка електроспоживання цеху у 2022–2025 роках

Рік	Споживання, млн кВт·год	Зміна до попереднього року, %	Середня потужність, кВт	Коефіцієнт використання
2022	7,46	–	852	0.311
2023	7,84	5.1	895	0.327
2024	8,12	3.6	927	0.339
2025	8,65	6.5	987	0.361

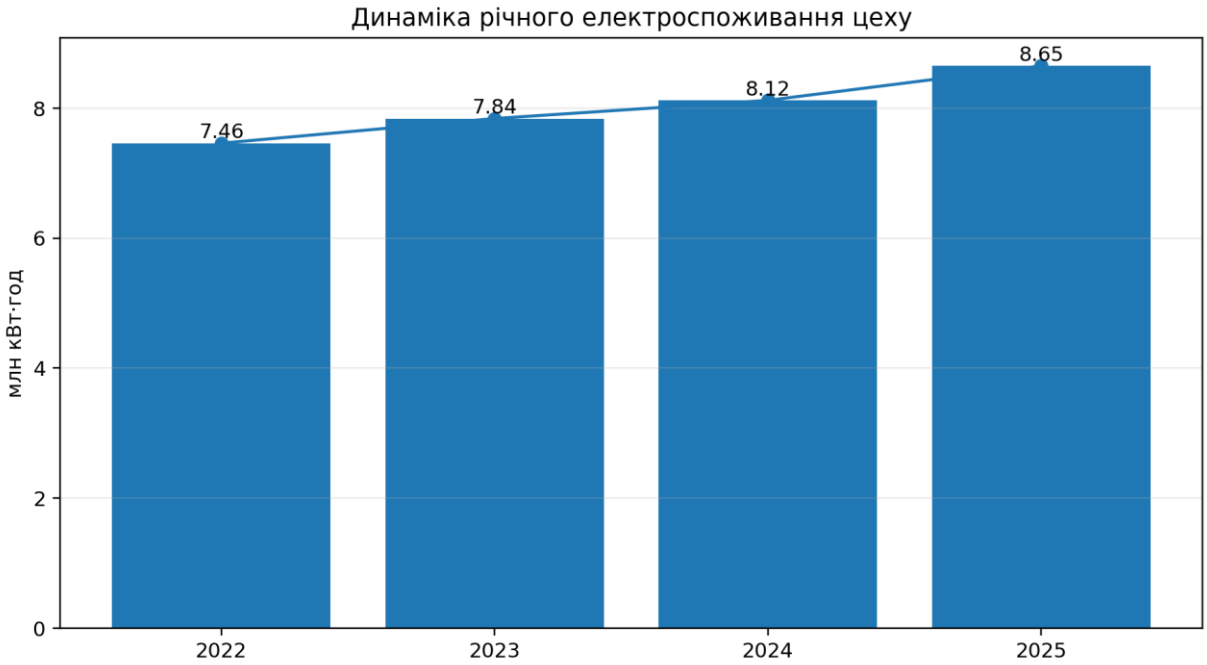


Рисунок 1.3 – Динаміка річного електроспоживання цеху

Вартість спожитої електроенергії визначається добутком обсягу споживання на розрахунковий тариф:

$$C_{ел} = W \cdot T_{ел} \tag{1.4}$$

Для академічної оцінки кінцевий тариф сформовано з середньозваженої ціни РДН, тарифу на передачу, розрахункової складової розподілу та постачання, а також ПДВ. Така модель не замінює конкретну комерційну пропозицію постачальника, проте відображає масштаб зміни вартості електроенергії між 2024 і 2025 роками.

Таблиця 1.6 – Формування розрахункової ціни електроенергії у 2024–2025 роках

Складова	2024 р., грн/кВт·год	2025 р., грн/кВт·год	Джерело/примітка
Середньозважена ціна РДН без ПДВ	4,878	5,644	Офіційні річні звіти АТ «Оператор ринку» [4, 5]

Тариф на передачу без ПДВ	0,529	0,686	Постанови НКРЕКП [2, 3]
Розподіл, послуги постачальника та небаланси	0,468	0,462	Розрахункова складова
Проміжний підсумок без ПДВ	5,875	6,792	Сума складових
Розрахункова кінцева ціна з ПДВ	7,05	8,15	Прийнято для техніко-економічних розрахунків

Таблиця 1.7 – Помісячне електроспоживання та витрати у 2024–2025 роках

Місяць	Споживання 2024, млн кВт·год	Витрати 2024, млн грн	Споживання 2025, млн кВт·год	Витрати 2025, млн грн
Січень	0.73	5.15	0.78	6.36
Лютий	0.69	4.86	0.73	5.95
Березень	0.66	4.65	0.70	5.71
Квітень	0.63	4.44	0.67	5.46
Травень	0.65	4.58	0.69	5.62
Червень	0.61	4.30	0.65	5.30
Липень	0.63	4.44	0.68	5.54
Серпень	0.67	4.72	0.72	5.87
Вересень	0.69	4.86	0.74	6.03
Жовтень	0.72	5.08	0.78	6.36
Листопад	0.71	5.01	0.75	6.11
Грудень	0.73	5.15	0.76	6.19
Усього	8.12	57.25	8.65	70.50

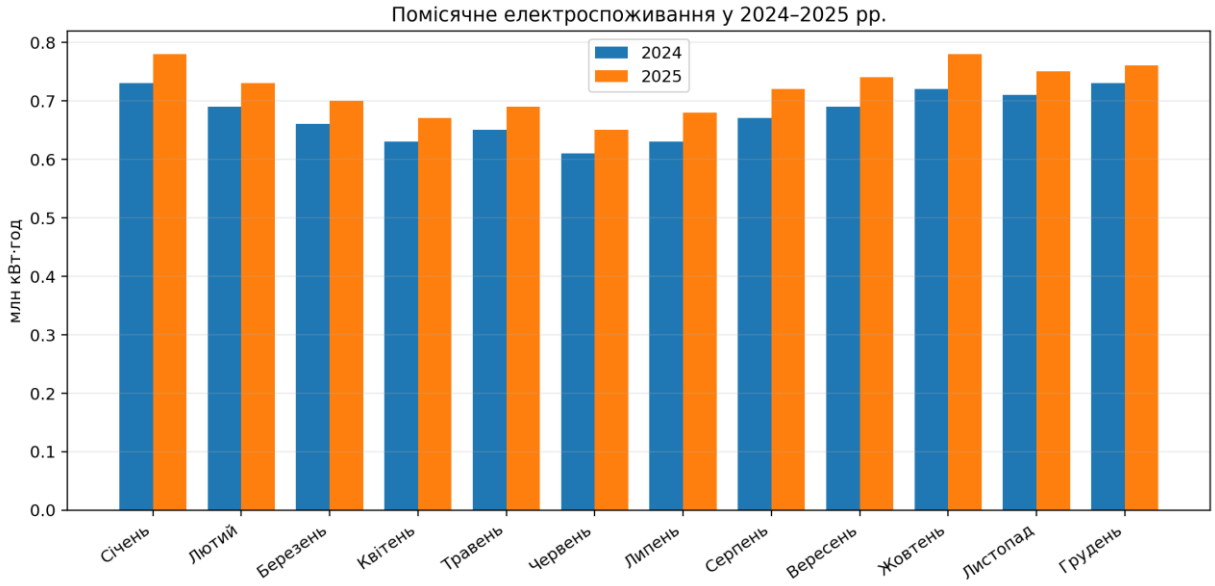


Рисунок 1.4 – Помісячне електроспоживання у 2024–2025 роках

Річне споживання у 2025 році зросло на 6,5 % порівняно з 2024 роком, тоді як розрахункові витрати збільшилися приблизно на 23,1 %. Випереджальне зростання витрат пояснюється не лише збільшенням обсягу виробництва, а й підвищенням ринкової та мережевої складових ціни електроенергії. Тому пріоритетними є заходи, що забезпечують стабільну річну економію незалежно від виробничої програми.

$$\Delta W\% = (W_{2025} - W_{2024}) / W_{2024} \cdot 100\ \% \qquad (1.5)$$

1.3.2 Добовий графік навантаження

Добовий графік характеризується базовим нічним навантаженням 440–550 кВт, ранковим набором потужності, робочим плато 1250–1500 кВт та поступовим зниженням після завершення основних операцій. Добова витрата за розрахунковим графіком дорівнює 23,69 МВт·год, а коефіцієнт заповнення графіка — 0,65.

Таблиця 1.8 – Розрахунковий добовий графік активного навантаження

Інтервал часу	Активна потужність, кВт
00:00–01:00	487
01:00–02:00	464
02:00–03:00	452
03:00–04:00	441
04:00–05:00	452
05:00–06:00	522
06:00–07:00	754
07:00–08:00	1044
08:00–09:00	1276
09:00–10:00	1392
10:00–11:00	1473
11:00–12:00	1450
12:00–13:00	1369
13:00–14:00	1415
14:00–15:00	1508
15:00–16:00	1485
16:00–17:00	1369
17:00–18:00	1218
18:00–19:00	1137
19:00–20:00	1044
20:00–21:00	928
21:00–22:00	812
22:00–23:00	650
23:00–00:00	545

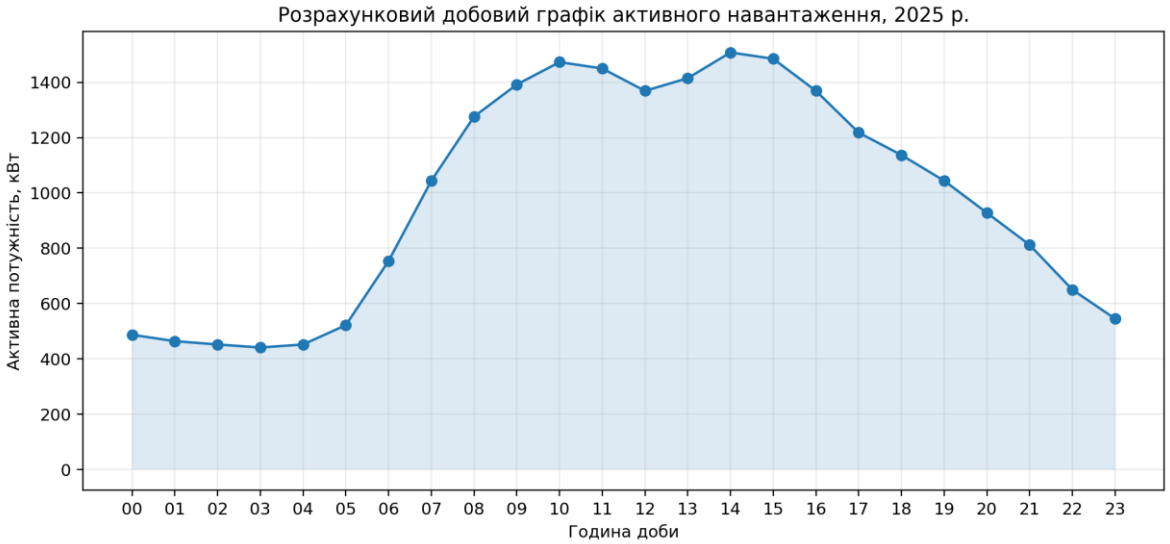


Рисунок 1.5 – Розрахунковий добовий графік активного навантаження

Наявність значного базового навантаження у неробочі години свідчить про потенціал автоматичного вимкнення допоміжних систем, оптимізації вентиляції та впровадження графіків запуску обладнання. Навіть скорочення нічної потужності на 80–100 кВт протягом 8 годин дає додаткову економію 230–290 МВт·год на рік.

1.4 Заходи з підвищення енергоефективності

1.4.1 Використання енергоефективних електродвигунів

Електродвигуни є одним із наймасовіших типів обладнання цеху. У 2025 році міжнародна класифікація ефективності двигунів була оновлена стандартом IEC 60034-30-1:2025, який охоплює класи IE1–IE5. Для нових і замінних двигунів доцільно встановити мінімальну вимогу IE3, а для тривалих режимів роботи — IE4 [8].

$$\eta = P_2 / P_1 \cdot 100\ \% \qquad (1.6)$$

Річна економія електроенергії під час заміни двигуна визначається різницею вхідної енергії за старого та нового ККД:

$$\Delta W_{дв} = P_{мех} \cdot t \cdot (1/\eta_1 - 1/\eta_2) \quad (1.7)$$

Таблиця 1.9 – Інвентаризація електродвигунів і потенціал заміни

Група	К-ть	ΣРн, кВт	t, год/рік	η_1/η_2	Економія МВт·год/рік
Вент.	12	198	6000	0,88/0,94	60,3
Насоси	8	112	6500	0,87/0,93	35,1
Верстати	35	245	3500	0,86/0,92	39,0
Шліф.	18	165	4200	0,88/0,93	30,5
Допом.	22	151	2500	0,84/0,90	16,5
Разом	95	871	—	—	181,4

Таблиця 1.10 – Порівняння класів енергоефективності двигунів

Клас	Орієнтовний ККД для 30–75 кВт, %	Рекомендована сфера застосування	Очікуваний ефект
IE1	88,5	Експлуатація наявного за умови рідкісної роботи	Базовий рівень; заміна під час капремонту
IE2	90,5	Обмежене застосування	Економія 1–3 % від споживання двигуна
IE3	92,4	Нові двигуни загальнопромислового призначення	Економія 3–5 %
IE4	94,0	Тривалі режими, вентилятори, насоси, компресори	Економія 5–8 % та зниження нагріву

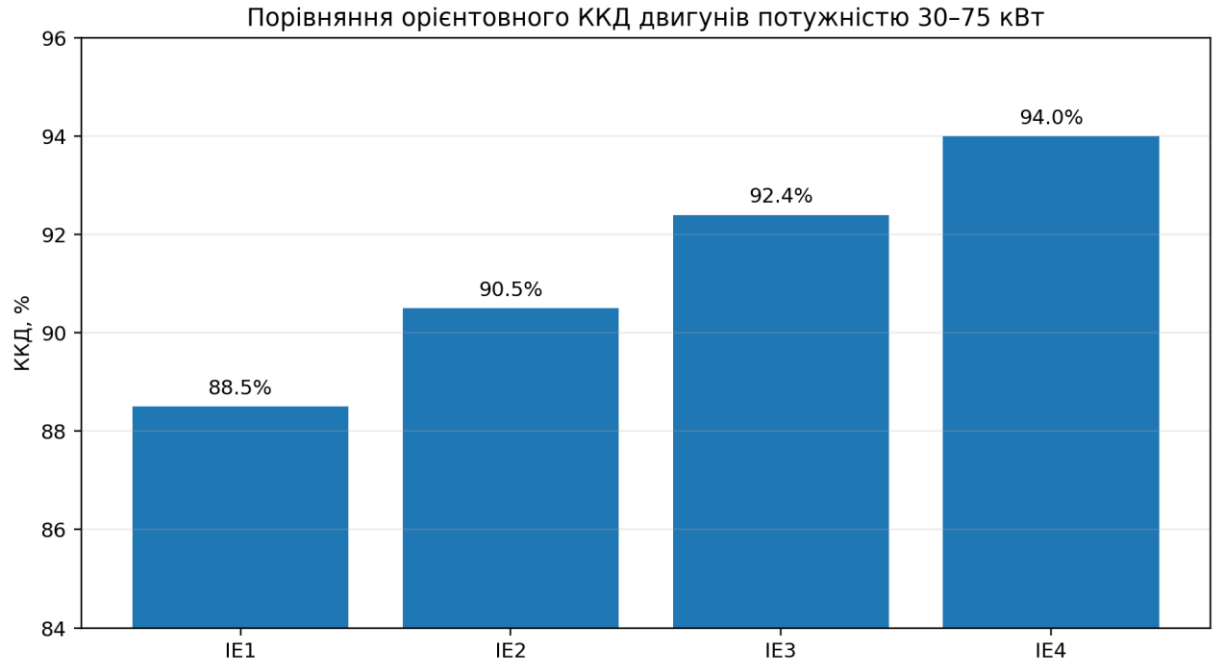


Рисунок 1.6 – Порівняння орієнтовного ККД двигунів класів IE1–IE4

За прийнятої структури двигунів потенціал прямої економії від поетапної заміни становить близько 181 МВт·год/рік. Найвищий пріоритет мають двигуни з тривалістю роботи понад 4000 год/рік, завантаженням 60–90 % та частими ремонтами обмоток.

1.4.2 Частотне регулювання вентиляторів і насосів

Для вентиляторів і відцентрових насосів діють закони подібності: подача пропорційна частоті обертання, напір — квадрату частоти, а потужність — кубу частоти. Тому зниження швидкості на 20 % теоретично зменшує споживану потужність приблизно до 51 % номінальної.

$$Q_2/Q_1 = n_2/n_1 \quad (1.8а)$$

$$H_2/H_1 = (n_2/n_1)^2 \quad (1.8б)$$

$$P_2/P_1 = (n_2/n_1)^3 \quad (1.8в)$$

$$\Delta W_{ПЧ} = (P_{до} - P_{після}) \cdot t \quad (1.9)$$

Таблиця 1.11 – Розрахунок ефекту частотного регулювання

Система	Рн, кВт	Год/рік	Середня відносна подача	Р до, кВт	Р після, кВт	Економія, МВт·год/рік
Витяжні вентилятори	120	6200	0.78	102	61	254.2
Припливні вентилятори	90	5200	0.75	76	40	187.2
Насоси охолоджувальної води	88	6500	0.82	75	51	156.0
Місцеві відсмоктувачі	60	4000	0.70	51	22	116.0
Разом	358	—	—	304	174	713.4

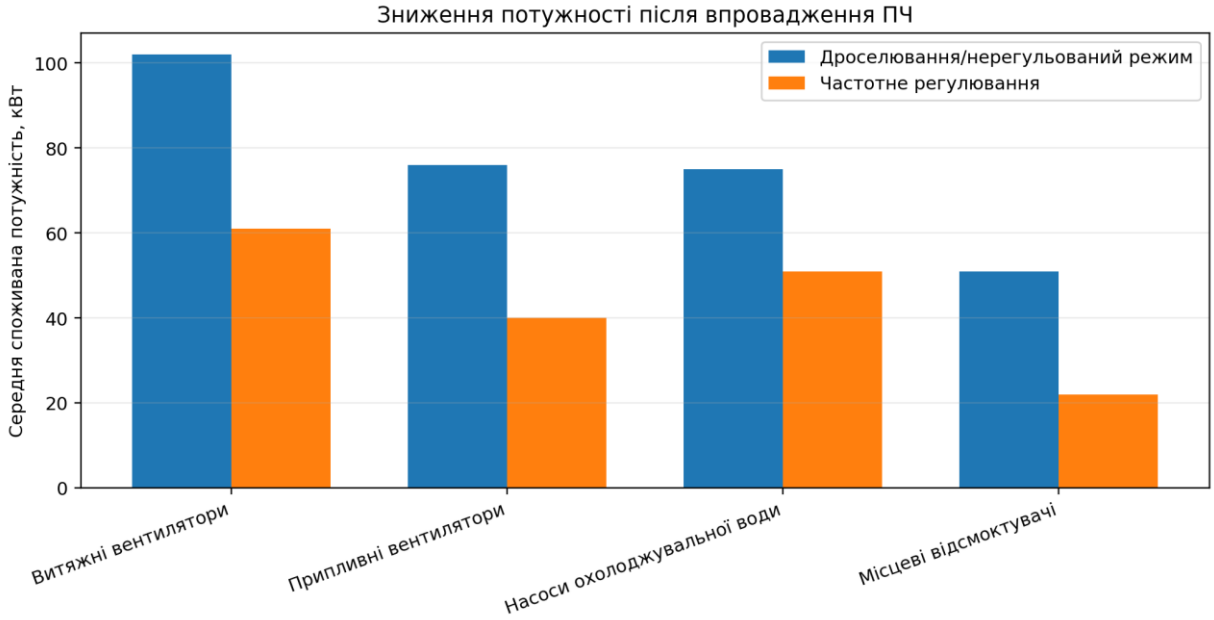


Рисунок 1.7 – Зниження середньої потужності після впровадження частотного регулювання

Сумарна розрахункова економія становить 713 МВт·год/рік. Додатковими перевагами є плавний пуск, зниження механічних навантажень, зменшення гідравлічних ударів, стабілізація тиску та можливість автоматичного керування за сигналами температури, розрідження або витрати.

1.4.3 Компенсація реактивної потужності

Індуктивні електроприймачі споживають активну та реактивну потужність. Повна потужність і коефіцієнт потужності визначаються співвідношеннями:

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2)} \quad (1.10)$$

$$\cos\varphi = P / S \quad (1.11)$$

Необхідна потужність конденсаторної установки для підвищення коефіцієнта потужності від cosφ1 до cosφ2 визначається за формулою:

$$Qc = P \cdot (\operatorname{tg}\varphi 1 - \operatorname{tg}\varphi 2) \quad (1.12)$$

Для максимального активного навантаження 1300 кВт, початкового cosφ = 0,78 та цільового cosφ = 0,95 розрахункова потужність компенсації становить 616 квар. Доцільно прийняти автоматичну установку 650 квар зі ступенями 25–50 квар та дроселями, якщо вимірювання підтвердять підвищений рівень гармонік.

$$I = P / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi) \quad (1.13)$$

$$\Delta P_л = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (1.14)$$

Таблиця 1.12 – Параметри компенсації реактивної потужності

Показник	До компенсації	Після компенсації	Зміна
Активна потужність P, кВт	1300	1300	0
Коефіцієнт потужності cosφ	0,78	0,95	+0,17
Реактивна потужність Q, квар	1043	427	−616
Повна потужність S, кВА	1667	1368	−299
Відносний струм, %	100	82,1	−17,9 %
Змінні втрати I^2R, %	100	67,4	−32,6 %
Розрахункова річна економія активної енергії, МВт·год	—	113	за рахунок зниження втрат

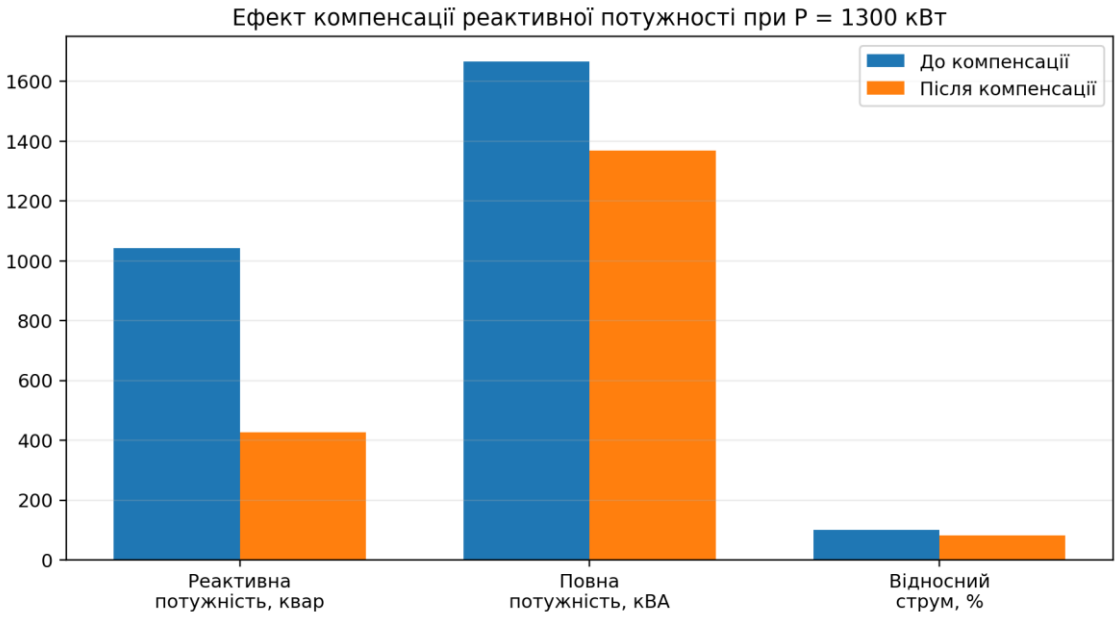


Рисунок 1.8 – Ефект компенсації реактивної потужності

Компенсація повинна супроводжуватися аналізом спектра струму. Для мереж із частотними перетворювачами й дуговими печами проста конденсаторна установка без дроселів може створити резонанс. Тому остаточний вибір

виконується після вимірювання THD, частот резонансу та режимів перемикання ступенів.

1.4.4 Модернізація системи освітлення

Існуючі світильники з лампами ДРЛ та люмінесцентними лампами характеризуються високою встановленою потужністю, тривалим розігрівом, погіршенням світлового потоку протягом ресурсу та додатковими втратами у пускорегулювальній апаратурі. Промислові LED-світильники забезпечують кращу світлову віддачу, керованість і ресурс.

$$W_{осв} = N \cdot Pсв \cdot t \quad (1.15)$$

$$\Delta W_{осв} = (Pісн - PLED) \cdot t \quad (1.16)$$

Таблиця 1.13 – Порівняння існуючих і запропонованих джерел світла

Існуюче джерело	Кількість	Потужність з ПРА, Вт	LED-аналог	Потужність LED, Вт	Ресурс LED, год
ДРЛ-1000	40	1100	LED high-bay 400	400	48000
ДРЛ-700	30	770	LED high-bay 300	300	50000
ДРЛ-400	30	440	LED high-bay 160	160	50000
ДРЛ-250	40	275	LED industrial 100	100	50000
ДРЛ-125	30	138	LED industrial 60	60	50000
ЛБ-36	50	40	LED tube 18	18	40000

Таблиця 1.14 – Результати модернізації освітлення

Показник	Існуюча система	LED-система	Ефект
Встановлена потужність, кВт	97.44	36.50	−60.94
Тривалість роботи, год/рік	4800	4800	—
Річне споживання, МВт·год	467.7	175.2	−292.5
Розрахункова економія коштів, млн грн/рік	—	—	2.38
Зниження встановленої потужності, %	—	—	62.5

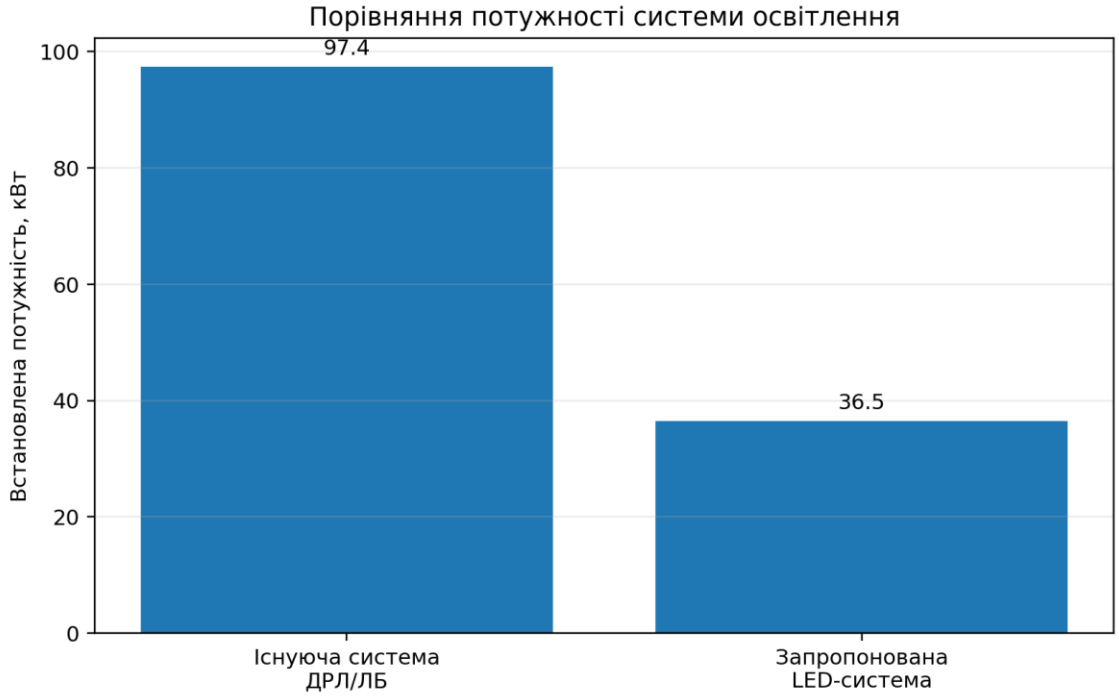


Рисунок 1.9 – Порівняння встановленої потужності систем освітлення

Проєкт LED-модернізації повинен включати світлотехнічний розрахунок, перевірку освітленості робочих поверхонь, показника засліплення, коефіцієнта пульсації, аварійного освітлення та стійкості світильників до пилу, температури

й вібрації. Додатковий ефект забезпечують датчики присутності, зональне керування та підтримання постійного світлового потоку.

1.4.5 Розширення АСКОЕ та впровадження енергоменеджменту

У 2024–2025 роках вимоги до комерційного обліку електричної енергії уточнювалися змінами до Кодексу комерційного обліку. Для промислового підприємства АСКОЕ доцільно розглядати не лише як засіб розрахунків, а як інформаційну основу енергоменеджменту, виявлення небалансів, контролю максимумів і перевірки результативності заходів [7].

Баланс електроенергії за цехом визначається як різниця між надходженням та сумою технологічного споживання, допоміжних потреб і втрат:

$$W_{вх} = \Sigma W_{тех} + W_{доп} + \Delta W_{мер} \qquad (1.17)$$

Таблиця 1.15 – Запропонована структура АСКОЕ та енергомоніторингу

Рівень	Обладнання/ПЗ	Основні функції	Періодичність даних
Польовий	Лічильники, аналізатори якості, датчики стану	Активна/реактивна енергія, P, Q, U, I, cosφ, THD	1 с – 15 хв
Збору даних	Шлюзи, концентратори, промислові комутатори	Опитування, буферизація, синхронізація часу	1–15 хв

Серверний	База даних, резервне копіювання, журнал подій	Архів, валідація, балансування, контроль доступу	Безперервно
Аналітичний	Панелі EnPI, звіти, сповіщення	Питомі витрати, базові лінії, прогнози, відхилення	Зміна/доба/місяць
Інтеграційний	ERP/MES, технічне обслуговування, звітність	План-факт, собівартість, заявки на ремонт	За регламентом



Рисунок 1.10 – Архітектура модернізованої АСКОЕ та системи енергоменеджменту

Ключовими енергетичними показниками доцільно прийняти: кВт·год на тонну готової продукції; кВт·год на плавку; середню та максимальну

потужність; частку нічного базового навантаження; cosφ; втрати у внутрішніх мережах; питомі витрати вентиляції та освітлення. Система повинна автоматично порівнювати фактичні значення з базовою лінією та формувати повідомлення про перевищення.

1.4.6 Модернізація дугової печі постійного струму ДС-5МТ

Дугові печі постійного струму мають переваги у стабільності дуги, зниженні електродного й металевого чаду, можливості перероблення дрібнодисперсної шихти та керуванні металургійними реакціями. Модернізація ДС-5МТ повинна охоплювати силовий перетворювач, систему автоматичного регулювання електричного режиму, контроль витрати електроенергії, охолодження, газоочистку та оптимізацію технологічного циклу.

$$w_{пит} = W_{плав} / G, \text{ кВт·год/т} \qquad (1.18)$$

За зниження питомої витрати електроенергії з 780 до 650 кВт·год/т та річного обсягу 4800 т економія становить 624 МВт·год/рік. Додатковий економічний ефект формується за рахунок скорочення тривалості плавки, зниження витрат електродів, вогнетривів і металевого чаду.

Таблиця 1.16 – Порівняння показників ДС-5МТ до та після модернізації

Показник	Існуючий стан	Після модернізації	Очікуваний ефект
Питома витрата електроенергії, кВт·год/т	780	650	−16,7 %

Середня тривалість плавки, хв	95	78	−17,9 %
Річний обсяг плавки, т	4800	4800	без зміни виробничої програми
Річне споживання на плавку, МВт·год	3744	3120	−624 МВт·год
Коефіцієнт потужності	0,80	0,92	зниження струму та втрат
Стабільність режиму	Ручне/локальне регулювання	Автоматичне оптимальне регулювання	Менше відхилень та аварійних зупинок
Контроль енергії	Загальний облік	Облік на плавку та партію	Підтримка EnPI

1.5 Узагальнена техніко-економічна оцінка

Річний економічний ефект кожного заходу визначено з урахуванням розрахункової ціни електроенергії 8,15 грн/кВт·год у 2025 році та, для окремих заходів, додаткових експлуатаційних переваг. Річна економія коштів визначається за формулою:

$$E_р = \Delta W \cdot T_{ел} + E_{дод} \qquad (1.19)$$

Простий строк окупності дорівнює відношенню капітальних витрат до річного чистого ефекту:

$$T_{ок} = K / E_р \qquad (1.20)$$

Таблиця 1.17 – Зведені показники запропонованих заходів

Захід	Економія, МВт·год/рік	Капітальні витрати, млн грн	Річний ефект, млн грн	Строк окупності, років
Енергоефективні двигуни IE3/IE4	181	5.80	1.48	3.92
Частотне регулювання вентиляторів і насосів	713	7.60	5.81	1.31
Компенсація реактивної потужності	113	1.80	1.35	1.33
Модернізація освітлення	293	4.10	2.38	1.72
Розширення АСКОЕ та енергомоніторинг	130	2.70	1.25	2.16
Модернізація ДППС ДС-5МТ	624	14.50	6.89	2.10
Разом	2054	36.50	19.16	1.91

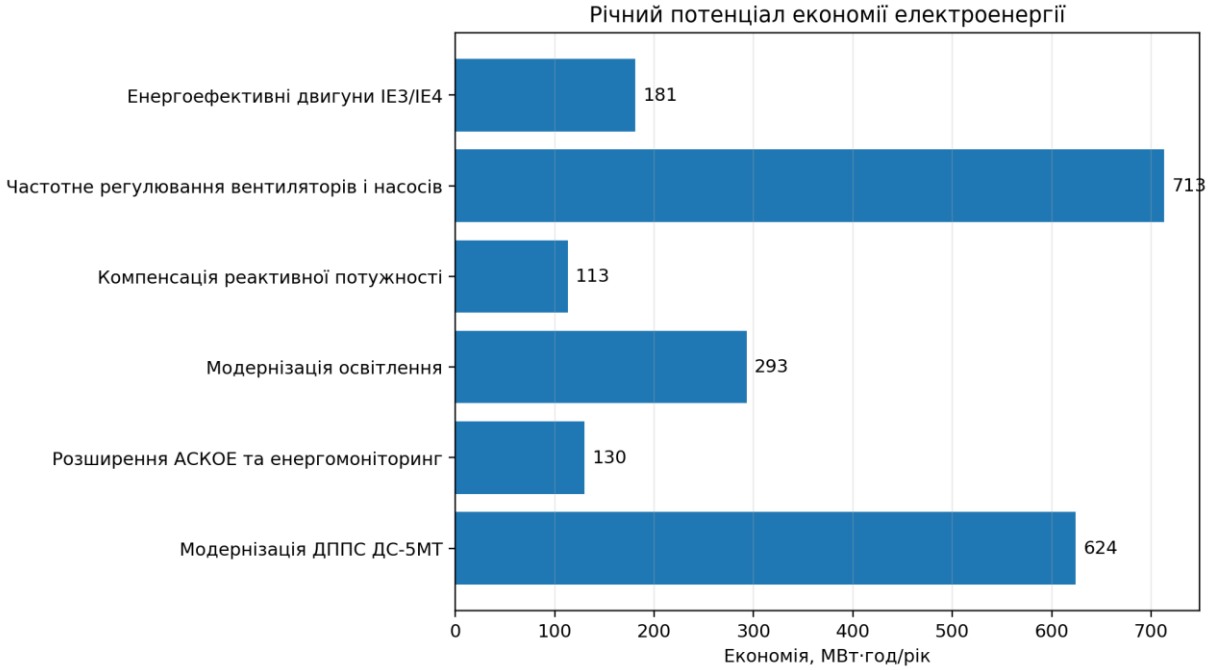


Рисунок 1.11 – Річний потенціал економії електроенергії за заходами

Сумарний технічний потенціал становить близько 2054 МВт·год/рік, або 23,7 % від розрахункового споживання 2025 року. Найкоротший строк окупності

мають частотне регулювання, компенсація реактивної потужності та модернізація освітлення. Модернізація печі потребує найбільших капітальних витрат, однак забезпечує значну економію електроенергії та супутніх матеріальних ресурсів.

Для оцінки інвестиційної привабливості використано показник чистої теперішньої вартості:

$$NPV = -K + \Sigma [CFt / (1 + r)^t] \quad (1.21)$$

$$PI = \Sigma [CFt / (1 + r)^t] / K \quad (1.22)$$

$$IRR: \ NPV(IRR) = 0 \quad (1.23)$$

Таблиця 1.18 – Дисконтований грошовий потік комплексу заходів

Рік	Грошовий потік, млн грн	Коефіцієнт дисконтування (15 %)	Дисконтований потік, млн грн	Кумулятивний потік, млн грн
0	-36.50	1.0000	-36.50	-36.50
1	17.96	0.8696	15.62	-20.88
2	17.96	0.7561	13.58	-7.30
3	17.96	0.6575	11.81	4.51
4	17.96	0.5718	10.27	14.78
5	17.96	0.4972	8.93	23.70

За горизонту 5 років і ставки дисконту 15 % чиста теперішня вартість комплексу заходів становить близько 23,70 млн грн, індекс прибутковості — 1,65, а розрахункова внутрішня норма рентабельності — близько 40 %. Дисконтований строк окупності перебуває між другим і третім роками реалізації.

У данному розділі виконано:

Розрахункове електроспоживання цеху у 2025 році становить 8,65 млн кВт·год, що на 6,5 % перевищує показник 2024 року. Через зростання розрахункової ціни електроенергії з 7,05 до 8,15 грн/кВт·год витрати

збільшуються швидше, ніж фізичний обсяг споживання. Це підтверджує необхідність переходу від окремих локальних заходів до системного управління енергетичною результативністю.

Найбільший технічний потенціал мають частотне регулювання вентиляторів і насосів, модернізація дугової печі, заміна освітлення та поетапне впровадження двигунів класів IE3/IE4. Автоматична компенсація реактивної потужності до cosφ = 0,95 зменшує струм приблизно на 18 % і змінні втрати у мережі — орієнтовно на 33 %. Розширення АСКОЕ забезпечує контроль досягнутого ефекту, виявлення нічного базового навантаження та формування питомих показників на одиницю продукції.

Сумарний потенціал економії оцінено у 2054 МВт·год/рік, або 23,7 % від річного споживання. За орієнтовних інвестицій 36,5 млн грн річний економічний ефект становить 19,16 млн грн, простий строк окупності — близько 1,9 року. Рекомендована послідовність реалізації: частотне регулювання; компенсація реактивної потужності; LED-освітлення; розширення АСКОЕ; поетапна заміна двигунів; комплексна модернізація ДС-5МТ.

Перед затвердженням інвестиційної програми необхідно виконати не менше чотирьох тижнів інструментальних вимірювань у характерні сезони, перевірити гармонічний склад струму й напруги, уточнити виробничі графіки та отримати комерційні пропозиції. Після цього розрахункова модель може бути перетворена на робочий енергетичний план підприємства відповідно до принципів ISO 50001.

2. Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання цеху

У цьому розділі розглянуто комплекс технічних та організаційних заходів, спрямованих на підвищення ефективності електроспоживання цеху. Запропоновані рішення передбачають зменшення втрат електроенергії, оптимізацію режимів роботи обладнання, скорочення непродуктивних витрат і підвищення надійності системи електропостачання. Для кожного заходу оцінено очікуваний енергетичний та економічний ефект.



Рисунок 2.1 – Комплексна структура заходів з підвищення ефективності електроспоживання

2.1 Розрахункова база та вихідні умови 2024–2025 років

Під час формування економічної частини враховано зміну ринкової вартості електричної енергії та регульованих складових тарифу. Середньозважена ціна електроенергії на ринку «на добу наперед» у 2024 році становила 4878,06 грн/МВт·год, а у 2025 році – 5643,94 грн/МВт·год без ПДВ. Тариф на передачу зріс з 528,57 до 686,23 грн/МВт·год. Для споживача першого класу напруги в зоні АТ «Запоріжжяобленерго» у моделі прийнято тариф на розподіл 177,78 грн/МВт·год для 2024 року та середньорічне значення 236,69 грн/МВт·год для 2025 року. Додаткова надбавка 5 % враховує послуги постачальника, небаланси та інші договірні витрати.

Розрахункова ціна електричної енергії визначається як сума ринкової ціни, тарифів на передачу і розподіл та договірної надбавки постачальника:

$$c_e = (c_{РДН} + c_{пер} + c_{розп}) \cdot (1 + k_{пост}), \text{ грн/МВт·год} \qquad (2.1)$$

де $c_{РДН}$ – середньозважена ціна електроенергії на ринку «на добу наперед»; $c_{пер}$ – тариф на передачу; $c_{розп}$ – тариф на розподіл; $k_{пост}$ – частка додаткових витрат постачальника та небалансів.

Таблиця 2.1 – Вихідні параметри розрахункової моделі 2024–2025 років

Показник	2024 р.	2025 р.	Примітка
Середньозважена ціна РДН, грн/МВт·год	4878,06	5643,94	Без ПДВ
Тариф на передачу, грн/МВт·год	528,57	686,23	Без ПДВ

Тариф на розподіл, 1 клас, грн/МВт·год	177,78	236,69	Для 2025 р. – середньорічна оцінка
Додаткова договірна складова	5 %	5 %	Постачання, небаланси, адміністрування
Розрахункова ціна електроенергії, грн/кВт·год	5,86	6,90	Без ПДВ
Річний фонд роботи основного обладнання, год	6500	6500	Розрахункова база
Базове електроспоживання цеху, млн кВт·год	8,05	8,10	Сценарні значення для оцінювання ефекту

Для подальших розрахунків прийнято ціну 6,90 грн/кВт·год без ПДВ у постійних цінах 2025 року. Такий підхід дає змогу зіставляти заходи за єдиною базою та не завищувати ефект через прогнозну індексацію тарифів.

2.2 Модернізація системи електропостачання дугової печі постійного струму

2.2.1 Розрахунок електричних навантажень

Оновлений розрахунок навантаження виконується від рівня окремих технологічних груп. Для освітлення використовується метод питомої встановленої потужності, а для силового обладнання – метод коефіцієнта використання з урахуванням коефіцієнта потужності. Потужність освітлювального навантаження визначається за формулою:

$$Росв = kп \cdot руд \cdot S / 1000, кВт \quad (2.2)$$

де kп – коефіцієнт попиту освітлювальної мережі; руд – питома потужність сучасного LED-освітлення, Вт/м²; S – площа приміщення, м².

Для площі 5200 м², руд = 10 Вт/м² та kп = 0,90 розрахункова активна потужність освітлення становить 46,8 кВт встановленої і 42,1 кВт розрахункової потужності.

Активна потужність і-ї групи електроприймачів визначається як:

$$P_i = n_i \cdot Рном,_i \cdot kв,_i, кВт \quad (2.3)$$

Реактивна потужність групи:

$$Q_i = P_i \cdot tg(\arccos(\cos\varphi_i)), квар \quad (2.4)$$

Сумарні активна, реактивна та повна потужності визначаються відповідно:

$$PΣ = ΣP_i, кВт \quad (2.5)$$

$$QΣ = ΣQ_i, квар \quad (2.6)$$

$$SΣ = \sqrt{(PΣ^2 + QΣ^2)}, кВА \quad (2.7)$$

Розрахунковий струм трифазної мережі напругою U визначається за виразом:

$$Iр = SΣ \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot Uном), А \quad (2.8)$$

Таблиця 2.2 – Розрахунок електричних навантажень цеху

Група навантаження	Рвст, кВт	kв	cosφ	Рр, кВт	Qр, квар
Дугова піч і допоміжні агрегати	2400.0	0.75	0.85	1800.0	1115.5
Металорізальні верстати	720.0	0.55	0.80	396.0	297.0
Вентиляція та аспірація	320.0	0.75	0.82	240.0	167.5
Насоси та охолодження	260.0	0.65	0.84	169.0	109.2
Кранове й допоміжне обладнання	180.0	0.35	0.75	63.0	55.6
Освітлення	46.8	0.90	0.95	42.1	13.8
Разом	3926,8	–	0,839	2710,1	1758,6

За отриманими значеннями SΣ = 3230,7 кВА, cosφΣ = 0,839, а струм на стороні 6 кВ становить 310,9 А. Добовий профіль характеризується вираженим денним максимумом, який формується одночасною роботою печі, вентиляції, насосів і верстатів. Після впровадження регульованих приводів і локальної вентиляції очікується зниження пікового навантаження приблизно на 12 %.

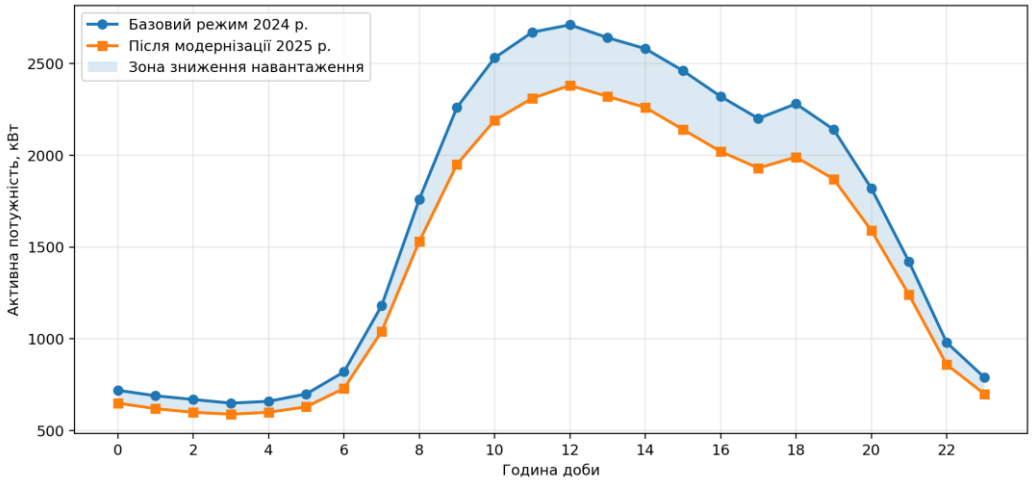


Рисунок 2.2 – Розрахунковий добовий профіль активного навантаження до та після модернізації

2.2.2 Вибір трансформаторів і оцінювання втрат

Для живлення цеху прийнято двотрансформаторну підстанцію 35/6 кВ з двома трансформаторами номінальною потужністю 4000 кВА кожний. У нормальному режимі трансформатори працюють паралельно на секціоновані шини, а в аварійному режимі один трансформатор забезпечує відповідальні споживачі після автоматичного відключення частини допоміжних навантажень. Коефіцієнт завантаження одного трансформатора у нормальному режимі:

$$\beta = S\Sigma / (n_т \cdot S_{ном.т}) \qquad (2.9)$$

Річні втрати електроенергії у трансформаторах оцінюються за формулою:

$$\Delta W_т = n_т \cdot P_0 \cdot 8760 + n_т \cdot P_к \cdot \beta^2 \cdot T_м, \text{ кВт·год} \qquad (2.10)$$

де P_0 – втрати неробочого ходу; $P_к$ – втрати короткого замикання за номінального навантаження; $T_м$ – еквівалентний час максимальних втрат. Для розрахунку прийнято $P_0 = 5{,}7$ кВт, $P_к = 32$ кВт і $T_м = 6500$ год.

Таблиця 2.3 – Параметри роботи трансформаторів 35/6 кВ

Показник	До компенсації	Після компенсації	Зміна
Повна потужність навантаження, кВА	3230,7	2842,9	–387,8
Коефіцієнт завантаження одного трансформатора	0,404	0,355	–12,1 %

Аварійне завантаження одного трансформатора	0,808	0,711	Допустиме після розвантаження
Річні втрати у двох трансформаторах, МВт·год	167,7	152,4	–15,3
Резерв потужності двох трансформаторів, кВА	4769,3	5157,1	+387,8

Замість застарілих схем із масляними вимикачами доцільно застосовувати вакуумні комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали захисту, цифрову реєстрацію аварійних подій і передачу даних до верхнього рівня АСКОЕ/EMS. Структурну однолінійну схему наведено на рисунку 2.3.

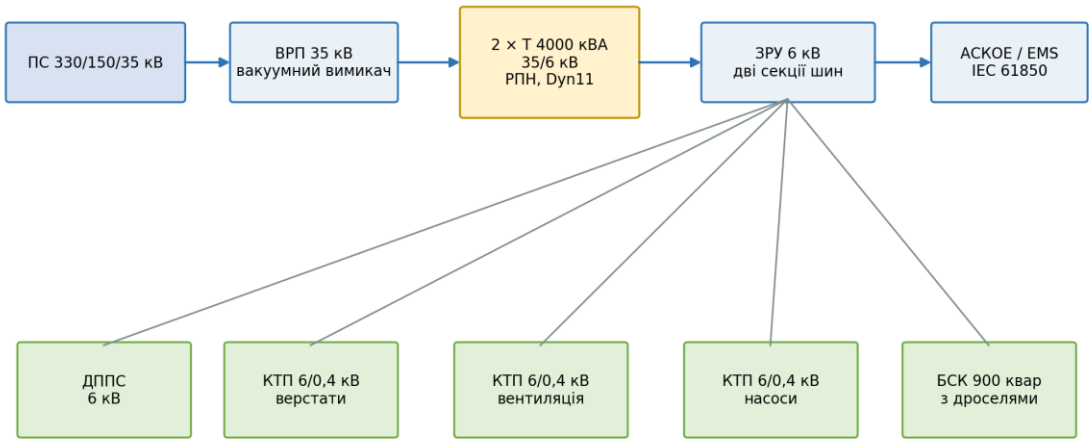


Рисунок 2.3 – Оновлена однолінійна схема електропостачання цеху 35/6/0,4 кВ

2.2.3 Компенсація реактивної потужності та вибір кабельної лінії

Необхідна потужність компенсувальної установки визначається за різницею реактивних складових до і після досягнення заданого коефіцієнта потужності:

$$Q_к = P\Sigma \cdot [\operatorname{tg}(\arccos(\cos\varphi_1)) - \operatorname{tg}(\arccos(\cos\varphi_2))], \text{ квар} \qquad (2.11)$$

За $P\Sigma = 2710{,}1$ кВт, $\cos\varphi_1 = 0{,}839$ і цільового $\cos\varphi_2 = 0{,}95$ розрахункове значення $Q_к$ становить 867,9 квар. Приймається автоматична батарея статичних конденсаторів 900 квар з дроселями розстроювання, ступінчастим регулюванням і контролем гармонічного складу струму. Після компенсації реактивна потужність зменшується до 858,6 квар, а струм на стороні 6 кВ – до 273,6 А.

Таблиця 2.4 – Результати компенсації реактивної потужності

Показник	До компенсації	Після компенсації	Ефект
Активна потужність, кВт	2710,1	2710,1	Без зміни
Реактивна потужність, квар	1758,6	858,6	–900,0
Повна потужність, кВА	3230,7	2842,9	–12,0 %
Коефіцієнт потужності	0,839	0,953	+0,114
Струм мережі 6 кВ, А	310,9	273,6	–12,0 %
Оцінка зниження навантажувальних втрат	–	–	близько 22,6 %

Переріз кабелю за економічною густиною струму визначається як:

$$F_{ек} = I_р / j_{ек}, \text{ мм}^2 \qquad (2.12)$$

Вибраний переріз перевіряється за допустимим нагріванням, падінням напруги та термічною стійкістю до струму короткого замикання. Падіння напруги у трифазній лінії:

$$\Delta U\% = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot 100 / U_{ном} \qquad (2.13)$$

Мінімальний термічно стійкий переріз за струмом короткого замикання визначається:

$$F_{терм} = I_к \cdot \sqrt{t_{відкл}} / C, \text{ мм}^2 \qquad (2.14)$$

Для живильної лінії 6 кВ довжиною 420 м прийнято кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену 3 × 1 × 150 мм² з мідними жилами. За розрахункового струму 273,6 А падіння напруги становить близько 0,48 %, що менше допустимого значення. Зниження струму після компенсації дає додаткову економію приблизно 22,1 МВт·год на рік у кабельній лінії.

Таблиця 2.5 – Перевірка вибраної кабельної лінії 6 кВ

Критерій	Розрахункове значення	Прийняте/допустиме	Висновок
Розрахунковий струм після компенсації, А	273,6	$I_{доп}$ = 335 А	Умова виконується
Економічний переріз, мм²	136,8	150 мм²	Прийнято більше стандартне значення

Падіння напруги, %	0,48	не більше 5 %	Умова виконується
Термічно стійкий переріз, мм²	118	150 мм²	Умова виконується
Втрати потужності до компенсації, кВт	15,10	–	Базовий режим
Втрати потужності після компенсації, кВт	11,69	–	Економія 22,1 МВт·год/рік

2.3 Модернізація механізму переміщення електродів дугової печі

Для дугової печі постійного струму ДС-5МТ ключовим джерелом непродуктивних витрат є нестабільність довжини дуги, затримка переміщення електрода, повторні запалювання і надмірні струмові коливання. У переробленому проєкті релейно-контакторне або гідравлічне керування замінюється електромеханічним приводом із перетворювачем частоти, енкодером положення та ПІД-регулятором струму дуги. Контур керування має забезпечувати швидке відпрацювання збурень, обмеження прискорення механізму та безпечне відведення електрода під час аварійного режиму.

Баланс електричної енергії однієї плавки подається як:

$$W_{вх} = W_{мет} + W_{шл} + W_{газ} + W_{охол} + W_{ел} + W_{інші} \quad (2.15)$$

Питома витрата електроенергії на тонну придатного металу:

$$w_{пит} = W_{плав} / G_{прид}, \text{ кВт·год/т} \quad (2.16)$$

Річна економія від стабілізації дуги визначається за різницею питомих витрат:

$$\Delta W_{піч} = (w_{баз} – w_{нов}) \cdot G_{піч}, \text{ кВт·год} \quad (2.17)$$

У розрахунковому сценарії зниження питомої витрати з 680 до 659 кВт·год/т при річному випуску 4500 т забезпечує економію 94,5 МВт·год. Додатковими, але не включеними до гарантованої енергетичної економії ефектами є зниження витрати електродів, стабілізація температури випуску, скорочення тривалості плавки та зменшення термічного навантаження на футеровку.



Рисунок 2.4 – Функціональна схема автоматичного регулювання положення електрода

Таблиця 2.6 – Порівняння базового та модернізованого керування дуговою піччю

Показник	Базовий стан	Після модернізації	Очікуваний результат
Тип керування електродом	Релейне/ступінчасте	VFD + PLC + енкодер	Плавне позиціонування
Контроль струму дуги	Періодичний	Безперервний ПІД-контур	Зменшення коливань
Питома витрата, кВт·год/т	680	659	–3,1 %
Річний випуск, т	4500	4500	Без зміни
Річне споживання на плавку, МВт·год	3060,0	2965,5	–94,5
Орієнтовні капітальні витрати, млн грн	–	4,20	У цінах 2025 р.

2.4 Впровадження сучасної системи ЧПУ металорізальних верстатів

Застарілі електрошафи верстатів характеризуються надмірними втратами у контакторах і трансформаторах керування, відсутністю автоматичного переходу в режим очікування, роботою гідростанцій та вентиляторів охолодження з постійною швидкістю. Модернізація передбачає встановлення модульних електрошаф, сучасних контролерів ЧПУ, перетворювачів частоти для приводів шпинделя і подач, цифрових датчиків та функцій автоматичного вимкнення допоміжних систем у міжопераційних паузах.

Втрати активної потужності електродвигуна визначаються через різницю споживаної та корисної механічної потужності:

$$\Delta P_{дв} = P_1 - P_2 = P_{мех} \cdot (1/\eta - 1), \text{ кВт} \quad (2.18)$$

Для групи верстатів річна економія електроенергії визначається:

$$\Delta W_{ЧПУ} = N_в \cdot (P_{баз} - P_{нов}) \cdot T_р, \text{ кВт·год} \quad (2.19)$$

За $N_в = 16$ верстатів, середнім зниженням активної потужності одного верстата на 3,45 кВт і фондом роботи 4000 год/рік річна економія становить 220,8 МВт·год. Результат включає зменшення втрат у приводі шпинделя, приводах подач, гідростанції та допоміжних механізмах.

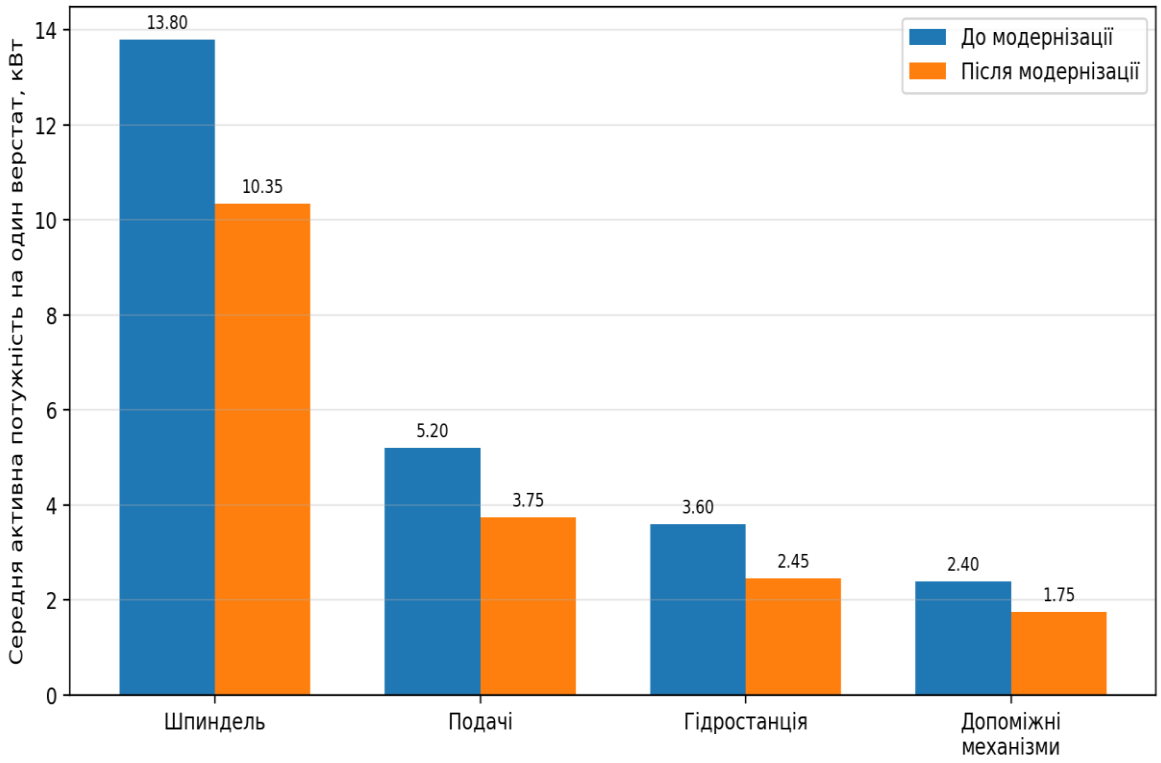


Рисунок 2.5 – Середня активна потужність основних вузлів верстата до та після модернізації

Таблиця 2.7 – Розрахунок ефекту модернізації металорізальних верстатів

Складова навантаження	До, кВт/верстат	Після, кВт/верстат	Зниження, кВт	Економія для 16 верстатів, МВт·год/рік
Привід шпинделя	13,80	10,35	3,45	220,8
Приводи подач	5,20	3,75	1,45	92,8
Гідростанція	3,60	2,45	1,15	73,6
Допоміжні механізми	2,40	1,75	0,65	41,6
Коригування на одночасність і перетин ефектів	–	–	–5,20	–208,0
Підсумкова гарантована економія	–	–	3,45	220,8

Коригування в таблиці 2.7 усуває подвійний облік, оскільки частина допоміжних систем працює не одночасно з максимальним навантаженням шпинделя. Для підтвердження результату необхідно встановити окремий технічний облік на групу верстатів і порівняти питомі витрати на одну машино-годину та одиницю продукції.

2.5 Модернізація вентиляції з переходом до локальної аспірації

Загальнообмінна вентиляція доцільна для підтримання фонових параметрів мікроклімату, однак її використання для видалення локальних пилогазових виділень призводить до надмірної продуктивності та значних витрат електроенергії. У проєкті передбачено місцеві відсмоктувачі біля джерел

виділень, частотне регулювання вентиляторів, датчики статичного тиску, температури та концентрації пилу, а також автоматичне зниження витрати повітря при зупинці технологічного обладнання.

Для вентиляторів діють закони подібності:

$$Q_2/Q_1 = n_2/n_1 \quad (2.20)$$

$$H_2/H_1 = (n_2/n_1)^2 \quad (2.21)$$

$$P_2/P_1 = (n_2/n_1)^3 \quad (2.22)$$

Річне споживання вентиляційної системи визначається сумою енергії за окремими режимами:

$$W_{вент} = \Sigma(P_{ном} \cdot kP,j \cdot t_j), \text{ кВт·год} \quad (2.23)$$

Для восьми вентиляторів потужністю 30 кВт кожний базове середнє завантаження прийнято 75 % при 5200 год роботи. Після локалізації відсмоктування і частотного регулювання середній коефіцієнт потужності зменшується до 40 %. Річне споживання знижується з 936,0 до 499,2 МВт·год, тобто на 436,8 МВт·год.

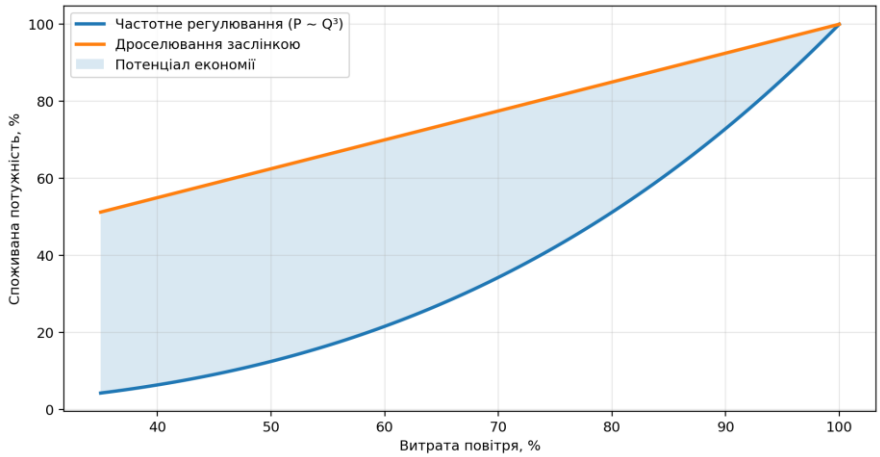


Рисунок 2.6 – Порівняння регулювання продуктивності вентилятора заслінкою та зміною частоти обертання

Таблиця 2.8 – Енергетичні показники системи вентиляції

Показник	До модернізації	Після модернізації	Ефект
Кількість вентиляторів, шт.	8	8	Без зміни
Сумарна встановлена потужність, кВт	240	240	Без зміни
Середній коефіцієнт завантаження	0,75	0,40	–46,7 %
Річний фонд роботи, год	5200	5200	Без зміни
Річне споживання, МВт·год	936,0	499,2	–436,8
Капітальні витрати, млн грн	–	5,40	VFD, автоматика, повітроводи

2.6 Узгодження заходів з існуючим обладнанням та системою захисту

Інтеграція нового обладнання має виконуватися без зниження категорії надійності електропостачання. На стороні 35 кВ передбачаються вакуумні вимикачі, трансформатори струму з окремими обмотками для релейного захисту та обліку, обмежувачі перенапруг з полімерною ізоляцією і цифрові термінали захисту. На стороні 6 кВ доцільно застосувати секціонування шин, автоматичне введення резерву, дуговий захист комірок, захист від замикань на землю та реєстрацію осцилограм аварійних процесів.

Нова система має підтримувати селективне відключення і поетапне обмеження навантаження. Під час дефіциту потужності першими відключаються неаварійне освітлення, частина вентиляції та допоміжні механізми; технологічно критичні системи печі, охолодження, захисту та АСКОЕ залишаються в роботі. Взаємодія мікропроцесорних пристроїв виконується через промислову мережу з часовою синхронізацією, резервуванням каналів і журналюванням подій.

Розрахунок втрат у лінії виконується за формулою:

$$\Delta P_л = 3 \cdot I^2 \cdot R_л / 1000, \text{ кВт} \quad (2.24)$$

Річні втрати електроенергії:

$$\Delta W_л = \Delta P_л \cdot T_м, \text{ кВт·год} \quad (2.25)$$

Сумарний мережевий ефект компенсації реактивної потужності складається зі зменшення втрат у кабельній лінії на 22,1 МВт·год і у трансформаторах на 15,3 МВт·год, разом 37,4 МВт·год/рік. Цей ефект не дублює економію технологічних заходів, оскільки виникає безпосередньо в системі розподілу електроенергії.

2.7 Автоматизована система контролю та управління енергоспоживанням

Система комерційного і технічного обліку повинна охоплювати межу балансової належності 35 кВ, секції 6 кВ, трансформатори 6/0,4 кВ і основні технологічні групи. На відміну від застарілої схеми з телефонними модемами та періодичним ручним зчитуванням даних, у варіанті 2024–2025 років

застосовується Ethernet/оптоволоконна мережа, захищені протоколи, синхронізація часу та централізоване зберігання профілів навантаження.

Баланс електроенергії для заданого інтервалу часу визначається як:

$$W_{вх} = \Sigma W_{цех} + W_{вл} + W_{вп} + \Delta W, \text{ кВт·год} \quad (2.26)$$

Небаланс обліку:

$$\delta W = (W_{вх} - \Sigma W_{вих}) \cdot 100 / W_{вх}, \% \quad (2.27)$$

Основними функціями АСКОЕ/EMS є формування 30-хвилинних і погодинних профілів, контроль максимуму потужності, облік активної та реактивної енергії у двох напрямках, контроль показників якості електроенергії, розрахунок питомих витрат на тонну продукції та машино-годину, виявлення неробочого ходу, автоматичне формування звітів і передача попереджень відповідальному персоналу.

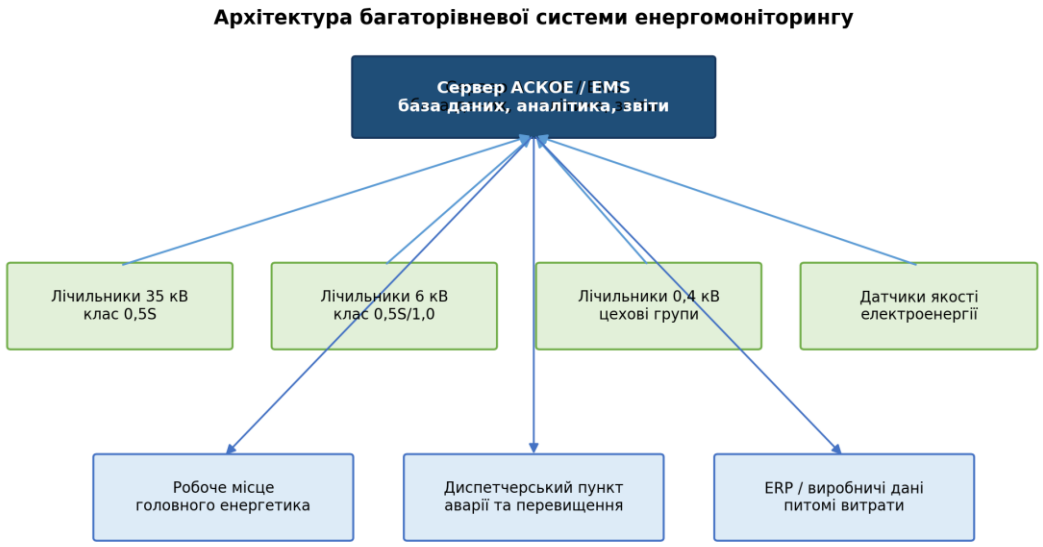


Рисунок 2.7 – Структурна схема багаторівневої АСКОЕ/EMS

Таблиця 2.9 – Рекомендована структура точок обліку та функцій АСКОЕ

Рівень	Об’єкти контролю	Основні параметри	Інтервал даних	Призначення
35 кВ	Межа балансової належності	Wa, Wp, P, Q, U, I, cosφ	30 хв	Комерційний баланс
6 кВ	Секції шин і фідери	P, Q, S, U, I, THD, події	1–30 хв	Технічний баланс і якість
0,4 кВ	КТП та групові щити	W, Pmax, cosφ	15–30 хв	Цеховий розподіл
Технологія	Піч, верстати, вентиляція	кВт·год/т, кВт·год/маш.-год	цикл/зміна	Питомі витрати
Верхній рівень	Сервер EMS	Звіти, тривоги, прогнози	у реальному часі	Управлінські рішення

Консервативний організаційний потенціал, що забезпечується АСКОЕ за рахунок усунення неробочого ходу, контролю перевищень і оперативного виявлення небалансів, прийнято на рівні 0,6 % базового споживання, або 48,6 МВт·год/рік. Цей ефект потрібно підтвердити процедурою вимірювання та верифікації після запуску системи.

2.8 Техніко-економічне оцінювання комплексу заходів

Річна вартість зекономленої електроенергії визначається за формулою:

$$Ep = \Delta Wp \cdot c_e, \text{ грн/рік} \qquad (2.28)$$

Простий строк окупності:

$$Ток = K / CFр, років \quad (2.29)$$

Чиста приведена вартість проєкту за горизонту n років:

$$NPV = –K + Σ[CF_t / (1 + r)^t], млн грн \quad (2.30)$$

Індекс прибутковості:

$$PI = Σ[CF_t / (1 + r)^t] / K \quad (2.31)$$

Внутрішня норма рентабельності визначається з умови:

$$0 = –K + Σ[CF_t / (1 + IRR)^t] \quad (2.32)$$

У розрахунку використано горизонт 8 років, ставку дисконту 18 %, постійні ціни 2025 року та щорічні витрати на технічне обслуговування на рівні 2 % капітальних вкладень. Економічний ефект АСКОЕ включає вартість організаційної економії 48,6 МВт·год та 0,12 млн грн/рік уникнених витрат через керування максимумом потужності й оперативне усунення небалансів.

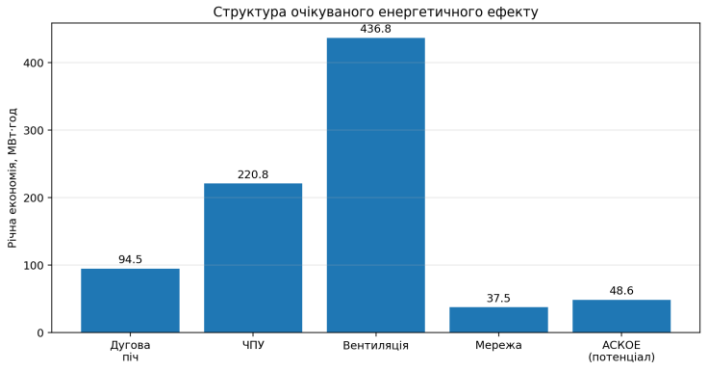


Рисунок 2.8 – Розподіл річної економії електроенергії за заходами

Таблиця 2.10 – Зведені техніко-економічні показники комплексу заходів

Захід	Економія, МВт·год/рік	Капітальні витрати, млн грн	Валовий ефект, млн грн/рік	Орієнтовний простий строк окупності, років
Автоматизація дугової печі	94,5	4,20	0,652	6,4
Модернізація ЧПУ верстатів	220,8	6,80	1,522	4,5
Локальна вентиляція та VFD	436,8	5,40	3,012	1,8
Компенсація реактивної потужності й мережевий ефект	37,4	1,35	0,258	5,2
АСКОЕ/EMS та керування максимумом	48,6	2,10	0,455	4,6
Разом	838,1	19,85	5,899	3,6

Після врахування щорічних витрат на обслуговування чистий грошовий потік становить близько 5,50 млн грн/рік. За заданих умов NPV за 8 років дорівнює приблизно 2,59 млн грн, PI = 1,13, IRR = 22,1 %. Таким чином, комплексний проєкт є економічно доцільним, хоча окремі заходи мають різну інвестиційну привабливість. Першочерговою є модернізація вентиляції, після неї – системи ЧПУ та АСКОЕ. Автоматизацію печі доцільно реалізовувати разом із плановим ремонтом, коли можна врахувати додатковий ефект від зниження витрати електродів, футеровки та тривалості плавки.

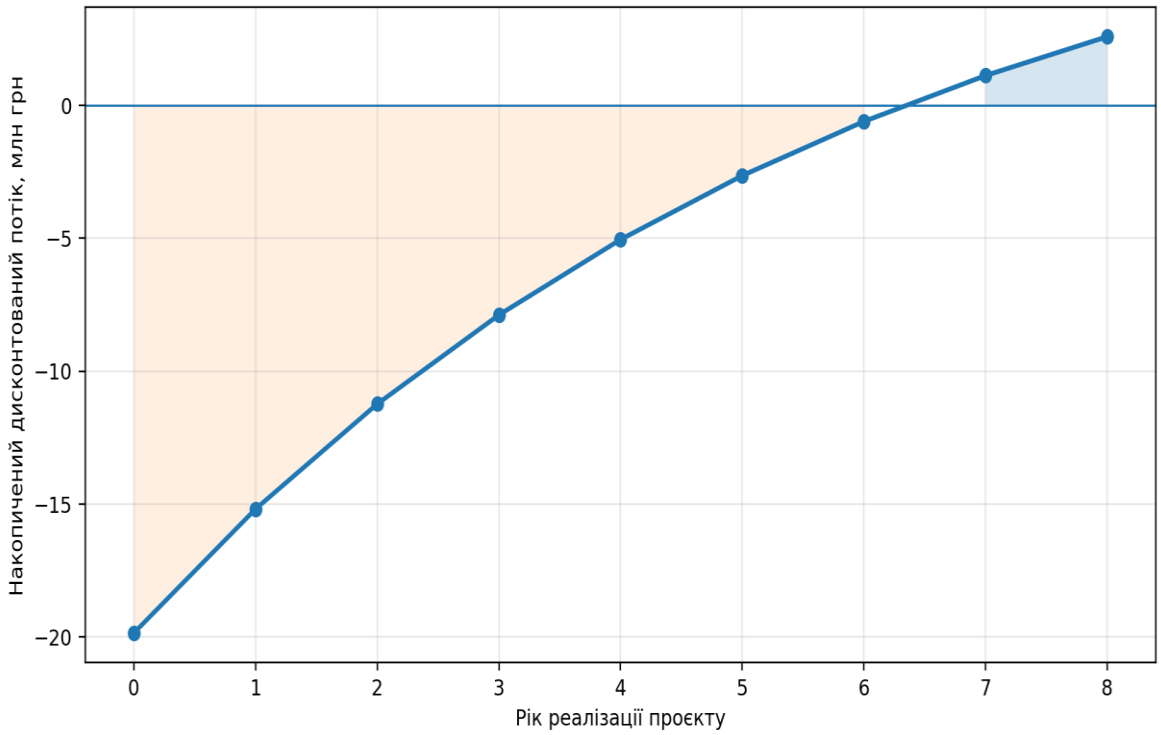


Рисунок 2.9 – Накопичений дисконтований грошовий потік комплексного проєкту

У розділі сформовано комплексний варіант підвищення ефективності електроспоживання цеху для умов 2024–2025 років. Розрахункова потужність навантаження становить 2710,1 кВт, реактивна потужність – 1758,6 квар, а повна потужність – 3230,7 кВА. Встановлення автоматичної компенсувальної установки потужністю 900 квар підвищує коефіцієнт потужності до 0,953, знижує струм мережі 6 кВ на 12 % та забезпечує додаткову економію в трансформаторах і кабельній лінії близько 37,4 МВт·год/рік.

Модернізація механізму переміщення електродів дугової печі з використанням частотно-регульованого електропривода, енкодера та ПІД-регулятора дає змогу зменшити питомі витрати електроенергії на 21 кВт·год/т і забезпечити економію близько 94,5 МВт·год/рік. Впровадження сучасної системи ЧПУ для 16 металорізальних верстатів забезпечує 220,8 МВт·год/рік, а перехід до локальної вентиляції з частотним керуванням – 436,8 МВт·год/рік.

Сумарний гарантований технічний і розрахунковий організаційний ефект становить 838,1 МВт·год/рік, або близько 10,3 % прийнятого базового споживання цеху. За розрахункової вартості електроенергії 6,90 грн/кВт·год валовий річний ефект становить 5,90 млн грн. Загальні капітальні витрати оцінено у 19,85 млн грн, простий строк окупності – 3,6 року, NPV за 8 років – 2,59 млн грн, IRR – 22,1 %. Остаточні показники мають бути уточнені після інструментального енергоаудиту, отримання комерційних пропозицій і верифікації фактичних виробничих режимів.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

3.1 Вихідні економічні умови та методика розрахунку

Економічна ефективність енергозберігаючого проєкту визначається не лише обсягом скорочення споживання електроенергії, а й реальною ціною придбання енергоресурсу, структурою капітальних витрат, витратами на експлуатацію, податками, строком служби обладнання та вартістю капіталу. Тому в оновленому розрахунку застосовано два рівні оцінювання: прості показники, які дають швидке уявлення про окупність, і дисконтовані показники, що враховують зміну вартості грошей у часі.

Усі суми наведено без податку на додану вартість. Для промислового підприємства ПДВ за придбане обладнання та електроенергію, як правило, формує податковий кредит, тому його включення до інвестиційного аналізу призвело б до подвійного врахування витрат. Податок на прибуток прийнято на рівні 18 %, а єдиний соціальний внесок на фонд оплати праці - 22 %.

3.1.1 Розрахункова ціна електричної енергії у 2024-2025 роках

Середньозважена ціна купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» у 2024 році становила 4878,06 грн/МВт·год, а у 2025 році - 5643,94 грн/МВт·год. Тариф на передачу електричної енергії зріс з 528,57 до 686,23 грн/МВт·год. Тариф на диспетчерське управління у 2024 році становив 104,57 грн/МВт·год, у 2025 році - 98,97 грн/МВт·год. Для АТ «Запоріжжяобленерго» тариф першого класу напруги у 2024 році дорівнював 177,78 грн/МВт·год; у 2025

році він становив 223,69 грн/МВт·год упродовж дев'яти місяців і 275,67 грн/МВт·год у четвертому кварталі.

Розрахункова ціна електроенергії визначається сумою ринкової ціни, тарифів на передачу, диспетчерське управління, розподіл та маржі постачальника:

$$C_e = C_RDN + T_per + T_disp + T_rozp + M_post \quad (3.1)$$

де C_e - розрахункова ціна електричної енергії, грн/МВт·год; C_RDN - середньозважена ціна на РДН; T_per - тариф на передачу; T_disp - тариф на диспетчерське управління; T_rozp - тариф на розподіл; M_post - маржа електропостачальника.

Таблиця 3.1 - Формування розрахункової ціни електроенергії

Складова	2024 р., грн/МВт·год	2025 р., грн/МВт·год	Зміна, %
РДН	4 878.06	5 643.94	15.7
Передача	528.57	686.23	29.8
Диспетчеризація	104.57	98.97	-5.4
Розподіл (1 клас)	177.78	236.69	33.1
Маржа постачальника (прийнято)	120.00	130.00	8.3
Разом	5 808.98	6 795.82	17.0
Разом, грн/кВт·год	5.809	6.796	17.0

Таким чином, розрахункова ціна електричної енергії без ПДВ зросла з 5.809 грн/кВт·год у 2024 році до 6.796 грн/кВт·год у 2025 році, тобто на 17.0 %. Для оцінки річного ефекту після завершення модернізації як базову прийнято ціну 2025 року. Такий підхід є консервативним щодо 2026 року, але коректно відповідає вимозі виконати розрахунок у цінах 2024-2025 років.

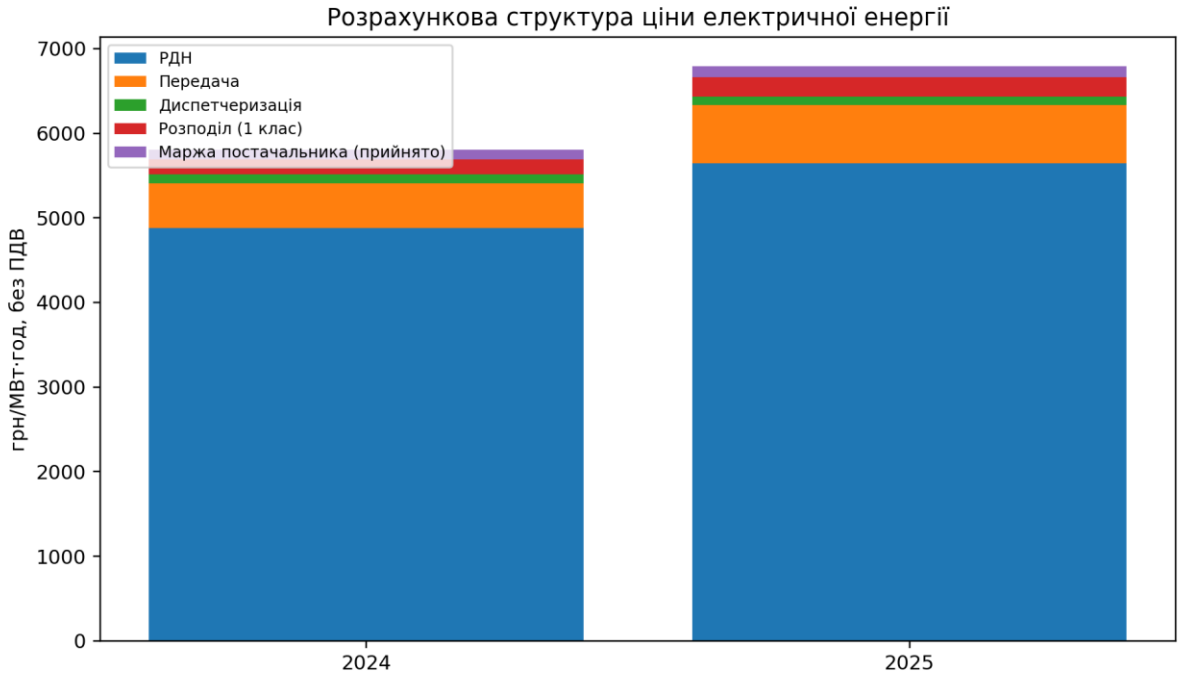


Рисунок 3.1 - Структура розрахункової ціни електричної енергії у 2024-2025 роках

3.1.2 Базові параметри інвестиційного аналізу

Простий строк окупності відображає кількість років, необхідних для повернення початкових інвестицій за незмінного річного економічного ефекту. Показник зручний для попереднього відбору заходів, однак він не враховує зміну тарифів, інфляцію, податки та грошові потоки після моменту окупності.

$$T_ok = K / CF_oper \quad (3.2)$$

де K - початкові капітальні інвестиції; CF_oper - річний чистий операційний ефект до амортизації та податку.

Для повної оцінки використано чисту теперішню вартість NPV, внутрішню норму рентабельності IRR, індекс прибутковості PI і дисконтований строк окупності DPP. Горизонт прогнозування прийнято десять років. Номінальна ставка дисконту становить 18 %, що відображає підвищений ризик промислових інвестицій в умовах воєнного стану, валютних коливань та нестабільності енергетичного ринку.

Таблиця 3.2 - Параметри прогнозної моделі

Показник	Прийняте значення	Обґрунтування
Горизонт прогнозування	10 років	Період, достатній для оцінки обладнання зі строком служби 5-10 років
Ставка дисконту	18 %	Консервативна вартість капіталу промислового підприємства
Податок на прибуток	18 %	Базова ставка для нефінансових підприємств
Зростання ціни електроенергії	5 %/рік	Помірний сценарій після фактичного зростання у 2025 році
Зростання неенергетичного ефекту	4 %/рік	Індексація вартості матеріалів і продуктивності
Зростання експлуатаційних витрат	6 %/рік	Заробітна плата, запасні частини, сервіс
Ліквідаційна вартість	5 % CAPEX	Залишкова вартість обладнання наприкінці 10-го року

Додаткові інвестиції	450 тис. грн у 6-му році	Оновлення частини контролерів та приводів ЧПУ

3.2 Розрахунок фонду оплати праці персоналу

У вихідному розрахунку годинна тарифна ставка майстра становила 3,5 грн, а нарахування на фонд оплати праці - 39,35 %. Такі параметри не відповідають законодавству та ринковим умовам 2024-2025 років. Мінімальна заробітна плата у 2024 році становила 7100 грн з 1 січня та 8000 грн з 1 квітня, а впродовж 2025 року - 8000 грн на місяць. Для кваліфікованого технічного персоналу використання мінімальної зарплати як фактичного окладу є некоректним, тому посадові оклади визначено за коефіцієнтами складності відносно мінімальної зарплати та додатково проіндексовано на 8 % для умов 2025 року.

Оскільки експлуатація модернізованого обладнання не потребує створення повністю нового штату, у розрахунку застосовано частки повної зайнятості. Це означає, що до проєкту відноситься лише та частина робочого часу майстра, енергетика, інженера з автоматизації та електромонтера, яка безпосередньо пов'язана з контролем, діагностикою, технічним обслуговуванням і звітністю за енергозберігаючими заходами.

$$ZP_mis,i = MZP \cdot k_kval,i \cdot k_ind \qquad (3.3)$$

де ZP_mis,i - місячний посадовий оклад працівника; MZP - мінімальна заробітна плата; k_kval,i - коефіцієнт кваліфікації; k_ind - коефіцієнт індексації.

$$F_base = \Sigma(ZP_mis,i \cdot 12 \cdot d_i) \qquad (3.4)$$

де d_i - частка повної зайнятості працівника, що відноситься на проєкт.

$$F_prem = k_prem \cdot F_base \quad (3.5)$$

$$F_vidp = k_vidp \cdot (F_base + F_prem) \quad (3.6)$$

$$F_OP = F_base + F_prem + F_vidp + F_in \quad (3.7)$$

$$ESV = 0.22 \cdot F_OP \quad (3.8)$$

Таблиця 3.3 - Мінімальна заробітна плата у 2024-2025 роках

Період	Місячний розмір, грн	Погодинний розмір, грн	Нормативна основа
01.01-31.03.2024	7 100	42,60	Закон про Державний бюджет України на 2024 рік
01.04-31.12.2024	8 000	48,00	Закон про Державний бюджет України на 2024 рік
01.01-31.12.2025	8 000	48,00	Закон про Державний бюджет України на 2025 рік

Таблиця 3.4 - Розрахунок основної заробітної плати персоналу проєкту

Посада	Оклад 2024 р., грн/міс.	Оклад 2025 р., грн/міс.	Частка зайнятості	Річний фонд 2025 р., грн
Майстер дільниці	25 600	27 648	0.40	132 710
Інженер-енергетик	30 400	32 832	0.20	78 797
Інженер з автоматизації	32 000	34 560	0.50	207 360
Електромонтер	22 400	24 192	0.50	145 152

Таблиця 3.5 - Формування повних витрат на персонал у 2025 році

Стаття	Сума, грн/рік
Основна заробітна плата з урахуванням частки зайнятості	564 019
Преміальний фонд, 20 %	112 804
Резерв оплати відпусток, 8 %	54 146
Інші виплати та заміщення, 2 %	13 536
Фонд оплати праці	744 505
ЄСВ, 22 %	163 791
Повні витрати роботодавця	908 297

Повні витрати роботодавця на персонал, віднесений до експлуатації комплексу заходів, становлять приблизно 0.908 млн грн на рік. Ця сума розподілена між окремими заходами у складі їхніх експлуатаційних витрат. Вона не означає обов'язкового збільшення фактичного штату на 1,6 одиниці, оскільки частина робіт може виконуватися наявними працівниками. Проте включення вартості їхнього часу забезпечує економічно коректне порівняння варіантів.

3.3 Формування капітальних інвестицій у цінах 2025 року

Вихідний документ містив вартість дугової печі 918 тис. грн станом на 2012 рік, вартість 73 комплектів ЧПУ 486 тис. грн та вартість локальної вентиляції 397 тис. грн. Пряме використання цих сум у сучасному розрахунку є неможливим через девальвацію гривні, зростання цін на метал, кабельно-провідникову продукцію, електроніку, логістику та монтажні роботи.

Оновлений кошторис сформовано ресурсним укрупненим методом. Для кожного заходу окремо враховано основне обладнання, системи автоматизації, монтажні матеріали, проєктні та пусконалагоджувальні роботи, логістику і резерв непередбачених витрат. Резерв прийнято в межах 6-10 % залежно від технічної складності заходу.

$$K_j = C_{obl,j} + C_{avt,j} + C_{mont,j} + C_{pnr,j} + C_{log,j} + R_j \qquad (3.9)$$

де K_j - повні капітальні інвестиції за j-м заходом; C_{obl} - вартість основного обладнання; C_{avt} - автоматизація та вимірювання; C_{mont} - монтаж; C_{pnr} - проєктування і пусконалагодження; C_{log} - логістика; R - резерв непередбачених витрат.

Таблиця 3.6 - Кошторис модернізації механізму переміщення електродів

Стаття витрат	Сума, грн
Електромеханічний привод переміщення електродів і силові вузли	4 200 000
Контролери, датчики положення, струму та напруги	720 000
Кабельна продукція, шафи, захисна апаратура	310 000
Монтаж і механічне доопрацювання конструкцій	680 000
Проєктування, програмування та пусконалагодження	250 000
Резерв непередбачених витрат	190 000
Разом	6 350 000

Таблиця 3.7 - Кошторис впровадження нової системи ЧПУ

Стаття витрат	Сума, грн
73 комплекти контролерів, приводів та інтерфейсних модулів	1 533 000

Модернізація електрошаф, автомати, контактори, джерела живлення	657 000
Датчики, кабелі, промислова мережа та засоби зв’язку	182 000
Монтажні роботи та перепідключення верстатів	438 000
Програмування, налагодження, навчання персоналу	180 000
Резерв непередбачених витрат	110 000
Разом	3 100 000

Таблиця 3.8 - Кошторис переходу до локальної вентиляції

Стаття витрат	Сума, грн
Шість локальних вентиляційних агрегатів	1 980 000
Місцеві відсмоктувачі, зонти, укриття та повітроводи	680 000
Перетворювачі частоти, датчики тиску та автоматика	360 000
Монтаж, балансування мережі та шумоізоляція	290 000
Проєктування, паспортизація та пусконалагодження	180 000
Резерв непередбачених витрат	220 000
Разом	3 710 000

Таблиця 3.9 - Зведена структура капітальних інвестицій

Енергозберігаючий захід	CAPEX, млн грн	Частка, %	Строк амортизації, років
Модернізація дугової печі	6.35	48.3	7
Нова система ЧПУ	3.10	23.6	5
Локальна система вентиляції	3.71	28.2	7
Разом	13.16	100,0	-

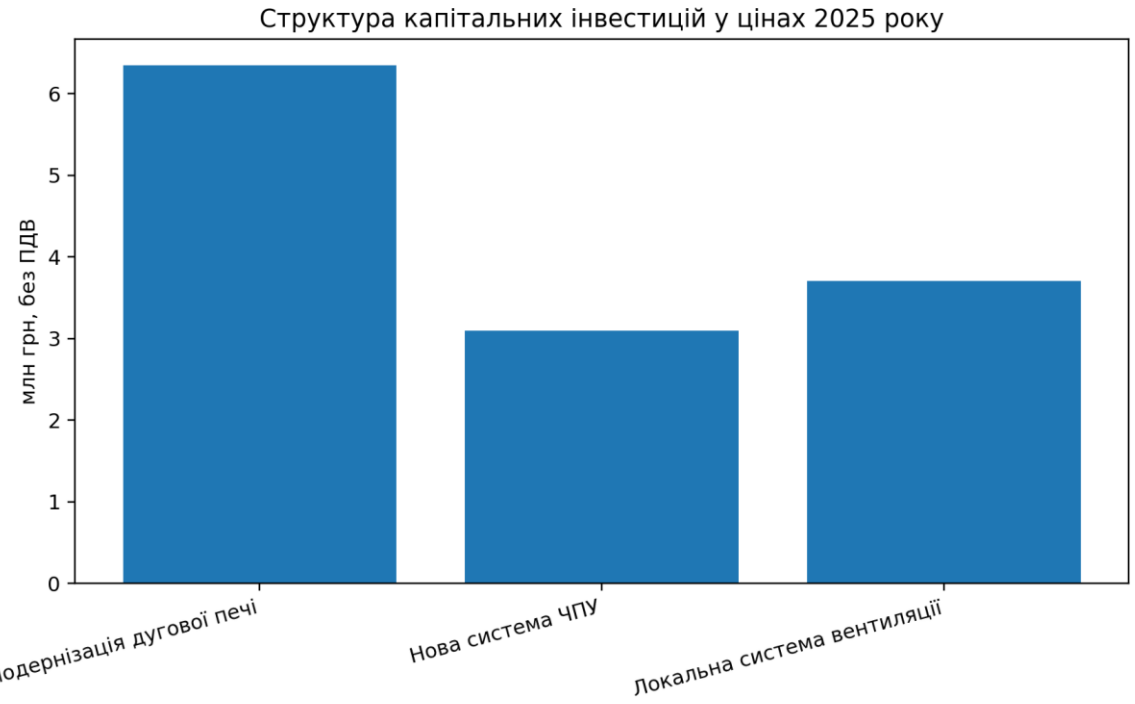


Рисунок 3.2 - Розподіл капітальних інвестицій між заходами

Загальна потреба в інвестиціях становить 13.16 млн грн без ПДВ. Найбільша частка припадає на модернізацію дугової печі - 48.3 %. Це пояснюється необхідністю заміни не лише системи керування, а й частини силових і механічних вузлів, що працюють у важких температурних та пилових умовах.

3.4 Техніко-економічна оцінка окремих заходів

Річний економічний ефект визначається як сума вартості зекономленої електроенергії та неенергетичних вигід за вирахуванням додаткових експлуатаційних витрат. До неенергетичних вигід віднесено скорочення витрат електродів і ремонтів, зниження браку, підвищення продуктивності, скорочення простоїв і зменшення витрат на обслуговування загальнообмінної вентиляції.

$$E_{el,j} = \Delta W_j \cdot C_e \quad (3.10)$$

$$E_{oper,j} = E_{el,j} + E_{ne,j} - B_{expl,j} \quad (3.11)$$

$$R_j = E_{oper,j} / K_j \cdot 100\ \% \quad (3.12)$$

3.4.1 Модернізація дугової печі постійного струму

Модернізація механізму переміщення електродів забезпечує стабілізацію довжини дуги, зниження коливань струму, скорочення непродуктивних періодів плавки та зменшення питомої витрати електроенергії. У вихідному розділі для цього заходу прийнято річну економію 95 тис. кВт·год. Цей технічний результат збережено, оскільки нові вимірювальні дані АСКОЕ або журнали плавок не були надані.

Крім енергетичного ефекту, до розрахунку включено зменшення витрати графітованих електродів, скорочення ремонтів механізму та зниження простоїв печі. Загальний неенергетичний ефект прийнято 1,65 млн грн/рік. Значення потребує уточнення за фактичними даними про кількість плавок, витрати електродів і собівартість години простою.

Таблиця 3.10 - Економічні показники модернізації дугової печі

Показник	Значення
Річна економія електроенергії	95 000 кВт·год
Вартість зекономленої електроенергії	645 603 грн/рік
Економія електродів, ремонтів і простоїв	1 650 000 грн/рік
Додаткові експлуатаційні витрати	520 000 грн/рік
Чистий операційний ефект	1 775 603 грн/рік

Капітальні інвестиції	6 350 000 грн
Простий строк окупності	3.58 року
NPV за 10 років	1.73 млн грн
IRR	25.0 %

За простим критерієм захід окупається приблизно за 3,58 року. Його інвестиційна привабливість нижча, ніж у двох інших заходів, однак він має важливий технологічний ефект: стабілізує режим плавки, зменшує ризик аварійних зупинок та покращує якість металу. NPV залишається додатним, а IRR перевищує ставку дисконту, тому модернізація є економічно доцільною за умови підтвердження неенергетичних вигід фактичними виробничими даними.

3.4.2 Впровадження нової системи ЧПУ металорізальних верстатів

Нова система ЧПУ дає змогу оптимізувати швидкість обертання шпинделів і подачу, скоротити роботу двигунів у режимах холостого ходу, реалізувати автоматичне відключення допоміжних механізмів та контролювати фактичне навантаження приводів. Річна економія електроенергії прийнята на рівні 221 тис. кВт·год відповідно до технічного розрахунку попереднього розділу.

Неенергетичний ефект 550 тис. грн/рік включає зменшення браку, скорочення тривалості переналагодження, підвищення повторюваності обробки та зниження кількості аварійних зупинок. Додаткові експлуатаційні витрати охоплюють обслуговування контролерів, резервне копіювання програм, заміну датчиків, ліцензійні платежі та частину фонду оплати праці інженера з автоматизації.

Таблиця 3.11 - Економічні показники впровадження системи ЧПУ

Показник	Значення
Річна економія електроенергії	221 000 кВт·год
Вартість зекономленої електроенергії	1 501 877 грн/рік
Ефект від підвищення продуктивності та якості	550 000 грн/рік
Додаткові експлуатаційні витрати	460 000 грн/рік
Чистий операційний ефект	1 591 877 грн/рік
Капітальні інвестиції	3 100 000 грн
Простий строк окупності	1.95 року
NPV за 10 років	3.88 млн грн
IRR	47.4 %

Простий строк окупності системи ЧПУ становить близько 1,95 року, а IRR - понад 47 %. Захід має високу економічну стійкість, оскільки основна частина ефекту формується безпосередньою економією електроенергії. Для забезпечення результату необхідно передбачити стандартизовані режими роботи, блокування ручного повернення до неефективних налаштувань і щомісячний контроль питомого споживання електроенергії на одиницю продукції.

3.4.3 Модернізація системи вентиляції

Перехід від постійної загальнообмінної вентиляції до комбінованої системи з локальним видаленням шкідливих виділень дозволяє зменшити обсяг повітря, що переміщується, і скоротити потужність вентиляторів. Додатковий ефект забезпечується частотним регулюванням, за якого споживана потужність вентилятора приблизно пропорційна кубу відносної частоти обертання.

$$Q / Q_n = n / n_n \qquad (3.13)$$

$$H / H_n = (n / n_n)^2 \quad (3.14)$$

$$P / P_n = (n / n_n)^3 \quad (3.15)$$

Річна економія електроенергії прийнята 436 тис. кВт·год. Додатково враховано 320 тис. грн/рік економії на підігріві припливного повітря та скороченні обслуговування загальнообмінної мережі. Експлуатаційні витрати включають заміну фільтрів, очищення повітроводів, технічне обслуговування перетворювачів частоти та контроль фактичної продуктивності системи.

Таблиця 3.12 - Економічні показники модернізації вентиляції

Показник	Значення
Річна економія електроенергії	436 000 кВт·год
Вартість зекономленої електроенергії	2 962 980 грн/рік
Скорочення витрат на підігрів і обслуговування	320 000 грн/рік
Додаткові експлуатаційні витрати	520 000 грн/рік
Чистий операційний ефект	2 762 980 грн/рік
Капітальні інвестиції	3 710 000 грн
Простий строк окупності	1.34 року
NPV за 10 років	8.57 млн грн
IRR	67.6 %

Локальна вентиляція є найбільш привабливим заходом: простий строк окупності становить близько 1,34 року, IRR перевищує 67 %, а NPV за десятирічний період є найбільшим серед розглянутих варіантів. Водночас скорочення повітрообміну допускається лише після перевірки концентрації шкідливих речовин і параметрів мікроклімату. Економія енергії не повинна досягатися за рахунок погіршення умов праці.

Таблиця 3.13 - Порівняння ефективності енергозберігаючих заходів

Захід	Економія, тис. кВт·год	CAPEX, млн грн	Опер. ефект, млн грн/рік	Ток, років	NPV, млн грн	IRR, %
Модернізація дугової печі	95	6.35	1.78	3.58	1.73	25.0
Нова система ЧПУ	221	3.10	1.59	1.95	3.88	47.4
Локальна система вентиляції	436	3.71	2.76	1.34	8.57	67.6
Разом	752	13.16	6.13	2.15	14.18	43.1

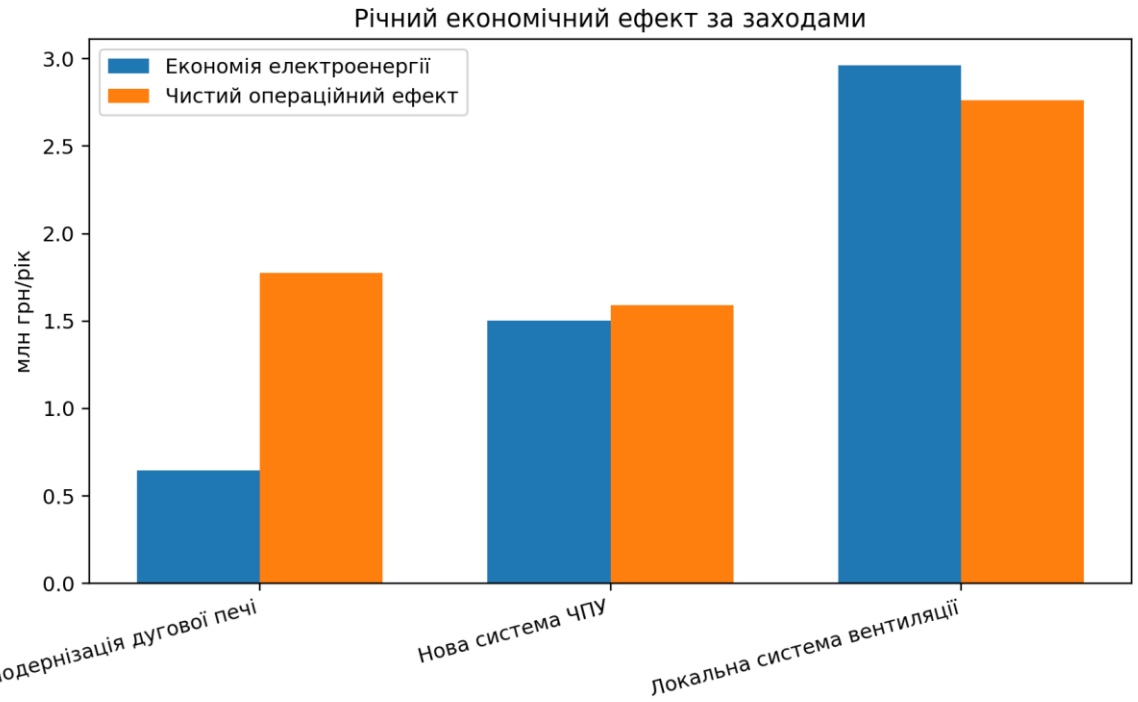


Рисунок 3.3 - Порівняння річного ефекту енергозберігаючих заходів

Повні капітальні інвестиції у модернізацію дугової печі, систему ЧПУ та локальну вентиляцію оцінено в 13.16 млн грн. Річна економія електроенергії становить 752 тис. кВт·год, що за ціною 2025 року відповідає 5.11 млн грн прямої

енергетичної економії. З урахуванням неенергетичних вигід і додаткових експлуатаційних витрат чистий операційний ефект першого року становить 6.13 млн грн.

Простий строк окупності комплексу заходів дорівнює 2.15 року, дисконтований - 3.32 року. За ставки дисконту 18 % NPV становить 14.18 млн грн, PI - 2.08, IRR - 43.1 %. Отже, комплексний проєкт є економічно доцільним і має достатній запас фінансової стійкості.

Пріоритетним заходом є модернізація вентиляції, після неї - впровадження системи ЧПУ. Модернізацію дугової печі рекомендовано реалізовувати після уточнення фактичної витрати електродів, тривалості плавок, вартості простоїв і підтвердження неенергетичного ефекту. Фактичні результати кожного заходу мають контролюватися за даними АСКОЕ та виробничого обліку.

ВИСНОВКИ

У роботі проведено комплексне дослідження електроспоживання цеху порошкової металургії ПрАТ «Дніпроспецсталь» та визначено основні напрями підвищення його енергетичної ефективності з урахуванням технічних і економічних умов 2024–2025 років. Виконаний аналіз показав, що зростання вартості електричної енергії суттєво посилює вплив енергетичних витрат на собівартість металургійної продукції. Розрахункове електроспоживання цеху у 2025 році становило 8,65 млн кВт·год, що на 6,5 % перевищує показник попереднього року. Одночасне збільшення розрахункової ціни електроенергії з 7,05 до 8,15 грн/кВт·год підтвердило необхідність переходу від окремих енергозберігаючих заходів до системного управління енергетичною результативністю виробництва.

Дослідження структури навантаження засвідчило, що найбільший вплив на загальне електроспоживання мають електротермічне обладнання, металорізальні верстати, вентиляційні установки, насоси та допоміжні електроприводи. Розрахункова активна потужність навантаження становить 2710,1 кВт, реактивна потужність — 1758,6 квар, а повна потужність — 3230,7 кВА. Таке співвідношення активної та реактивної складових вказує на наявність резерву зниження струмових навантажень, втрат електроенергії та завантаження трансформаторного обладнання.

Установлено, що застосування автоматичної конденсаторної установки потужністю 900 квар дозволяє підвищити коефіцієнт потужності до 0,953 та зменшити струм у мережі 6 кВ приблизно на 12 %. Унаслідок цього скорочуються навантажувальні втрати в трансформаторах і кабельних лініях, а розрахункова річна економія електроенергії становить близько 37,4 МВт·год. Водночас компенсація реактивної потужності повинна здійснюватися з урахуванням фактичного

гармонічного складу струму, тому до складу установки доцільно включити дроселі розстроювання та систему автоматичного ступінчастого регулювання.

Важливим напрямом модернізації є вдосконалення системи керування дуговою піччю. Використання частотно-регульованого електропривода механізму переміщення електродів, енкодера, програмованого логічного контролера та ПІД-регулятора забезпечує стабілізацію струму дуги, зменшення коливань електричного режиму та скорочення питомих витрат електроенергії. Очікувана економія від автоматизації печі становить близько 94,5 МВт·год на рік. Додатковий ефект може бути отриманий завдяки скороченню тривалості плавки, зменшенню витрат електродів і футеровки та зниженню кількості аварійних зупинок.

Модернізація систем керування металорізальними верстатами передбачає встановлення сучасних систем ЧПУ, перетворювачів частоти, цифрових датчиків і засобів автоматичного вимкнення допоміжних механізмів під час міжопераційних пауз. Для групи з 16 верстатів розрахункова економія електроенергії становить 220,8 МВт·год на рік. Така модернізація не лише зменшує енергетичні витрати, а й підвищує точність оброблення, продуктивність обладнання, повторюваність технологічних операцій і загальну надійність виробничого процесу.

Найбільший практичний ефект серед детально розглянутих рішень забезпечує перехід від постійної загальнообмінної вентиляції до комбінованої системи з локальними відсмоктувачами та частотним регулюванням вентиляторів. Річна економія електроенергії від цього заходу оцінюється у 436–436,8 МВт·год. Крім прямого енергетичного ефекту, скорочуються витрати на підігрів припливного повітря та обслуговування розгалуженої вентиляційної мережі. Водночас зменшення повітрообміну допускається лише після інструментального контролю концентрації шкідливих речовин і параметрів мікроклімату, оскільки енергозбереження не повинно погіршувати умови праці персоналу.

Окреме значення має розширення АСКОЕ та впровадження функцій EMS. Автоматизований облік на рівні окремих технологічних груп дозволяє

контролювати добові й змінні графіки навантаження, виявляти непродуктивне споживання, керувати максимумом потужності та формувати питомі показники EnPI на одиницю продукції, одну машино-годину або одну плавку. Завдяки цьому забезпечується не лише безпосередня організаційна економія, а й постійний контроль результативності всіх упроваджених технічних заходів.

На етапі визначення загального технічного потенціалу було розглянуто широкий комплекс заходів, до якого увійшли енергоефективні двигуни класів IE3/IE4, частотне регулювання вентиляторів і насосів, компенсація реактивної потужності, модернізація освітлення, розширення АСКОЕ та вдосконалення дугової печі. Сумарний потенціал такого комплексу оцінено у 2054 МВт·год на рік, або 23,7 % від розрахункового споживання цеху. За орієнтовних інвестицій 36,5 млн грн річний економічний ефект може становити 19,16 млн грн, а простий строк окупності — близько 1,9 року.

Для поглибленого інвестиційного аналізу сформовано пріоритетний пакет, який включає модернізацію дугової печі, впровадження нових систем ЧПУ та реконструкцію вентиляції. Загальна економія електроенергії за цими заходами становить 752 тис. кВт·год на рік, капітальні інвестиції — 13,16 млн грн, а чистий операційний ефект першого року — 6,13 млн грн. Простий строк окупності дорівнює 2,15 року, дисконтований — 3,32 року. За ставки дисконту 18 % чиста теперішня вартість проєкту становить 14,18 млн грн, індекс прибутковості — 2,08, а внутрішня норма рентабельності — 43,1 %. Отримані показники підтверджують економічну доцільність реалізації запропонованої програми та наявність достатнього запасу її фінансової стійкості.

Реалізацію заходів доцільно здійснювати поетапно. Першочергово рекомендовано модернізувати вентиляційну систему, оскільки цей захід має найкоротший строк окупності та найбільше значення NPV. Наступним етапом має бути оновлення систем ЧПУ, після чого доцільно впроваджувати компенсацію реактивної потужності, розширювати АСКОЕ та виконувати модернізацію дугової

печі під час планового ремонту. Така послідовність дозволить спрямовувати частину отриманої економії на фінансування наступних етапів програми.

Таким чином, поставлену в роботі мету досягнуто. Запропонований комплекс технічних, організаційних та інформаційних рішень забезпечує зниження питомого електроспоживання, скорочення мережевих втрат, вирівнювання графіка навантаження, підвищення надійності обладнання та покращення керованості виробничих процесів. Перед остаточним затвердженням інвестиційної програми необхідно провести інструментальний енергоаудит, перевірити якість електричної енергії, уточнити фактичні виробничі режими та отримати актуальні комерційні пропозиції. Подальший контроль досягнутих результатів повинен здійснюватися за даними АСКОЕ та виробничого обліку відповідно до принципів системи енергетичного менеджменту ISO 50001.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про енергетичну ефективність» від 21.10.2021 № 1818-IX (редакція, чинна у 2024–2025 рр.).

2. НКРЕКП. Постанова від 09.12.2023 № 2322 «Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «Укренерго» на 2024 рік».

3. НКРЕКП. Постанова від 19.12.2024 № 2200 «Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «Укренерго» на 2025 рік».

4. АТ «Оператор ринку». Річний звіт про роботу спотового ринку електроенергії України за 2024 рік. 2025.

5. АТ «Оператор ринку». Річний звіт про роботу спотового ринку електроенергії України за 2025 рік. 2026.

6. ПрАТ «Дніпроспецсталь». Офіційний сайт. Розділ «Про компанію».

7. НКРЕКП. Кодекс комерційного обліку електричної енергії та зміни, затверджені постановами № 57 від 10.01.2024 і № 1380 від 26.07.2024.

8. IEC 60034-30-1:2025. Rotating electrical machines — Part 30-1: Efficiency classes of line operated AC motors.

9. ISO 50001:2018/Amd 1:2024. Energy management systems — Requirements with guidance for use.

10. IEC 61000-2-4:2024. Electromagnetic compatibility — Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances.

11. EN 50160:2022/A1:2025. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.

12. ISO 50002-1:2025. Energy audits — General requirements with guidance for use.