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 енергоефективності технологічних процесів зварювального виробництва

Виконав: студент 4 курсу, групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
спеціалізації
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)
Моргун С.В.
(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц. Башлій С.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Нормоконтроль 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
в.о. Завідувач кафедри
к.т.н., доц. Д.М. Морозов
« » 2026 року

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

Моргуну Сергію Вікторовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення енергоефективності технологічних процесів зварювального виробництва
керівник роботи Башлій С.В., к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від « 23 » грудня 2025 року № 1833 - с
2 Строк подання студентом роботи 11 червня 2026 р.
Вихідні дані до роботи: Структура електроспоживання ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС»; питомі витрати енергії на передавання електричної енергії; загальне питоме електроенергоспоживання; перелік основного обладнання підприємства.
3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Характеристика об'єкта дослідження; Опис та аналіз обсягів постачання енергоресурсів ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС» Заходи щодо підвищення ефективності електроспоживання ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС»
4 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз електроспоживання цеху 2) Схема однолінійна 3) План розміщення обладнання цеху 4) Модернізація системи 5) Техніко-економічні показники підвищення ефективності електроспоживання цеху.

5 Консультанти розділів роботи

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

6 Дата видачі завдання 01.02.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливостей впровадження заходів з економії електричної енергії ТОВ «Метстансервіс»	01.03.2026	
2	Впровадження заходів щодо підвищення ефективності електроспоживання ділянкою зварювання тов «Метстансервіс»	01.04.2026	
3	Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів	10.05.2026	

Студент _____ С.В. Моргун
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ С.В. Башлій
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

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

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 122 сторінок, 15 рисунків, 16 таблиць, 18 джерел.

Темою дипломної роботи є «Підвищення енергоефективності технологічних процесів зварювального виробництва».

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

Метою дипломної роботи є підвищення рівня ефективності електроспоживання ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС», визначення технічної та економічної доцільності впровадження енергоефективних технологій.

В загальній частині розраховані втрати потужності та електроенергії, що дозволило запропонувати декілька заходів з енергозбереження: підвищення рівня компенсації реактивної потужності; модернізація агрегату поперечного різання зі зміною схеми керування; модернізація системи освітлення з переходом на локальну.

Економічна частина містить економічний аналіз ефективності енергозберігаючих проектів.

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ, СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЕНЕРГООЩАДНІСТЬ, АСИНХРОННИЙ ДВИГУН, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ПЕРІОД ОКУПНОСТІ

ЗМІСТ

Вступ…… 7
1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС»…….14
1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження……..…...9
1.2 Огляд споживачів електроенергії…… ……...17
1.3 Аналіз енергоспоживання підприємства……....19
1.3.1. Характеристика встановлених електроприймачів та електроустановок ……19
1.3.2. Динаміка споживання електроенергії…….....21
1.4 Можливості енергозбереження ……...…….……23
1.4.1. Застосування енергозберігаючих електродвигунів ….....23
1.4.2. Обґрунтування можливості використання компенсації реактивної потужності ……...….28
1.4.3 Перехід на більш ефективні джерела світла ……...38
2 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ДІЛЯНКОЮ ЗВАРЮВАННЯ ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС»……..40
2.1 Компенсація реактивної потужності……..…40
2.1.1 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах……..40
2.1.2 Розрахунок втрат потужності в лініях……..……44
2.1.3 Вибір типу і потужності компенсуючих пристроїв……47
2.2 Заміна двигуна агрегату поперечного різання.....66
2.3 Перехід на більш ефективні джерела світла……69
2.4 Модернізація вузла поперечного різання зі зміною схеми управління …….....73
2.4.1 Розрахунок потужності електроприводу вузла поперечного різання ……82

2.5. Вибір засобів вимірювання споживання електричної енергії……..…..95
3 Техніко-економічне обґрунтування впровадження енергозберігаючих заходів…….....100
3.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження енергозберігаючих заходів……...……..…100
3.1.1 Модернізація агрегату поперечного різання ……100
3.1.2 Перехід на більш ефективні джерела світла…….101
3.1.3 Розрахунок економічного ефекту від компенсації реактивної потужності……..…102
3.2 Загальні техніко-економічні показники впровадження енергозберігаючих заходів ……109
Висновки…….……...114
Перелік посилань……..…….120

ВСТУП

Проблема раціонального використання та економії енергетичних ресурсів на сучасному етапі розвитку суспільства набуває особливої актуальності. Вона стосується не лише державних органів, промислових підприємств і енергетичних компаній, а й кожного споживача. Обмеженість природних запасів паливно-енергетичних ресурсів, ускладнення умов їх видобування, транспортування та перероблення, а також постійне зростання вартості енергоносіїв зумовлюють необхідність пошуку нових підходів до організації енергоспоживання.

Для України питання енергозбереження має стратегічне значення. Власних енергетичних ресурсів недостатньо для повного забезпечення потреб національної економіки, а їх видобування часто потребує значних капіталовкладень, застосування складного технологічного обладнання та супроводжується підвищеними виробничими й екологічними ризиками. Водночас використання відновлюваних і нетрадиційних джерел енергії, попри поступовий розвиток, ще не досягло такого рівня, який дозволив би повністю замінити традиційні енергоресурси. За таких умов одним із найбільш доступних та економічно обґрунтованих напрямів підвищення енергетичної безпеки держави є скорочення необґрунтованих витрат енергії та впровадження системного енергозбереження.

У світовій енергетиці протягом останніх десятиліть спостерігається стійка тенденція до збільшення обсягів виробництва і споживання енергії, передусім електричної. Це пояснюється розвитком промисловості, автоматизацією виробничих процесів, поширенням цифрових технологій, електрифікацією транспорту та підвищенням рівня комфорту населення. Навіть за умов структурних змін в економіці, модернізації промислового обладнання та переходу до енергоощадних технологій потреба в електричній і тепловій енергії в перспективі залишатиметься високою. Саме тому

підвищення ефективності використання енергоресурсів перетворюється на одну з ключових передумов сталого економічного розвитку.

У більшості розвинених держав світу енергозбереження та енергоефективність належать до пріоритетних напрямів державної енергетичної політики. Особлива увага приділяється скороченню енергомісткості промислової продукції, модернізації електротехнічного обладнання, зменшенню втрат у системах електропостачання, удосконаленню обліку споживання енергоресурсів та стимулюванню підприємств до впровадження інноваційних технологій. Для України формування ефективної політики енергозбереження є важливим чинником посилення енергетичної незалежності, підвищення конкурентоспроможності національної продукції та зменшення залежності від імпортованих енергоносіїв.

Таким чином, одним із головних завдань державної політики у сфері енергоефективності є створення умов, за яких науковий, інтелектуальний і творчий потенціал суспільства буде спрямований на розроблення та практичне впровадження сучасних енергозберігаючих рішень. Водночас важливо забезпечити реальний попит на інноваційні технології з боку промислових підприємств, сформувати економічні стимули для їх використання та сприяти розвитку ринку енергоефективного обладнання і послуг.

У процесі впровадження енергозберігаючих заходів на промисловому підприємстві основною стратегічною метою є підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів без погіршення якості продукції, надійності технологічного процесу та умов праці персоналу. Потенціал енергозбереження підприємства доцільно розглядати як сукупність взаємопов’язаних поточних і перспективних, внутрішніх та зовнішніх можливостей, використання яких забезпечує скорочення витрат енергії.

До такого потенціалу належать технічні, технологічні, організаційні, економічні та кадрові ресурси підприємства. Він також охоплює здатність керівників і працівників ефективно використовувати наявне обладнання, упроваджувати нові технології, здійснювати контроль за енергоспоживанням,

своєчасно виявляти непродуктивні втрати та приймати обґрунтовані управлінські рішення. Реалізація потенціалу енергозбереження передбачає перетворення доступних матеріальних, фінансових, інформаційних і трудових ресурсів у конкретні результати — зниження питомого споживання енергії, скорочення виробничих витрат, підвищення надійності обладнання та покращення економічних показників діяльності підприємства.

Сучасний стан науки, техніки й економіки відкриває значні можливості для раціонального використання енергетичних ресурсів. До них належать застосування високоефективних електродвигунів, частотно-регульованих електроприводів, пристроїв плавного пуску, автоматизованих систем обліку та контролю енергоспоживання, компенсаторів реактивної потужності, сучасних засобів освітлення, систем моніторингу якості електричної енергії та інтелектуальних систем керування технологічними процесами.

Однак на рівні окремих підприємств питання енергозбереження часто залишається недостатньо опрацьованим. Процес упровадження енергоефективних заходів ускладнюється обмеженістю власних фінансових ресурсів, недостатнім доступом до кредитування, зростанням тарифів на енергоносії, дефіцитом кваліфікованих фахівців, фізичним і моральним зношенням обладнання. Додатковою проблемою є відсутність належної мотивації керівництва та персоналу підприємств до реалізації довгострокових проєктів, економічний ефект від яких може бути отриманий лише через певний період.

У таких умовах управління інноваційним розвитком систем енергозбереження стає можливим лише за наявності ефективного економіко-організаційного механізму. Такий механізм повинен поєднувати технічне переоснащення, енергетичний аудит, планування заходів, контроль результатів, економічне стимулювання персоналу, пошук джерел фінансування та оцінювання ефективності інвестицій. Важливою складовою цього механізму є використання інноваційного потенціалу промислового підприємства, який передбачає здатність упроваджувати нові технології,

удосконалювати виробничі процеси та швидко адаптуватися до змін на енергетичному ринку.

Основна частина потенціалу енергозбереження формується безпосередньо на стадії кінцевого споживання енергії. Особливо це стосується електричної енергії, яка широко використовується для живлення електроприводів, технологічних установок, систем вентиляції, освітлення, опалення, автоматизації та допоміжного обладнання. Значні втрати можуть виникати у трансформаторах, кабельних і повітряних лініях, комутаційній апаратурі, електричних двигунах, системах регулювання та безпосередньо в технологічних агрегатах.

Тому одним із найбільш вагомих напрямів енергозбереження для промислових об’єктів, що розглядаються у дипломному проєкті, є зменшення втрат електричної енергії в системі її передавання, розподілу та споживання. Для цього необхідно забезпечити раціональне завантаження трансформаторів і двигунів, оптимізувати режими роботи електричних мереж, підвищити коефіцієнт потужності, зменшити перетоки реактивної енергії, усунути перевантаження та несиметрію фаз, а також своєчасно замінювати морально і фізично застаріле обладнання.

Важливе значення має проведення систематичного енергетичного аналізу підприємства. Він передбачає визначення структури електроспоживання, встановлення найбільш енергоємних технологічних процесів і окремих споживачів, оцінювання режимів роботи обладнання та виявлення непродуктивних втрат. На основі отриманих результатів можна сформувати комплекс технічних і організаційних заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності.

У роботі проводиться аналіз електроспоживання ТОВ «Метстансервіс», досліджується структура навантажень, оцінюється технічний стан електрообладнання та визначаються основні джерела втрат електричної енергії. За результатами дослідження пропонуються енергозберігаючі заходи, реалізація яких повинна забезпечити скорочення споживання електроенергії,

підвищення надійності системи електропостачання та зменшення експлуатаційних витрат.

Окрема увага в дипломному проєкті приділяється питанням охорони праці та безпеки виробничої діяльності. Упровадження енергоефективного обладнання повинно здійснюватися з дотриманням вимог електробезпеки, пожежної безпеки, виробничої санітарії та нормативів щодо умов праці. Модернізація електротехнічних систем має не лише знижувати енергоспоживання, а й сприяти зменшенню аварійності, підвищенню надійності обладнання та покращенню умов роботи персоналу.

Практична реалізація запропонованих у роботі заходів є цілком реальною перспективою для ТОВ «Метстансервіс». За попередніми оцінками, їх упровадження дозволить скоротити щорічне споживання електричної енергії, зменшити технологічні та експлуатаційні втрати, підвищити ефективність використання встановленого обладнання. Економія енергоресурсів безпосередньо вплине на зниження собівартості продукції, оскільки витрати на електроенергію становлять важливу частину загальних виробничих витрат підприємства.

Крім безпосереднього економічного ефекту, впровадження енергозберігаючих рішень дозволить підвищити конкурентоспроможність продукції, покращити фінансові результати діяльності підприємства та скоротити негативний вплив виробництва на навколишнє середовище. Зменшення споживання електричної енергії сприятиме скороченню непрямих викидів забруднювальних речовин, пов’язаних із її виробництвом, а також раціональнішому використанню природних ресурсів.

Важливим напрямом реалізації політики енергозбереження є вдосконалення механізмів фінансування енергоефективних проєктів. Доцільно стимулювати використання підприємствами власних коштів, банківських кредитів, лізингових програм, грантового фінансування, державної підтримки та енергосервісних контрактів. Особливого значення набуває створення таких економічних умов, за яких інвестування в

енергозбереження буде вигідним як для підприємства, так і для потенційних інвесторів.

За відсутності достатніх зовнішніх джерел фінансування доцільним є створення на підприємствах внутрішніх фондів енергозбереження. Їх наповнення може здійснюватися за рахунок частини коштів, отриманих у результаті зниження витрат на енергоносії, підвищення прибутку або економії експлуатаційних витрат. Використання таких фондів дозволить забезпечити безперервне фінансування наступних етапів модернізації та сформувати самовідтворюваний механізм упровадження енергоефективних заходів.

Ефективність запропонованих рішень повинна оцінюватися не лише за величиною зекономленої електроенергії, а й за комплексом техніко-економічних показників. До них належать обсяг необхідних капіталовкладень, річний економічний ефект, термін окупності, зменшення собівартості продукції, підвищення продуктивності обладнання, скорочення витрат на ремонт та обслуговування. Комплексне оцінювання дозволяє визначити пріоритетність заходів і сформувати раціональну послідовність їх реалізації.

Отже, упровадження енергозберігаючих заходів на промисловому підприємстві забезпечує не лише зменшення обсягів споживання електричної енергії. Воно також сприяє підвищенню технічного рівня виробництва, скороченню собівартості продукції, покращенню надійності електрообладнання, зменшенню кількості аварійних ситуацій та підвищенню конкурентоспроможності підприємства.

Для ТОВ «Метстансервіс» реалізація комплексу енергоефективних рішень може стати важливим інструментом зниження виробничих витрат і забезпечення стабільної діяльності в умовах зростання тарифів на енергетичні ресурси. Системний підхід до аналізу електроспоживання, вибору технічних заходів, оцінювання їх економічної ефективності та пошуку джерел фінансування створює необхідні передумови для подальшого розвитку підприємства на засадах енергоефективності, ресурсозбереження та екологічної відповідальності.

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ З ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС»

1.1 Коротка характеристика об’єкта дослідження

ТОВ «Метстансервіс» є українським підприємством, що працює у сфері постачання, реалізації та технічного обслуговування промислового обладнання. Підприємство зареєстроване 19 березня 2004 року в місті Запоріжжі. Основним видом його економічної діяльності відповідно до КВЕД 46.69 є оптова торгівля іншими машинами й устаткованням. До додаткових напрямів належать ремонт і технічне обслуговування машин та обладнання промислового призначення, вантажні автомобільні перевезення, а також дослідження кон’юнктури ринку.

Діяльність ТОВ «Метстансервіс» орієнтована передусім на забезпечення промислових підприємств сучасним вантажопідіймальним, металообробним, верстатним і зварювальним обладнанням. Підприємство виконує функції постачальника технічних засобів для виробничих об’єктів, бере участь у підборі обладнання відповідно до потреб замовника та забезпечує його подальше технічне обслуговування. Такий напрям діяльності дає змогу пропонувати промисловим споживачам комплексні рішення, спрямовані на модернізацію виробничих процесів, підвищення продуктивності праці та надійності експлуатації технологічних систем.

Одним із виробників обладнання, продукція якого може постачатися для потреб промислових підприємств, є польський завод ZBUD Sp. z o.o. Історія підприємства розпочалася у 1984 році. Спочатку компанія спеціалізувалася на виготовленні арматури для газових печей, однак у процесі розвитку переорієнтувалася на виробництво обладнання для внутрішньозаводського транспорту. Згодом асортимент продукції був розширений за рахунок ручних

і електричних талів, лебідок, кранів, мостових кранів, вантажопідіймальних пристроїв та обладнання для морської й енергетичної промисловості.

Від початку діяльності стратегія розвитку ZBUD була спрямована на досягнення максимальної виробничої самостійності та зосередження основних етапів виконання замовлень у межах одного підприємства. Такий підхід дозволив зменшити залежність від сторонніх виробників і забезпечити повний цикл створення обладнання — від проєктування та підготовки металу до складання, фарбування, випробування, монтажу і сервісного обслуговування.

Станом на 2025 рік, відповідно до останнього офіційно оприлюдненого звіту ZBUD, який містить підсумкові показники за 2024 рік, на підприємстві працювало 463 особи. Загальна площа виробничих приміщень перевищувала 30 тис. м². До структури заводу входили адміністративний корпус і 27 виробничих цехів та приміщень різного призначення. Упродовж 2024 року підприємство виготовило та поставило замовникам 412 мостових і стрілових кранів.

Виробничий комплекс ZBUD розташований у місті Домброва-Тарновська Республіки Польща. Підприємство має власне конструкторське бюро, у якому працюють фахівці механічного та електротехнічного профілів. Наявність власної проєктної бази дає змогу розробляти як серійне, так і спеціалізоване обладнання відповідно до технічних вимог конкретних замовників. На підприємстві здійснюються проєктування підкранових колій і фундаментів, виготовлення вантажопідіймальних машин, їх монтаж, модернізація, ремонт і технічне обслуговування.

До складу виробничої інфраструктури входять дільниці заготівлі металу, механічного оброблення, зварювання, складання, монтажу гідравлічних та електричних систем, підготовки поверхонь і нанесення лакофарбових покриттів. Завод оснащений великогабаритними металообробними машинами, що дозволяють обробляти деталі масою до кількох десятків тонн. Застосовуються технології різання металу, оброблення на верстатах із

числовим програмним керуванням, традиційного механічного оброблення, зварювання та термічного оброблення зварних з’єднань із реєстрацією параметрів процесу.

Зварювальні роботи виконуються сертифікованим персоналом під наглядом інженерів, які мають кваліфікацію IWE/EWE. На підприємстві працює понад 30 сертифікованих зварників та операторів зварювальних машин. Для контролю якості металоконструкцій застосовуються магнітні й ультразвукові методи неруйнівного контролю. Це дає змогу своєчасно виявляти внутрішні та поверхневі дефекти зварних з’єднань і забезпечувати відповідність продукції встановленим вимогам надійності та безпеки.

Підготовка металевих конструкцій до фарбування здійснюється у власних дробоструминних камерах. Завод має три камери розміром 18 × 4 м, п’ять фарбувальних камер розміром 18 × 5 м, а також додаткові фарбувальні площі. Таке оснащення дозволяє виконувати багатошарові антикорозійні покриття та забезпечувати захист обладнання, призначеного для експлуатації у складних промислових і морських умовах.

Для проведення контрольного складання, навантажувальних перевірок і функціональних випробувань на території заводу обладнані спеціальні стенди та випробувальні майданчики. Вони дають змогу перевіряти роботу механічних, електричних і гідравлічних систем, оцінювати стійкість конструкцій, працездатність приводів, систем керування та пристроїв безпеки. Випробування готової продукції перед відвантаженням замовнику є важливою складовою системи забезпечення її якості.

Станом на 2025 рік номенклатура продукції ZBUD охоплювала мостові та автоматизовані крани, стаціонарні, автомобільні, баштові й самохідні крани, електричні талі та канатні лебідки серії THETA, траверси, стропи, рейкові візки, системи керування, вантажопідіймальне обладнання для морських платформ, промислові металоконструкції та зварювальні позиціонери. Компанія також розвиває виробництво електричних підйомних платформ та обладнання для автоматизованих виробничих ліній.

Особливе місце в сучасній стратегії підприємства посідають автоматизація та роботизація виробництва. ZBUD розширює номенклатуру повністю автоматизованих мостових кранів, призначених для інтеграції у технологічні й складські комплекси. Такі системи дають змогу зменшити участь оператора, підвищити точність позиціонування вантажів, скоротити тривалість виробничих операцій та покращити безпеку праці. До перспективних напрямів також належить розроблення вантажопідіймального обладнання з більшим вильотом і вантажністю.

Підприємство приділяє увагу питанням енергоефективності, охорони довкілля та раціонального використання виробничих ресурсів. У сучасній політиці ZBUD передбачені поступове скорочення вуглецевого сліду, зменшення споживання енергії, раціональне використання матеріалів, утилізація відходів, відновлення теплової енергії та екологічне проєктування продукції з урахуванням тривалості її життєвого циклу.

Отже, станом на 2025 рік ТОВ «Метстансервіс» зберігає спеціалізацію у сфері оптового постачання та обслуговування промислових машин і устаткування. Співпраця з виробниками рівня ZBUD дозволяє забезпечувати промислові підприємства сучасними вантажопідіймальними системами, металоконструкціями та допоміжним обладнанням. Поєднання постачальницьких можливостей ТОВ «Метстансервіс» із виробничою, конструкторською та сервісною базою ZBUD створює передумови для реалізації комплексних проєктів із технічного переоснащення та підвищення ефективності промислових об’єктів.

1.2 Огляд споживачів електроенергії підприємства

Споживачі електричної енергії класифікуються залежно від виду її перетворення.

До першої групи належить загальнопромисловий електропривод, у якому електрична енергія перетворюється на механічну. Такі споживачі застосовуються практично на всіх промислових підприємствах. Потужність електродвигунів може змінюватися від часток кіловата до сотень кіловат і більше.

Другу групу становлять електротехнологічні установки:

електротермічні, що перетворюють електроенергію на теплову: печі опору, індукційні та дугові печі, установки електрошлакового переплаву, електронно-променевого нагрівання, контактного й дугового зварювання;

електрохімічні, у яких електрична енергія перетворюється на хімічну: електролізні, гальванічні установки, обладнання для анодування та електрохімічної обробки;

електрофізичні, що використовують електричну енергію для технологічного оброблення матеріалів: ультразвукові, магнітно-імпульсні установки та електростатичні фільтри.

До третьої групи належать освітлювальні установки, які перетворюють електричну енергію на світлову. До них належать лампи розжарювання, люмінесцентні, газорозрядні та світлодіодні джерела світла.

Окрему категорію електричного навантаження становлять вентиляційні установки. Вони забезпечують необхідний повітрообмін і підтримують нормативні параметри мікроклімату у виробничих приміщеннях та на робочих місцях.

Вентиляційні системи класифікують:

За способом переміщення повітря — природні та механічні.

За призначенням — припливні та витяжні.

За зоною обслуговування — місцеві та загальнообмінні.

За конструктивним виконанням — канальні та безканальні.

1.3 Аналіз електроспоживання підприємства

1.3.1. Характеристика встановлених електроприймачів та електроустановок

Основними споживачами електричної енергії цеху є технологічне та зварювальне обладнання. Вони живляться від трифазної мережі з частотою 50 Гц напругою 0,38 кВ. Також проектом передбачається загальне робоче та аварійне освітлення напругою 220 В.

Структура споживачів, які споживають електроенергію представляється на рисунку 1.1 так: електроприводи - 62%, електричний транспорт - 9%, електротермія та електротехнології - 8%, освітлення та інші споживачі - 21%.

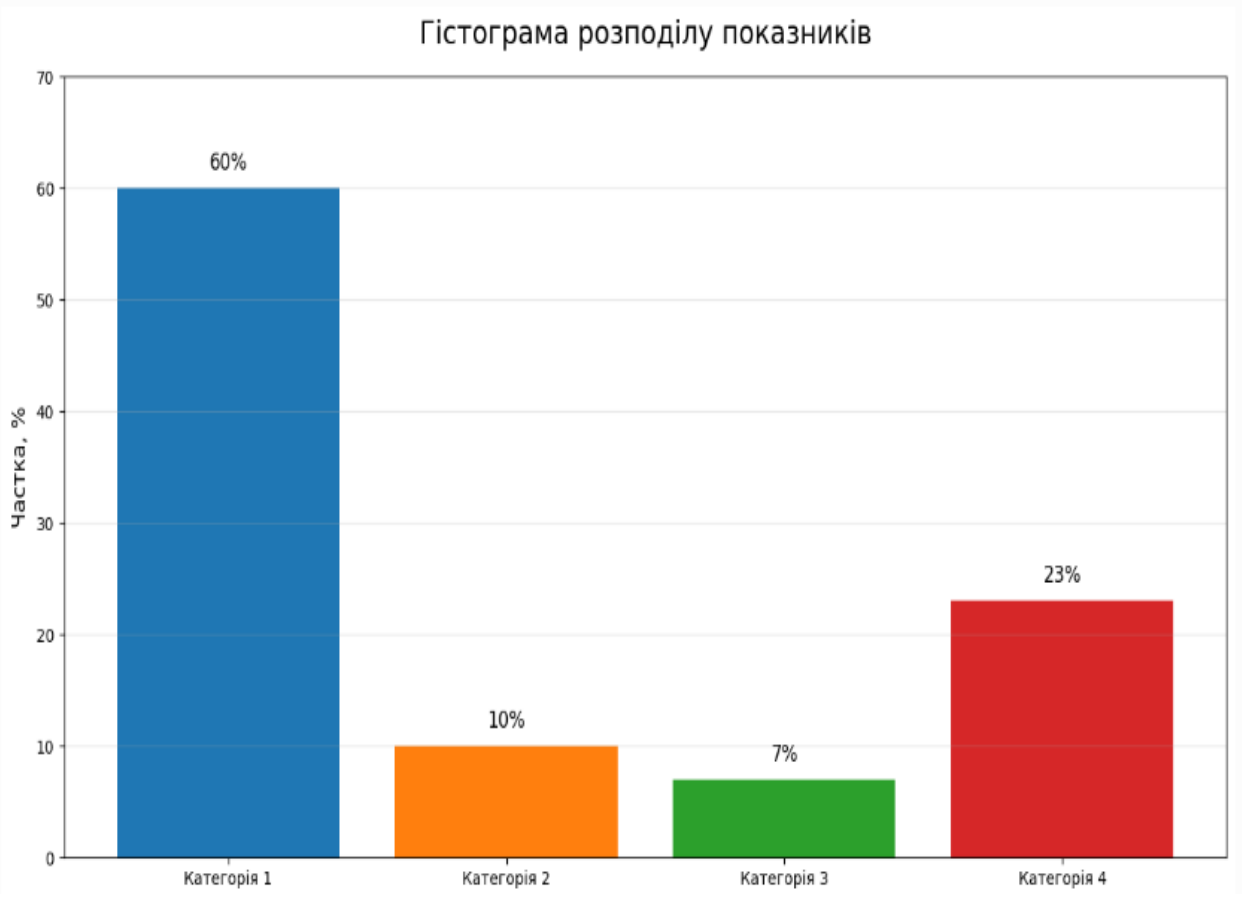


Рисунок 1.1 – Діаграма співвідношення електроенергоспоживання обладнання

Процентне співвідношення витрат електричної енергії на живлення споживачів ТОВ «Метстансервіс» наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Структура споживачів

№ з/п	Назва	Встановлена потужність	Відсоткове співвідношення,%
1	Загальна встановлена потужність електрообладнання, кВт	1261	100
2	Електроапарати для технологічних процесів, кВт: - електричні печі -нагрівання і термообробка: -нагрівальні пристрої - електрозварювання	 136 113 223	 5,6 0,74 12,27
3	Загальна потужність електродвигунів, кВт:	871	100
	- обробка металів різанням - електрифікований транспорт - вентиляція і кондиціювання	410 222 239	54,4 22,26 25,83
4	Загальна потужність систем освітлення:	170	100
	- зовнішнє - внутрішнє	31 139	15,96 84,039

Основні електроприймачі підприємства:

– технологічне обладнання (всього близько 180 шт.: станки, преси, електричні пічі, компресори стисненого повітря – 4 шт.);

– зварювальне обладнання (близько 100 од., в т.ч. зварювальні випрямлячі типу ВС-600 – 9 шт., ВДУ-506У – 14шт., КИУ-501 – 8шт., ВДУЧ-350 – 3шт., обладнання для зварювання MIG/MAG ВАРИО СТАР 457/2 – 2шт.,обладнання дугового зварювання УДГУ-251 AC/DC – 1шт., УДГУ-301, газоплазморізальна машина ППлКП - 2шт); кран-балки;

З таблиці 1.1 видно, що великий відсоток споживання електроенергії припадає на електродвигуни, більшу частину яких складають асинхронні двигуни.

1.3.2 Динаміка споживання електроенергії

Динаміка споживання електроенергії у 2024-2025 р. наведена у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Річне споживання електроенергії в 2025 р.

Місяць	Споживання електроенергії, млн кВт·год	Витрати, млн грн
Січень	7,17	6,70
Лютий	7,02	6,71
Березень	6,73	7,62
Квітень	6,58	7,52
Травень	7,39	7,14
Червень	6,75	6,80
Липень	6,66	4,54
Серпень	7,44	5,10
Вересень	7,54	5,17
Жовтень	7,67	5,26
Листопад	7,16	4,92
Грудень	7,92	5,43
Усього	86,02	72,92

Дані про місячне споживання електроенергії основними споживачами та тарифи на електроенергію 2025 р.[2] представлені в таблиці 1.3 і динаміка місячного споживання електроенергії на рисунку 1.3.

Таблиця 1.3 - Динаміка споживання електроенергії в 2023-2025 р.

Найменування	Роки		
	2023	2024	2025
Споживання електроенергії, млн. кВт×год	7,36	7,52	8,11
Витрати, млн. грн.	7,65	7,83	8,43



Рисунок 1.3 - Динаміка помісячного споживання електроенергії в 2025 р.

З вищенаведених даних видно, що протягом останніх 3 років споживання електроенергії підприємством стабільно збільшується. Це пов'язано з ростом випуску товарної продукції і розширенням її асортименту. Приріст обсягу електроспоживання в 2025 р. у порівнянні з 2023 р. склав 10%.

1.4 Можливості енергозбереження в цеху

1.4.1 Використання енергозберігаючих електродвигунів

Оскільки електродвигуни широко застосовуються у виробничих процесах, на їхню частку припадає значна частина загального електроспоживання підприємства. Саме тому системи електропривода є одним із найбільш перспективних об’єктів для впровадження енергозберігаючих заходів та залучення інвестицій у підвищення енергоефективності.

Початковим етапом удосконалення експлуатації електродвигунів має бути цілеспрямований і систематичний збір інформації про кожен агрегат, тривалість роботи якого перевищує 2000 годин на рік. Під час формування відповідної бази даних необхідно враховувати місце встановлення двигуна, його функціональне призначення, номінальну частоту обертання, фактичний рівень навантаження, режим роботи та основні паспортні характеристики. Уже за результатами первинного огляду обладнання можна визначити низку організаційних і технічних заходів, спрямованих на підвищення ефективності його використання.

Одним із важливих напрямів енергозбереження є правильний вибір потужності електродвигуна. На практиці нерідко встановлюються двигуни із завищеною номінальною потужністю, що пояснюється прагненням

забезпечити можливість роботи в умовах короткочасних перевантажень. Однак найбільш ефективним є функціонування електродвигуна за навантаження, що становить приблизно 75–90 % його паспортної потужності. Використання надмірно потужних двигунів не лише збільшує капітальні витрати на придбання обладнання, а й призводить до підвищених експлуатаційних витрат, оскільки максимальне значення ККД досягається переважно в режимах, близьких до номінального навантаження.

Значний потенціал економії електроенергії має впровадження частотно-регульованого електропривода. Такий спосіб керування доцільно застосовувати у випадках, коли навантаження двигуна істотно змінюється протягом робочого циклу, а сам двигун тривалий час функціонує з неповним навантаженням. Для оцінювання економічної доцільності встановлення перетворювача частоти необхідно визначити графік навантаження двигуна, тобто залежність відносного навантаження від тривалості роботи. Найбільш ефективним зазвичай є використання частотно-регульованого привода для електродвигунів потужністю понад 10 кВт, які експлуатуються протягом значної кількості годин на рік.

Частотно-регульований електропривод дає змогу узгодити споживання електроенергії з фактичним рівнем навантаження шляхом зміни частоти обертання двигуна. Найбільший ефект від його застосування спостерігається у приводах вентиляторів, насосів, компресорів та іншого обладнання, для якого підтримання постійної частоти обертання не є обов’язковою умовою технологічного процесу. Крім зниження електроспоживання, використання перетворювачів частоти сприяє підвищенню якості регулювання, зменшенню механічних навантажень, скороченню зношування обладнання та зниженню витрат на технічне обслуговування.

Підвищення енергоефективності електроприводів також забезпечується належним регулюванням і натягуванням пасових передач. Стан ременів та елементів привода необхідно контролювати систематично. Недостатній натяг, перекоси шківів і порушення регулювання призводять до збільшення втрат на

тертя та проковзування. У результаті зростає споживання електроенергії, погіршується передавання механічної потужності та скорочується термін експлуатації пасового привода.

Пасові передачі характеризуються відносно невисокою вартістю, однак потребують регулярного технічного обслуговування. Важливою умовою їх ефективної експлуатації є належна підготовка персоналу, відповідального за роботу та обслуговування систем електропривода. Підвищення кваліфікації працівників дає змогу своєчасно виявляти несправності, запобігати додатковим втратам енергії та забезпечувати надійну роботу обладнання.

Додатковий ефект може бути отриманий унаслідок заміни стандартних клинових ременів більш ефективними конструкціями. Зубчасті клинові та синхронні ремені мають вищу ефективність передавання механічної енергії порівняно зі звичайними клиновими ременями. Їх застосування дає змогу підвищити загальний ККД електропривода за відносно невеликих капітальних витрат, значно нижчих за вартість придбання нового електродвигуна.

Використання електродвигунів із підвищеним коефіцієнтом корисної дії також сприяє зменшенню витрат на енергоресурси. ККД електродвигуна характеризує частку спожитої електричної енергії, яка перетворюється на корисну механічну енергію. Чим вищим є цей показник, тим меншими є втрати потужності у вигляді нагрівання, магнітних втрат, механічного тертя та вентиляційних витрат.

За сучасного рівня тарифів на електроенергію та порівняно високих капітальних витрат повна заміна справних електродвигунів новими енергоефективними моделями не завжди є економічно виправданою. Проте на підприємствах щороку частина двигунів виходить із ладу або потребує заміни внаслідок фізичного та морального зношування. У таких випадках придбання електродвигунів із підвищеним ККД може бути економічно доцільним і забезпечувати суттєву економію протягом усього строку їх експлуатації.

Заміна на енергоефективний двигун є особливо обґрунтованою у випадках, коли зменшити втрати в інших елементах електропривода

неможливо або недоцільно. Під час вибору нового обладнання необхідно враховувати не лише значення ККД, а й коефіцієнт потужності. Цей показник характеризує ефективність використання споживаних із мережі струму та напруги для створення корисної активної потужності.

Важливою складовою енергетичної політики підприємства є систематична звітність щодо реалізації енергозберігаючих заходів. За результатами кожного звітного періоду служба головного енергетика повинна формувати відомості про виконані роботи, обсяг досягнутої економії, фактичні витрати та отриманий економічний ефект. Така звітність дає змогу оцінити результативність упроваджених рішень і визначити доцільність поширення успішного досвіду на інші виробничі підрозділи.

Під час поетапної реалізації енергозберігаючого проєкту складання відповідних відомостей є невід'ємною частиною управління проєктом. У них повинна міститися інформація про економію електроенергії в натуральних показниках, зменшення фінансових витрат, фактичний термін окупності та відхилення отриманих результатів від запланованих значень.

Отже, ефективна енергетична політика є важливою умовою підвищення прибутковості, конкурентоспроможності та надійності виробництва.

Одним зі шляхів підвищення економічності масового нерегульованого електропривода, розрахованого на роботу в постійних номінальних режимах, є застосування енергозберігаючих електродвигунів. У таких машинах завдяки збільшенню кількості активних матеріалів, насамперед електротехнічної сталі та міді, підвищуються номінальні значення ККД. Зменшення внутрішніх втрат електродвигуна забезпечує скорочення споживання електроенергії та відповідних експлуатаційних витрат.

Основні конструктивні вдосконалення асинхронних електродвигунів із підвищеним ККД передбачають:

- збільшення довжини осердя та використання високоякісної електротехнічної сталі з низькими питомими втратами. Це сприяє зниженню магнітної індукції та зменшенню втрат у сталі;

- скорочення електричних втрат у міді завдяки раціональному використанню площі пазів і застосуванню провідників збільшеного поперечного перерізу в обмотках статора та ротора;
- удосконалення системи охолодження. Електродвигун із підвищеним ККД виділяє менше тепла, тому для його охолодження можна використовувати вентилятор меншої потужності та розмірів. Це зменшує вентиляційні втрати й загальні втрати потужності;
- оптимізацію конструкції магнітопроводу, обмоток і механічних елементів для зниження додаткових, електричних та механічних втрат.

Якщо електродвигун протягом тривалого часу працює зі стабільним навантаженням, близьким до номінального, застосування енергоефективної моделі може забезпечити мінімальні експлуатаційні витрати. Водночас рішення щодо придбання та встановлення такого обладнання повинно прийматися на підставі комплексного техніко-економічного аналізу з урахуванням вартості двигуна, витрат на монтаж, налагодження, обслуговування та очікуваного строку експлуатації.

Залежно від потужності, режиму навантаження, тривалості роботи та технічного стану обладнання застосування енергозберігаючих електродвигунів дає змогу скоротити споживання електричної енергії приблизно на 3–8 %.

1.4.2 Обґрунтування доцільності застосування компенсації реактивної потужності

Основну частину електричного навантаження промислових підприємств утворюють електричні машини — двигуни, генератори та трансформатори. Під

час їх роботи в мережі протікає не лише активний, а й реактивний струм, необхідний для створення електромагнітного поля. Наявність реактивної складової спричиняє фазовий зсув між напругою і струмом, унаслідок чого електроустановка споживає з мережі як активну, так і реактивну енергію. Це призводить до збільшення повної потужності в середньому на 20–25 % порівняно з активною.

Особливо несприятливим є режим незначного завантаження електричних машин або їх робота на холостому ходу. За таких умов фазовий зсув між струмом і напругою збільшується, а коефіцієнт потужності cosφ може знижуватися до 0,2–0,4. Якщо компенсація реактивної потужності не застосовується, для передавання тієї самої активної потужності з мережі споживається більший струм. Це спричиняє додаткові втрати електроенергії, нагрівання кабельних ліній і трансформаторів, збільшення падіння напруги та зменшення пропускної здатності системи електропостачання.

Найпоширенішим засобом компенсації реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств є конденсаторні установки. Їх широке застосування пояснюється низкою технічних та економічних переваг. Втрати активної потужності в таких установках є незначними та за номінальної температури навколишнього середовища зазвичай не перевищують 0,4 %, або 0,004 кВт на 1 кВАр установленої потужності. Для порівняння, у синхронних компенсаторах втрати можуть досягати 10 % їх номінальної потужності, а в синхронних двигунах, що працюють у режимі перезбудження, — приблизно 7 %.

До переваг конденсаторних установок також належать відсутність обертових частин, низький рівень шуму, порівняно невеликі капітальні витрати, простота монтажу та експлуатації. Крім того, конденсаторні батареї можна встановлювати в різних точках електричної мережі та комплектувати на будь-яку необхідну компенсуючу потужність.

Залежно від місця встановлення конденсаторних установок та характеру навантаження розрізняють індивідуальну, групову і централізовану компенсацію реактивної потужності.

Індивідуальна компенсація передбачає розміщення конденсаторної установки безпосередньо біля окремого електроприймача. Установка вмикається та вимикається одночасно з обладнанням, реактивну потужність якого вона компенсує. Такий спосіб забезпечує розвантаження не лише мереж вищої напруги та силових трансформаторів, а й внутрішньоцехових розподільних ліній. Індивідуальна компенсація є найбільш ефективною для електроприймачів, які тривалий час працюють зі стабільним навантаженням.

Недоліком цього способу є залежність тривалості роботи конденсаторної установки від режиму конкретного електроприймача. Крім того, потужність конденсаторів необхідно узгоджувати з індуктивними параметрами обладнання, щоб запобігти надлишковій компенсації та виникненню резонансних явищ. Для електродвигунів можуть застосовуватися спеціальні схеми підключення, зокрема з перемиканням обмоток зі «зірки» на «трикутник» і паралельним приєднанням однофазних конденсаторів.

Групова компенсація використовується для кількох індуктивних електроприймачів, підключених до спільного розподільного пункту. У цьому випадку конденсаторну установку розміщують у цеху та приєднують до шин або розподільних пристроїв напругою 0,38 кВ. У результаті від реактивного навантаження розвантажуються живильні мережі та трансформатори підстанції.

Разом із тим внутрішньоцехові лінії між груповим розподільним пунктом та окремими споживачами продовжують передавати реактивний струм. Тому зменшення втрат у мережі відбувається не повністю. Додатковим недоліком є необхідність окремого керування комутацією конденсаторної установки відповідно до режиму роботи групи споживачів.

Централізована компенсація переважно застосовується в системах із великою кількістю електроприймачів та значними добовими коливаннями

навантаження і коефіцієнта потужності. Як правило, така компенсація є регульованою та може здійснюватися на стороні вищої або нижчої напруги.

При встановленні конденсаторної установки на шинах 6–10 кВ головної знижувальної підстанції забезпечується ефективне використання конденсаторів. Для отримання необхідної компенсуючої потужності потрібна менша кількість обладнання, а вартість одного кВАр є нижчою порівняно з установками низької напруги. Однак у цьому разі від реактивного струму розвантажуються переважно ті ділянки мережі, які розташовані вище точки підключення установки. Внутрішні мережі 6–10 кВ, трансформатори 6–10/0,38 кВ і цехові лінії напругою 0,38 кВ продовжують передавати реактивну потужність, тому втрати електроенергії в них практично не зменшуються.

При централізованій компенсації на стороні низької напруги конденсаторна установка приєднується до шин 0,38 кВ трансформаторної підстанції 6–10/0,38 кВ. У такому випадку від реактивного навантаження розвантажуються як живильні мережі 6–10 кВ, так і силові трансформатори. Неохопленими компенсацією залишаються лише внутрішньоцехові розподільні лінії між шинами підстанції та окремими електроприймачами.

Для забезпечення відповідності потужності компенсації фактичному навантаженню конденсаторну установку обладнують автоматичним регулятором. Її загальну потужність поділяють на окремі ступені, які автоматично вмикаються або вимикаються залежно від значення реактивного струму або cosφ. Такі установки називають автоматизованими. Вони дають змогу підтримувати заданий коефіцієнт потужності, уникати недостатньої компенсації або перекомпенсації та зменшувати технологічні втрати електроенергії.

Отже, підвищення коефіцієнта потужності може здійснюватися двома основними способами: шляхом удосконалення режимів роботи електрообладнання без застосування спеціальних компенсуючих пристроїв або за допомогою конденсаторних установок та інших засобів компенсації реактивної потужності [3].

Таблиця 1.4 - Добовий графік споживання активної потужності ділянкою цеху за 12.12.2025

Години	Потужність, кВт
00:00–01:00	29,40
01:00–02:00	29,40
02:00–03:00	29,40
03:00–04:00	29,40
04:00–05:00	29,40
05:00–06:00	29,40
06:00–07:00	29,40
07:00–08:00	67,20
08:00–09:00	109,20
09:00–10:00	136,50
10:00–11:00	149,10
11:00–12:00	142,80
12:00–13:00	162,75
13:00–14:00	168,00
14:00–15:00	157,50
15:00–16:00	129,15
16:00–17:00	120,75
17:00–18:00	128,10
18:00–19:00	134,40
19:00–20:00	114,45
21:00–22:00	100,80

Компенсація реактивної потужності є одним із найбільш дієвих способів підвищення енергоефективності систем електропостачання промислових підприємств. Значна частина електрообладнання, зокрема асинхронні двигуни, трансформатори, зварювальні установки та інші індуктивні споживачі, у процесі роботи споживає не лише активну, а й реактивну потужність. Реактивна

потужність безпосередньо не перетворюється на корисну роботу, проте її передавання електричними мережами спричиняє збільшення струму, додаткове нагрівання обладнання та зростання втрат електроенергії.

У разі компенсації реактивної потужності її необхідна частина виробляється безпосередньо поблизу споживача за допомогою спеціальних компенсувальних пристроїв. Завдяки цьому реактивна складова струму не передається від зовнішньої мережі через трансформатори, кабельні лінії та розподільні пристрої. Залежно від початкового значення коефіцієнта потужності cosφ, характеру навантаження та ступеня компенсації споживаний із мережі струм може зменшуватися приблизно на 30–50 %.

Установлення пристроїв компенсації дає змогу підтримувати коефіцієнт потужності на рівні, близькому до одиниці. У результаті істотно скорочується обсяг реактивної енергії, що надходить із зовнішньої мережі, а отже, зменшуються відповідні платежі. Одночасно знижується струмове навантаження на кабелі, шини, комутаційну апаратуру й силові трансформатори. Це сприяє зменшенню втрат активної потужності, падіння напруги та нагрівання елементів електричної мережі.

Компенсація реактивного навантаження також підвищує пропускну здатність наявної системи електропостачання. Після зменшення повного струму частина потужності трансформаторів і кабельних ліній, яка раніше використовувалася для передавання реактивної складової, вивільняється. Завдяки цьому підприємство може збільшити активне навантаження, підключити додаткове обладнання або наростити виробничі потужності без негайної реконструкції електричної мережі. Ефективне розвантаження системи електропостачання може забезпечувати економію активної електроенергії приблизно на рівні 5–15 %, однак фактичне значення необхідно визначати на підставі вимірювань та техніко-економічних розрахунків.

Найбільш вигідне значення коефіцієнта потужності визначається за умов досягнення максимальної річної економії. Під час розрахунку враховують зменшення втрат електроенергії, скорочення плати за реактивну енергію,

підвищення пропускної здатності мережі, а також витрати на придбання, монтаж і подальше обслуговування компенсувального обладнання. При цьому не слід прагнути до необґрунтованого збільшення компенсації, оскільки надлишкова ємнісна потужність може спричинити підвищення напруги, резонансні явища та появу додаткових навантажень на електрообладнання.

Перед установленням спеціальних компенсувальних пристроїв доцільно реалізувати організаційні та технічні заходи, що дозволяють зменшити споживання реактивної потужності без значних капітальних витрат. Насамперед необхідно впорядкувати технологічний процес і забезпечити більш рівномірне завантаження електрообладнання. Раціональне планування виробництва дає змогу скоротити кількість одночасно працюючих малозавантажених агрегатів і покращити загальний енергетичний режим підприємства.

У разі експлуатації асинхронних електродвигунів напругою до 1000 В, навантаження яких не перевищує приблизно 40 % номінального, можливим заходом є перемикання обмоток статора зі схеми «трикутник» на схему «зірка». Це забезпечує зменшення струму намагнічування та споживання реактивної потужності. Водночас таке рішення повинно прийматися лише після перевірки пускових характеристик і достатності обертального моменту, оскільки при перемиканні зменшується не тільки струм, а й момент двигуна.

Значний резерв економії пов’язаний зі скороченням тривалості роботи двигунів у режимі неробочого ходу. Навіть за відсутності механічного навантаження асинхронний двигун продовжує споживати активну і реактивну енергію. Якщо міжопераційна перерва перевищує 10 секунд, доцільно встановлювати обмежувачі неробочого ходу або системи автоматичного відключення. Це дозволяє уникнути непродуктивного енергоспоживання та зменшити зношування обладнання.

Не менш важливим є раціональне завантаження силових трансформаторів. Якщо трансформатор у середньому працює з навантаженням, меншим за 30 % номінальної потужності, його експлуатація може бути економічно невигідною. У такому режимі частка постійних втрат неробочого ходу в загальному

споживанні електроенергії істотно зростає. Тому за наявності кількох паралельно працюючих трансформаторів у періоди зниженого навантаження доцільно відключати частину з них або замінювати обладнання трансформаторами меншої потужності.

Аналогічний підхід застосовується і до електродвигунів. Систематично недовантажені двигуни доцільно замінювати агрегатами меншої потужності, якщо це не погіршує технологічний процес і забезпечує зменшення загальних втрат активної енергії. У деяких випадках техніко-економічно обґрунтованою може бути заміна асинхронних електродвигунів синхронними. Синхронні машини здатні працювати з випереджальним коефіцієнтом потужності та частково компенсувати реактивне навантаження інших споживачів.

Покращенню енергетичного режиму також сприяє плавне регулювання напруги за допомогою тиристорних пристроїв, перетворювачів частоти та іншої силової електроніки. Таке регулювання дозволяє узгоджувати параметри живлення з фактичним навантаженням механізму та знижувати непродуктивне споживання енергії. Важливе значення має і якість ремонту електродвигунів. Після перемотування обмоток або відновлення магнітопроводу необхідно забезпечувати збереження номінальних параметрів машини, оскільки неякісний ремонт може призвести до зменшення ККД і погіршення коефіцієнта потужності.

Якщо реалізація зазначених заходів не дозволяє підвищити коефіцієнт потужності до рекомендованого рівня 0,90–0,95, застосовують штучні компенсувальні пристрої. Найбільш поширеними серед них є батареї статичних конденсаторів. Вони можуть установлюватися безпосередньо біля окремих електроприймачів, у розподільних щитах, цехових мережах або на трансформаторних підстанціях.

Залежно від місця встановлення розрізняють індивідуальну, групову та централізовану компенсацію. Індивідуальна компенсація передбачає встановлення конденсаторів безпосередньо біля конкретного двигуна або іншого споживача. У такому разі реактивний струм не проходить навіть через

внутрішню мережу підприємства. Групова компенсація використовується для кількох електроприймачів, які підключені до одного розподільного пристрою. Централізована компенсація здійснюється на шинах підстанції або головного розподільного пристрою та компенсує сумарне реактивне навантаження підприємства або його окремого підрозділу.

Для підприємств із нерівномірним графіком навантаження доцільно використовувати автоматичні конденсаторні установки зі ступінчастим регулюванням. Спеціальний регулятор постійно контролює поточне значення cosφ і залежно від навантаження автоматично підключає або відключає окремі ступені конденсаторної батареї. Це дозволяє підтримувати необхідний коефіцієнт потужності та запобігати надмірній компенсації.

Якщо в електричній мережі присутній значний рівень вищих гармонік, звичайні конденсаторні установки можуть працювати в несприятливих умовах. Струми гармонік здатні спричинити перевантаження конденсаторів, їх перегрівання та передчасний вихід із ладу. У таких мережах доцільно використовувати дросельовані конденсаторні установки, фільтрокомпенсувальні пристрої або активні фільтри. Перед вибором обладнання необхідно провести вимірювання показників якості електроенергії та оцінити можливість виникнення резонансних режимів.

Для системного управління споживанням енергоресурсів на підприємстві складається енергетичний баланс. Він являє собою систему взаємопов’язаних показників, які характеризують надходження, перетворення, розподіл і використання всіх видів паливно-енергетичних ресурсів. До складу такого балансу можуть входити електрична та теплова енергія, природний газ, тверде і рідке паливо, пара, стиснене повітря та інші енергоносії.

Енергетичний баланс дозволяє встановити, яка кількість ресурсів надходить на підприємство, яким чином вони розподіляються між виробничими підрозділами та яка їх частина використовується безпосередньо для виготовлення продукції. За допомогою балансу визначаються обсяги технологічного споживання, втрати під час перетворення й передавання енергії,

питомі витрати на одиницю продукції та найбільш енергоємні виробничі процеси.

Баланс повинен бути кількісно замкненим. Це означає, що загальна кількість енергоресурсів, яка надійшла на підприємство, повинна відповідати сумі корисно використаної енергії, внутрішніх втрат, відпуску стороннім споживачам та інших обґрунтованих витрат. Якщо між прибутковою і витратною частинами виникає значна різниця, це може свідчити про недоліки системи обліку, несправність приладів вимірювання, несвоєчасне зняття показань або наявність неврахованого споживання.

Баланс електроспоживання, або електробаланс, є складовою загального паливно-енергетичного балансу підприємства. Він характеризує надходження, розподіл і використання електричної енергії за певний період. Електробаланс може складатися за зміну, добу, місяць, квартал або рік залежно від мети аналізу та наявної системи обліку.

Складання електробалансу необхідне для оцінювання ефективності використання електроенергії, визначення структури електроспоживання та розроблення обґрунтованих норм витрат. Він дає змогу порівнювати фактичне споживання з плановими показниками, виявляти найбільших споживачів, аналізувати питомі витрати електроенергії окремими агрегатами, цехами і підприємством у цілому. За допомогою електробалансу також оцінюється результативність реалізованих енергозберігаючих заходів.

Електробаланс складається з прибуткової та витратної частин. Прибуткова частина охоплює всю електричну енергію, що надходить до системи електропостачання підприємства. До неї включають енергію, отриману від зовнішньої енергосистеми, мереж інших споживачів, а також від власних джерел генерації. Такими джерелами можуть бути когенераційні установки, резервні генератори, сонячні електростанції, вітроенергетичні установки та системи рекуперації.

Витратна частина електробалансу відображає всі напрями використання електроенергії. Основну її частку становлять прямі витрати на технологічні

процеси, зокрема роботу електроприводів, насосів, вентиляторів, компресорів, електричних печей, зварювального обладнання та виробничих ліній. Окремо враховується споживання допоміжним обладнанням, системами освітлення, вентиляції, опалення, кондиціювання, а також адміністративними, складськими та ремонтними підрозділами.

До витратної частини також включають втрати електроенергії в елементах системи електропостачання. Вони виникають у силових трансформаторах, кабельних і повітряних лініях, шинопроводах, перетворювальних пристроях та іншому електрообладнанні. Частина таких втрат є постійною та практично не залежить від навантаження, наприклад втрати в магнітопроводах трансформаторів. Інша частина змінюється залежно від струму та зростає пропорційно квадрату його значення. Саме тому зменшення струму за рахунок компенсації реактивної потужності сприяє істотному скороченню змінних втрат.

Окремо в електробалансі враховується електроенергія, яка відпускається стороннім споживачам. Крім того, визначається небалансова складова як різниця між загальним надходженням електроенергії та сумою всіх врахованих витрат. Значна величина небалансу може бути наслідком відсутності приладів локального обліку, похибок вимірювального обладнання, несинхронного зняття показань або неврахованого споживання.

Для підвищення точності електробалансу на підприємстві доцільно створювати багаторівневу систему обліку. Вимірювання повинні здійснюватися не лише на вводах підприємства, а й на трансформаторних підстанціях, у цехах, на технологічних лініях і біля найбільш потужних електроприймачів. Така система дозволяє оперативно контролювати електроспоживання, своєчасно виявляти відхилення та кількісно оцінювати результати реалізації енергозберігаючих заходів.

Таким чином, компенсація реактивної потужності та складання електробалансу є взаємопов’язаними елементами енергетичного менеджменту підприємства. Компенсація забезпечує технічне зменшення струмів, втрат електроенергії та навантаження на обладнання, а електробаланс дозволяє

оцінити фактичний результат, виявити додаткові резерви економії та обґрунтувати подальші напрями модернізації системи електропостачання.

1.4.3 Перехід на більш ефективні джерела світла

Оскільки, на забезпечення освітлення ділянок підприємства витрачається близько 21% від витрат останнього на електроенергію, то зниження енергоспоживання в даному напрямку є актуальним. Для аналізу системи освітлення підприємства необхідна наступна інформація: Тип встановлених ламп - ДРЛ – 400 (таблиця 1.5, 1.6 та рисунок 1.4).

Таблиця 1.5 – Характеристика ламп ДРЛ - 400

Тип лампи	Напруга, В	Світловий потік, лм	Довжина, мм	Діаметр, мм	Цоколь	Термін експлуатації, годин
ДРЛ-400	220	19000	292	122	Р40	10000

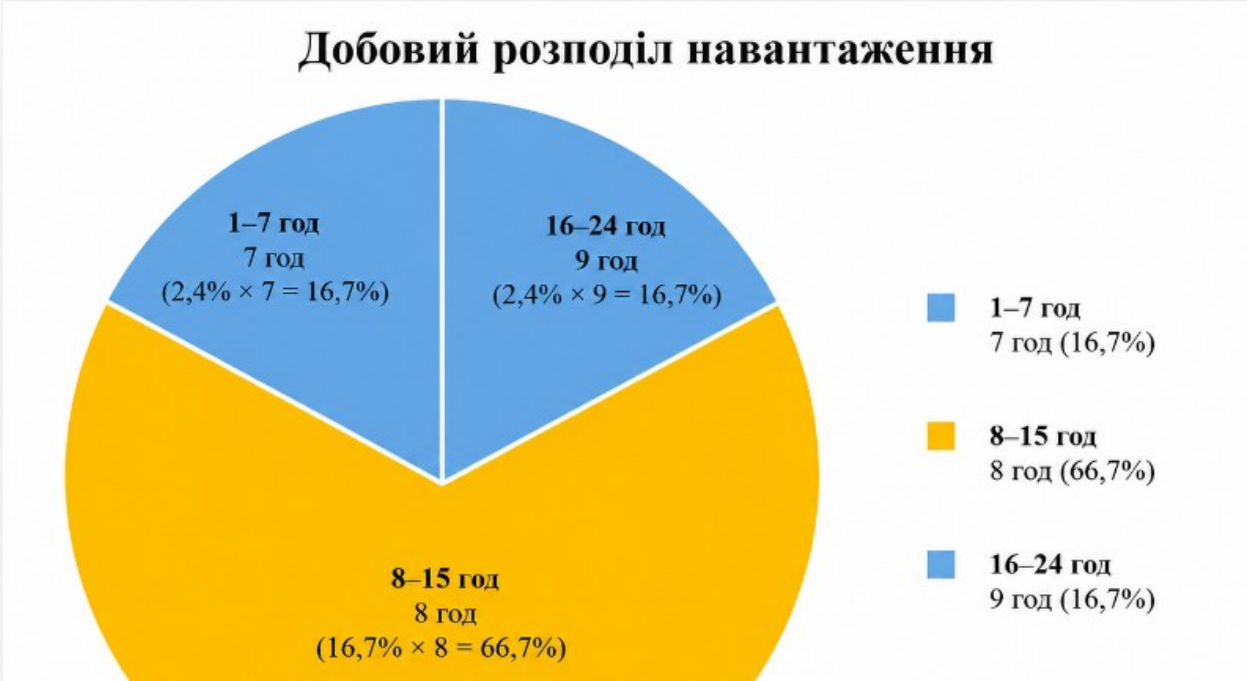


Рисунок 1.4 Добовий графік навантаження освітлювальних установок

Таблиця 1.6 - Характеристика світильника РСП 05-400/Г03

Тип світильника	Джерело світла		Діаметр, мм	Висота, мм	ККД
	Тип	Потужність, Вт			
РСП 05-400/Г03	ДРЛ	400	490	607	0,7

- кількість ламп – 48 штук.
- потужність лампи – 400 Вт.
- тип світильника – РСП05-400/ГО3.

2 ВПРОВАДЖЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ДІЛЯНКОЮ ЗВАРЮВАННЯ ТОВ «МЕТСТАНСЕРВІС»

2.1 Компенсація реактивної потужності

2.1.1 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Електропостачання підприємства здійснюється від двох силових трансформаторів типу ТДНС-10000/35-У1 номінальною потужністю 10 000 кВА кожний і напругою 35/6 кВ. Зазначені трансформатори є основними елементами системи зовнішнього електропостачання та забезпечують перетворення електричної енергії з рівня напруги 35 кВ до напруги 6 кВ, яка використовується для подальшого розподілу між виробничими цехами, допоміжними дільницями та іншими споживачами підприємства.

Наявність двох силових трансформаторів дає можливість забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання. Залежно від фактичного навантаження вони можуть працювати паралельно або окремо. За нормального режиму роботи навантаження розподіляється між обома трансформаторами, що сприяє зменшенню їх перевантаження та підвищенню довговічності обладнання. У разі ремонту, технічного обслуговування або аварійного відключення одного з трансформаторів частина відповідальних споживачів може бути переведена на живлення від іншого трансформатора. Це дозволяє зменшити тривалість перерв в електропостачанні та забезпечити безперервність основних технологічних процесів.

Від шин напругою 6 кВ електрична енергія передається до цехових комплектних трансформаторних підстанцій. На КТП здійснюється подальше зниження напруги, як правило, до рівня 0,4 кВ, після чого електроенергія розподіляється між силовими електроприймачами, системами освітлення,

вентиляційними установками, насосами, верстатами та іншим виробничим обладнанням. Розміщення комплектних трансформаторних підстанцій поблизу центрів електричних навантажень дає змогу скоротити довжину низьковольтних ліній, зменшити втрати електроенергії та покращити рівень напруги у споживачів.

Кількість і номінальна потужність трансформаторів КТП визначаються відповідно до величини та характеру навантаження кожного цеху або дільниці. Для потужних виробничих об’єктів можуть застосовуватися підстанції з двома трансформаторами, тоді як для споживачів із невеликим навантаженням достатньо однотрансформаторних КТП. При виборі трансформаторів також враховуються коефіцієнт завантаження, категорія надійності електроприймачів, можливість резервування, перспективне збільшення навантаження та умови експлуатації обладнання.

Для аналізу структури внутрішнього електропостачання підприємства в таблиці 2.1 наведено кількість комплектних трансформаторних підстанцій, установлену потужність їх трансформаторів, а також цехи й виробничі дільниці, які отримують від них живлення. Наведені дані дозволяють оцінити розподіл трансформаторної потужності між окремими об’єктами, визначити ступінь завантаження обладнання та виявити трансформатори, що працюють у недовантаженому або перевантаженому режимі.

Аналіз інформації, поданої в таблиці 2.1, є важливим для подальшого визначення фактичних режимів роботи системи електропостачання. На його основі можна оцінити доцільність переведення окремих трансформаторів у резерв, перерозподілу навантаження між підстанціями, заміни обладнання на трансформатори іншої потужності або модернізації схеми електропостачання. Таким чином, характеристика кількості та потужності трансформаторів КТП є основою для оцінювання надійності, економічності та енергетичної ефективності електропостачання підприємства.

Таблиця 2.1 – Характеристика трансформаторів

№ підстанції	Найменування ділянки	Потужність трансформаторів, кВА
1	Цех №11	1000
2	Ливарний корпус	1000
3	Зварювальна ділянка	630
4	Компресорна	250
5	Випробувальна ділянка	1000

Проведемо розрахунок втрат потужності і енергії в трансформаторах виходячи з даних, наведених в таблиці 2.2.

Річні втрати активної енергії в трансформаторах визначаються за формулою:[3]

$$\Delta W_{тр}=n\cdot\Delta P_x\cdot T_n+\frac{1}{n}\cdot k_{з.т}^2\cdot\Delta P_{кз}\cdot T_{роб}\,, \qquad (2.1)$$

де ΔP_x, $\Delta P_{кз}$ - втрати холостого ходу і короткого замикання трансформаторів, кВт;

n - кількість трансформаторів;

$k_{з.т.}$ - коефіцієнт завантаження трансформаторів;

T_n - річний час включення трансформаторів, годин;

$T_{роб}$ - річний час роботи трансформаторів під навантаженням, годин.

Таблиця 2.2 – Паспортні дані трансформаторів

Тип трансформатора	Номінальна потужність, кВ·А	$U_{ном}$, кВ		$U_{к.з.}$,%	$I_{х.х.}$, % $I_{ном}$	Втрати, кВт	
		ВН	НН			хх	кз
ТМЗ-250/10	250	10	0,4	6,5	1,6	1,15	5,4
ТМЗ-630/10	630	10	0,4	5,5	1,63	1,25	7,9
ТМЗ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	1,7	1,9	12,2

Коефіцієнт завантаження трансформаторів визначаємо з формули:

$$k_{з.т} = \frac{I_{ср}}{I_н}, \quad (2.2)$$

де $I_{ср}$ - середній струм, А;

$I_н$ - номінальний струм низької сторони, А.

Знаходимо струм навантаження:

$$I_н = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}} \quad (2.3)$$

За розрахунковий період (рік) спожито:

- активної енергії E_a= 1818 тис. кВт·год.

- реактивної енергії E_p= 1363,5 тис кВар·год.

Знаходимо середній струм:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{E_a^2 + E_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2} \cdot T_{роб}}. \quad (2.4)$$

Визначимо активні втрати в трансформаторі:

$$\Delta W_{тр} = 2 \cdot 2{,}45 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}38^2 \cdot 12{,}2 \cdot 6024 = 48230 \text{ кВт·год/рік.}$$

Річні втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta W_{тр.р.} = \Delta Q_{хх} \cdot T_п + k_{з.т}^2 \cdot \Delta Q_{кз} \cdot T_р, \quad (2.5)$$

де $\Delta Q_{хх}$ та $\Delta Q_{кз}$ - втрати реактивної енергії,

$$\Delta Q_{хх} = 1000 \cdot \frac{1{,}4}{100} = 14 \text{ квар,}$$

$$\Delta Q_{кз}=1000\cdot\frac{5,5}{100}=55 \text{ квар},$$

тоді

$$\Delta W_{тр.а.}=14\cdot 8760+18\cdot 0,38^2\cdot 6024=170482 \text{ квар/рік}.$$

2.1.2 Розрахунок втрат потужності в лініях

Втрати активної та реактивної потужності і електроенергії за відповідний розрахунковий період визначаються за формулами відповідно.[3]

$$\Delta P_л=3\cdot K_ф^2\cdot I_{сер}^2\cdot l\cdot Re\cdot 10^{-3}\cdot T_р \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_л=3\cdot k_ф^2\cdot I_{сер}^2\cdot l\cdot X_е\cdot 10^{-3}\cdot T_р \quad (2.7)$$

де $R_е$ – еквівалентний активний опір лінії, Ом;

$X_е$ – еквівалентний реактивний опір лінії, Ом.

$I_{сер}$ – середнє значення струму в лінії за характерну добу, А:

$$I_{сер}=\frac{W_а}{T_р\cdot\sqrt{3}\cdot U_н\cdot \cos\varphi_{св}} \quad (2.8)$$

де $\cos\varphi_{св}$ – средньозважений коефіцієнт потужності;

$W_а$ - споживання активної електроенергії за розрахунковий період, за 2017 рік $W_а=78,2$ млн. кВт·год.

$$I_{сер} = 5{,}7 \text{ А},$$

де $K_ф$ – коефіцієнт форми графіка навантаження лінії:

$$K_ф = \frac{P_{ср.кв}}{P_{ср}}; \quad (2.9)$$

де $P_{ср}$ - середня потужність,

$P_{ср.кв}$ - середньоквадратична потужність.

$$P_{ср.кв} = \sqrt{\frac{\Sigma(P_{ср}^2 \cdot \Delta t)}{T}} \quad (2.10)$$

Для розрахунку коефіцієнта форми графіка навантаження лінії розглянемо добовий графік навантаження цеху за 12.12.2025р (рисунок 2.1).

Таблиця 2.3 Добовий графік споживання активної потужності цехом за 12.12.2025р.

Години	Потужність, кВт
00:00–01:00	294
01:00–02:00	294
02:00–03:00	294
03:00–04:00	294
04:00–05:00	294
05:00–06:00	294
06:00–07:00	294
07:00–08:00	672
08:00–09:00	1 092
09:00–10:00	1 365
10:00–11:00	1 491
11:00–12:00	1 428
12:00–13:00	1 627,5
13:00–14:00	1 680
14:00–15:00	1 575
15:00–16:00	1 291,5
16:00–17:00	1 207,5
17:00–18:00	1 281

18:00–19:00	1 344
19:00–20:00	1 144,5
21:00–22:00	1 008
22:00–23:00	399
23:00–24:00	294

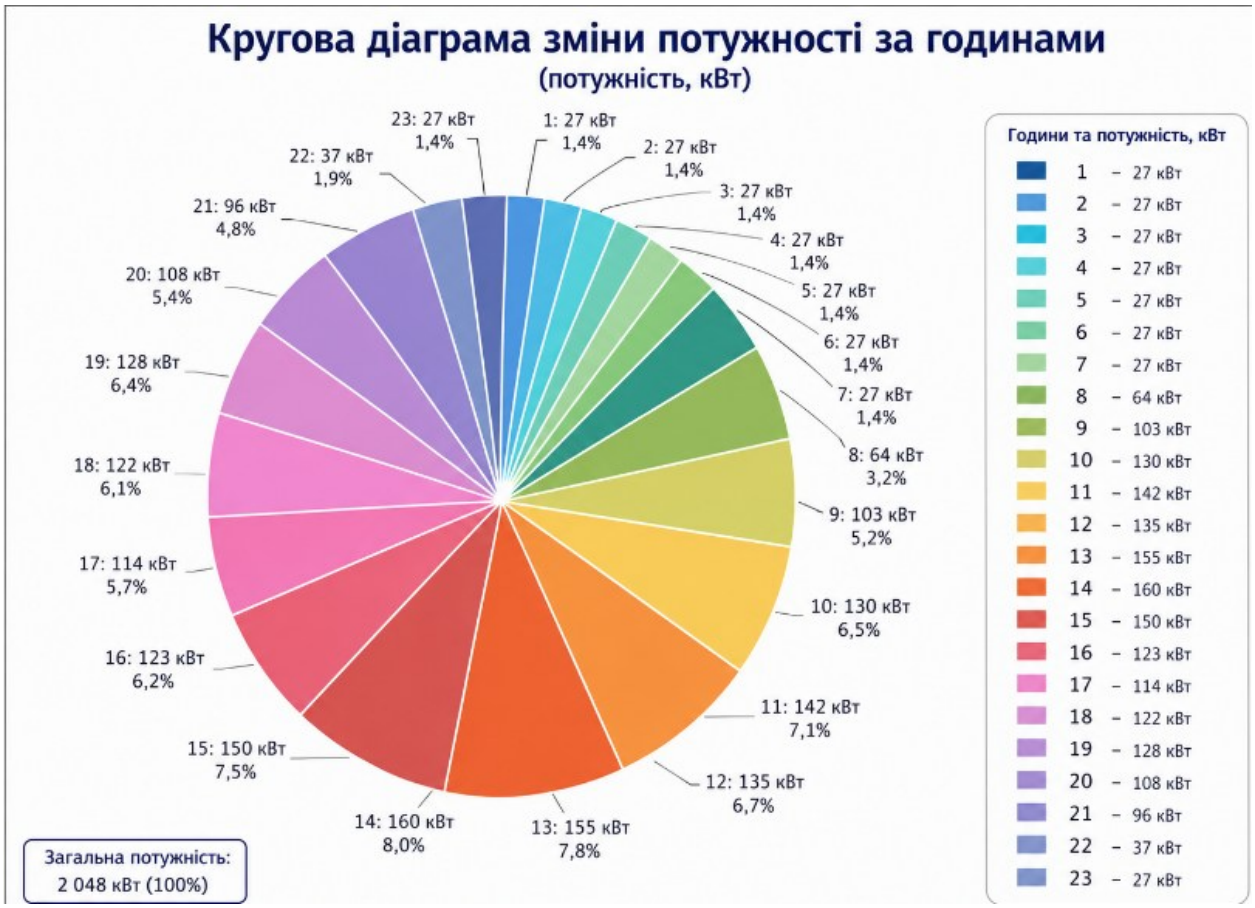


Рисунок 2.1 - Добовий графік споживання активної потужності за 12.12.2025р.

$$P_{ср} = P_{срΣ} / t_{роб}, \tag{2.11}$$

$$P_{ср.кв.} = 98{,}11 \text{ кВт}. \tag{2.12}$$

Тоді

$$K_{ф} = 1,1.$$

Електропостачання цеху здійснюється двома кабельними лініями (схема наведена в додатку) АВВГ 3·70+1·25 довжиною 0,05 км.
Втрати активної електроенергії в лінії АВВГ 3·70+1·25:

$$\Delta P_{л}=3\cdot 1,1^{2}\cdot 57,32^{2}\cdot 0,05\cdot 0,46\cdot 10^{-3}\cdot 6024=1652,4 \text{ кВт/рік};$$

Втрати реактивної електроенергії в лінії АВВГ 3·70+1·25:

$$\Delta Q_{л}=3\cdot 1,1^{2}\cdot 57,32^{2}\cdot 0,05\cdot 0,364\cdot 10^{-3}\cdot 6024=1307,6 \text{ квар/рік}.$$

2.1.3 Вибір типу і потужності компенсуючих пристроїв

Вибір потужності пристроїв компенсації реактивної потужності здійснюється на основі забезпечення необхідного балансу реактивної потужності на межі розподілу між енергосистемою та електричними мережами підприємства. Основною метою такого розрахунку є зменшення обсягу реактивної потужності, що надходить із зовнішньої мережі, до економічно обґрунтованого або нормативно допустимого рівня. При цьому компенсувальні установки повинні покривати основну частину реактивного навантаження безпосередньо в мережі підприємства, не допускаючи надмірної компенсації та перетікання ємнісної реактивної потужності в енергосистему.

Необхідну потужність компенсувальних пристроїв визначають за різницею між фактичною реактивною потужністю електроприймачів підприємства та допустимою величиною реактивної потужності, яка може

споживатися з енергосистеми. У загальному вигляді умову балансу можна записати так:

$$Q_{мер}=Q_{навантаж}-Q_{комп},$$

де Qмер — реактивна потужність, що надходить із зовнішньої електричної мережі, квар;

Qнавантаж — сумарна реактивна потужність електроприймачів підприємства, квар;

Qкомп — потужність установлених компенсувальних пристроїв, квар.

Відповідно, необхідна потужність установки компенсації реактивної потужності може бути визначена за виразом:

$$Q_{комп}=Q_{навантаж}-Q_{доп},$$

де Qдоп — допустиме значення реактивної потужності на межі балансової належності між енергопостачальною організацією та підприємством, квар.

Під час визначення розрахункової потужності компенсувальних установок необхідно враховувати не лише максимальне значення реактивного навантаження, а й характер його зміни протягом доби, робочої зміни, тижня та року. Реактивна потужність електроприймачів залежить від кількості одночасно працюючих асинхронних двигунів, рівня їх завантаження, режимів роботи трансформаторів, зварювальних установок, перетворювальної техніки та іншого обладнання з індуктивним характером навантаження. Тому для правильного вибору компенсувальних пристроїв доцільно використовувати фактичні добові графіки активної та реактивної потужності, отримані за допомогою лічильників або автоматизованої системи технічного обліку електроенергії.

Якщо навантаження підприємства протягом доби змінюється незначно, може застосовуватися нерегульована конденсаторна установка постійної потужності. У разі значних коливань реактивного навантаження доцільно встановлювати автоматичні ступінчасті установки компенсації. Такі пристрої оснащуються регулятором коефіцієнта потужності, який контролює значення cosφ у точці приєднання та автоматично підключає або відключає окремі ступені конденсаторної батареї. Завдяки цьому потужність компенсації постійно узгоджується з поточним режимом роботи підприємства.

Під час вибору кількості та потужності ступенів автоматичної установки необхідно забезпечити достатню точність регулювання. Надто великі ступені можуть спричиняти різкі зміни реактивної потужності та періодичну перекомпенсацію, а надто малі — ускладнювати конструкцію установки та збільшувати кількість комутацій. Тому потужність окремих секцій підбирається з урахуванням діапазону зміни навантаження, потужності найбільших електроприймачів і необхідної швидкості регулювання.

Окрему увагу слід приділяти режимам мінімального навантаження. Якщо конденсаторна установка залишається підключеною за значного зменшення індуктивного навантаження, у мережі може виникнути надлишок ємнісної реактивної потужності. Це здатне спричинити підвищення напруги, додаткові втрати, нестійкість роботи регуляторів і небажане перетікання реактивної потужності в зовнішню мережу. Тому сумарна потужність підключених конденсаторів у кожний момент часу повинна відповідати фактичній потребі підприємства.

При розрахунку також враховують реактивну потужність уже встановлених компенсувальних пристроїв, синхронних двигунів, перетворювачів частоти, фільтрокомпенсувальних установок та інших джерел реактивної потужності. Якщо на підприємстві вже експлуатуються конденсаторні батареї, їх фактичний технічний стан необхідно перевірити, оскільки внаслідок старіння, пошкодження окремих секцій або зміни ємності реальна потужність установки може бути меншою за паспортну.

Таким чином, вибір потужності пристроїв компенсації реактивної потужності повинен базуватися на аналізі реального режиму електроспоживання, балансі активної та реактивної потужності, вимогах енергопостачальної організації й технічних характеристиках внутрішньої мережі підприємства. Правильно визначена потужність компенсувальної установки забезпечує підвищення коефіцієнта потужності, зменшення струмового навантаження мережі, скорочення втрат електроенергії, покращення рівня напруги та ефективніше використання пропускної здатності трансформаторів і кабельних ліній.

Вибір потужності пристроїв компенсації реактивної потужності, здійснюється виходячи з умов забезпечення балансу реактивної потужності на межі розділу енергосистема-підприємство, квар:

$$Q_{ку}=Q_{роз\sum}+\Delta Q_т+\sum\Delta Q_{ктп}-Q_{ед}-Q_{сд}\ , \qquad (2.13)$$

де $Q_{роз\sum}$ - розрахункове максимальне реактивне навантаження, яке визначене з урахуванням коефіцієнту, різночасністю максимумів потреб, квар;

$\Delta Q_т$ - втрати реактивної потужності у трансформаторах головної знижуючої підстанції ;

$Q_{ед}$ - економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми, квар;

$\sum\Delta Q_{ктп}$ - сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектних трансформаторних підстанцій, квар;

$Q_{сд}$ - реактивна потужність, що генерується синхронними двигунами, квар.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах головної понижальної підстанції, квар:

$$\Delta Q_т=n_т\left(\frac{I_х\cdot S_{ном\,т}}{100}+K_{зг}^2\cdot\frac{U_к\cdot S_{ном\,т}}{100}\right), \qquad (2.14)$$

де n_m – кількість трансформаторів, встановлених в головній понижальній підстанції, шт.;

I_x - струм холостого ходу трансформатора (паспортні данні), %;

$S_{ном\,т}$ - номінальна потужність трансформатора (паспортні данні), кВА;

$K_{зг}^2$ - коефіцієнт завантаження трансформатора (по даним заводу);

U_k - втрати короткого замикання в трансформаторі (паспортні данні),%.

Економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми, квар:

$$Q_{ед} = P_{роз\sum} \cdot tg\varphi_{опт}\,, \tag{2.15}$$

де $P_{роз\sum}$ - розрахункова активна потужність на межі розділу енергосистема-підприємство, $P_{роз\sum} = K_{рм} \cdot \sum P_{роз\,i}$, кВт;

$tg\varphi_{опт}$ – коефіцієнт потужності, заданий енергосистемою.

Реактивна потужність, що генерують синхронні двигуни, квар:

$$Q_{сд} = \frac{\alpha \cdot n_{сд} \cdot P_{ном\,сд} \cdot tg\varphi}{\eta}\,, \tag{2.16}$$

де α – коефіцієнт, який визначається по номограмі [2] в залежності від коефіцієнта завантаження синхронних двигунів по активній потужності та $cos\,\varphi$;

$n_{сд}$ – кількість синхронних двигунів, шт.;

$P_{ном\,сд}$ - номінальна потужність синхронного двигуна (паспортні данні),кВт;

$tg\varphi$ - коефіцієнт потужності синхронного двигуна (паспортні дані);

η – коефіцієнт корисної дії синхронного двигуна(паспортні дані), в.о.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах головної понижуючої підстанції, квар:

$$Q_{ктп} \approx 0.1 S_{роз}, \quad (2.17)$$

де $S_{роз}$ – розрахункове повне навантаження, кВА.

Вихідні дані для розрахунку наведено у таблиці 2.4, 2.5 у вигляді навантажень ТОВ «Метстансервіс».

Таблиця 2.4 – Вихідні дані для вибору потужності КУ

№ підстанції	Найменування ділянки	Потужність активна, кВт	Потужність реактивна, квар	Марка та перетин КЛ, мм^2(довжина, м)
1	Цех №11	416.3	397.1	ААШв 3×35(250)
2	Ливарний корпус	623.3	395.6	2×ААШв 3×150(400)
3	Зварювальна ділянка	218.2	117.3	ААШ в 3×35(150)
4	Компресорна	249.1	176.2	2×ААШ в 3×35(150)
5	Випробувальна ділянка	494.1	218.3	2×ААШ в 3×35(150)

Розглянемо вибір сумарної потужності компенсуючих приладів з умов балансу реактивної потужності на межі балансової приналежності.

Таблиця 2.5 – Вихідні дані для вибору потужності КУ

№	I варіант: реактивна потужність, квар	I варіант: втрати, МВт·год	II варіант: реактивна потужність, квар	II варіант: втрати, МВт·год	III варіант: реактивна потужність, квар	III варіант: втрати, МВт·год
1	1102,5	66,57	525	75,285	–	95,655
2	945	72,24	630	77,175	–	99,12
3	787,5	38,85	315	51,555	–	55,23
4	840	50,505	630	54,075	–	67,515

5	210	23,205	–	28,875	–	28,875

У якості прикладу розглянемо варіант вибору компенсуючих пристроїв для трансформаторної підстанції, схема електропостачання якої приведена на листі графічної частини.

Виходячи з принципу компенсації реактивної потужності, можливі 3 варіанти:

I варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 0.4 кВ;

II варіант - компенсуючі прилади розміщені на стороні 0.4 кВ та на стороні 10 кВ;

III варіант – компенсуючі прилади розташовані на стороні 10 кВ.

Розрахункова активна потужність підприємства:

$$P_{роз\Sigma} = K_{рм\Sigma} P_{роз}; \quad (2.18)$$

де $K_{рм\Sigma}$=0.9 – коефіцієнт різночасності максимуму;

$P_{роз}$ - розрахункове активне навантаження, кВт.

$$P_{роз\Sigma} = 0{,}9 \cdot 128761{,}7 = 11575{,}5 \text{ кВт}.$$

Економічно доцільну реактивну потужність з мережі визначимо по формулі, квар:

$$Q_{ед} = 11575{,}5 \cdot 0{,}3 = 3472{,}7.$$

Повна потужність підприємства визначається по відомій формулі за допомогою вище визначених величин:

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{P^2_{роз\Sigma} + Q^2_{ед}}\ ; \qquad (2.19)$$

де $P_{роз\Sigma}$ - розрахункова активна потужність на межі розділу енергосистема - підприємство, кВт;

$Q_{ед}$ – економічно доцільна реактивна потужність, яка передається з енергосистеми, квар.

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{11575{,}5^2 + 3472{,}7^2} = 12084{,}9 \text{ кВА};$$

Реактивну потужність підприємства можна визначити:

$$Q_{\text{роз}\Sigma} = K_{рм\Sigma}\left(\sum Q_{роз} + \sum \Delta Q_{КТП}\right), \qquad (2.20)$$

де $K_{рм\Sigma}$ - коефіцієнт різночасності максимуму;

$\sum Q_{роз}$ - сумарне розрахункове реактивне навантаження,квар.;

$\sum \Delta Q_{КТП}$ – сумарні втрати реактивної потужності трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції визначається:

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_{зг} = \frac{S_{роз\Sigma}}{2 \cdot S_{ном\ т}}\ ; \qquad (2.21)$$

де $S_{роз\Sigma}$ - повна потужність підприємства, кВА;

$S_{ном\ т}$ - номінальна потужність трансформатора з вихідних даних, кВА.

$$K_{зг} = 0{,}604.$$

.

$$Q_{роз\Sigma} = 0,9\ (8868,8\text{-}11575,5\cdot 0,1)=9069 \text{ квар.}$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах головної знижуючої підстанції:

$$\Delta Q_m=2\cdot\left(\frac{0.75\cdot 1000}{100}+0,604^2\cdot\frac{8\cdot 10000}{100}\right)=733,7 \text{ квар.}$$

Реактивна потужність синхронного двигуна:

$$Q_{СД} = 260,9 \text{ квар.}$$

Сумарна потужність компенсуючих приладів визначається:

$$Q_{КУ\Sigma} =9069,6+733,7\text{-}3472,7\text{-}260,9=6053,7 \text{ квар.}$$

Для І варіанту сумарна номінальна потужність компенсуючих приладів 0.4 кВ складає 6050 квар, що приблизно відповідає сумарній потужності:

$$Q_{нкуI}=Q_{ку\Sigma} =6050 \text{ квар}$$

Для ІІ варіанту сумарна номінальна потужність компенсуючого приладу на стороні 0,4 кВ $Q_{нкуII} =3200$ квар. Розподілення конденсаторної батареї по комплектним трансформаторним підстанціям приведено в таблиці 2.7. Тому необхідна додатковий пристрій компенсуючого пристрою 10 кВ потужністю, яка визначається з формули:

$$Q_{вкуII}=Q_{ку\Sigma} -Q_{нку} \qquad (2.22)$$

де $Q_{ку\Sigma}$ - сумарна потужність компенсуючих приладів, квар;

$Q_{нку}$ - сумарна номінальна потужність компенсуючих приладів, квар.

$$Q_{вкуII}=6053,7-3200=2853,7 \text{ квар.}$$

Приймаємо дві конденсаторні батареї типу УКЛ-10,5-1350 УЗ, $Q_{вкустандII}=2700$ квар.

Для ІІІ варіанту $Q_{нкуII} = 0$.

$$Q_{вку}=Q_{ку\Sigma}=6053,7 \text{ квар.}$$

Приймаємо дві конденсаторні батареї типу УКЛ-10.5-1800 УЗ та дві конденсаторної батареї типу УКЛ-10.5-1350 УЗ згідно [7], $Q_{вкустандIII} = 6300$ квар.

Визначаємо втрати потужності в розподільній мережі, кВт:

$$\Delta P_i=n_{КЛ}\cdot 3\cdot I^2_{роз}\cdot r_0\cdot l\cdot 10^{-3}, \quad (2.23)$$

де r_0 - питомий активний опір кабельної лінії, Ом/км;

$I_{роз}$ - розрахунковий струм в кабельній лінії розподільної мережі, А;

l – довжина кабельної лінії, км;

$n_{КЛ}$ - число кабельних ліній, шт.

Розрахунковий струм в кабельній лінії визначимо за допомогою наступної формули, А:

$$I_{роз}=\frac{\sqrt{P^2_{роз}+\left(Q_{роз}-Q_{НКУ}\right)^2}}{\sqrt{3}\cdot U_c} \quad (2.24)$$

де $P_{роз}$ - розрахункове активне навантаження кабельної лінії, кВт;

$Q_{роз}$ - розрахункове реактивне навантаження кабельної лінії, квар;

$Q_{НКУ}$ – сумарна номінальна потужність компенсуючих приладів, квар;

U_c - номінальна напруга кабельної лінії, кВ.

Визначення втрат потужності в КЛ-10кВ представлено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Визначення втрат потужності в КЛ-10 кВ

Найменування	Марка та переріз, мм²	Довжина, км	Опір, Ом/км	Варіант І: (I_роз, А	Варіант І: ΔP, кВт	Варіант ІІ: (I_роз, А	Варіант ІІ: ΔP, кВт	Варіант ІІІ: (I_роз, А	Варіант ІІІ: ΔP, кВт
РУ-КТП1	ААШВ 3×150	0,420	0,17325	97,125	3,5595	104,685	4,1370	113,820	5,2080
РУ-КТП2	ААШВ 3×35	0,210	0,93870	37,905	0,9135	37,905	0,9135	53,970	2,6355
РУ-КТП3	ААШВ 3×35	0,105	0,93870	43,680	0,4830	55,230	0,8190	67,935	1,1760
РУ-КТП4	ААШВ 3×35	0,105	0,93870	26,040	0,3465	27,510	0,5775	38,220	0,7455
РУ-КТП5	ААШВ 3×35	0,105	0,93870	8,925	0,0735	19,425	0,3465	19,425	0,3465

Для вибору компенсувального пристрою доцільно застосовувати послідовний алгоритм, який враховує структуру системи електропостачання підприємства, фактичні режими роботи обладнання, величину реактивного навантаження та економічну ефективність можливих технічних рішень. Основним завданням такого розрахунку є визначення оптимальної потужності засобів компенсації реактивної потужності та найбільш раціонального місця їх встановлення. При цьому необхідно забезпечити зменшення втрат електроенергії, розвантаження трансформаторів і кабельних ліній, підтримання необхідного коефіцієнта потужності та мінімізацію загальних витрат на впровадження і подальшу експлуатацію компенсувального обладнання.

На першому етапі визначається доцільність установлення компенсувальних пристроїв на стороні напруги 0,4 кВ комплектних трансформаторних підстанцій. Потужність таких пристроїв вибирається з урахуванням фактичного реактивного навантаження споживачів, підключених

до відповідної секції шин, а також допустимого завантаження силового трансформатора за повною потужністю. Компенсація реактивної потужності безпосередньо на стороні низької напруги дозволяє зменшити струм, який проходить через трансформатор і внутрішню мережу підприємства. Завдяки цьому скорочуються втрати активної потужності, зменшується падіння напруги, знижується нагрівання кабельних ліній, шин і трансформаторного обладнання.

Локальне встановлення конденсаторних установок також дає змогу ефективніше використовувати наявну потужність трансформаторів. Після зменшення реактивної складової навантаження частина повної потужності трансформатора вивільняється і може бути використана для живлення додаткового активного навантаження. У деяких випадках це дозволяє підключати нове технологічне обладнання без заміни трансформатора або масштабної реконструкції підстанції.

Водночас потужність компенсувальної установки не повинна бути завищеною. Надмірна компенсація може призвести до появи ємнісної реактивної потужності, підвищення напруги та небажаного перетікання реактивної енергії у мережу вищого рівня. Особливо небезпечним такий режим є у періоди мінімального навантаження, коли більша частина електрообладнання відключена, а конденсаторна установка продовжує працювати з повною потужністю. Тому для підприємств зі змінним графіком навантаження доцільно застосовувати автоматичні установки зі ступінчастим регулюванням.

На наступному етапі визначаються втрати реактивної потужності у трансформаторах комплектних трансформаторних підстанцій та головної понижувальної підстанції. Трансформатори самі є споживачами реактивної потужності, оскільки для створення магнітного поля в їх осердях необхідний струм намагнічування. Крім того, додаткова реактивна складова виникає внаслідок індуктивного опору обмоток і залежить від рівня завантаження трансформатора.

Під час проведення розрахунків необхідно враховувати як реактивне споживання трансформатора в режимі неробочого ходу, так і його збільшення під навантаженням. Навіть якщо реактивну потужність основних електроприймачів компенсовано майже повністю, у мережі все одно залишається реактивна складова, необхідна для роботи трансформаторного обладнання. Чим більше ступенів трансформації має система електропостачання, тим істотнішою може бути частка цих втрат у загальному балансі підприємства.

Особливу увагу слід приділяти трансформаторам, які тривалий час працюють із малим навантаженням. У такому режимі постійні втрати та реактивне споживання неробочого ходу становлять значну частину загального навантаження. Тому поряд із вибором компенсувальних пристроїв необхідно розглянути можливість відключення частини паралельно працюючих трансформаторів у періоди зниженого електроспоживання або заміни систематично недовантажених трансформаторів обладнанням меншої потужності.

Далі визначається економічно доцільна величина реактивної потужності, яка може передаватися з енергосистеми до мережі підприємства. Повна компенсація до значення коефіцієнта потужності, що дорівнює одиниці, не завжди є економічно виправданою. Зі збільшенням потужності конденсаторних установок зростають капітальні витрати на їх придбання, монтаж, комутаційне обладнання, захист і технічне обслуговування. Тому оптимальний рівень компенсації визначається шляхом порівняння цих витрат з очікуваною економією.

Економічний ефект від компенсації формується за рахунок скорочення втрат електроенергії, зменшення платежів за реактивну енергію, покращення рівня напруги та підвищення пропускної здатності мережі. Під час оцінювання доцільності враховуються тарифи на електроенергію, тривалість роботи обладнання, добові та сезонні графіки навантаження, вартість компенсувальних установок і строк їх експлуатації. У більшості випадків

доцільно забезпечувати коефіцієнт потужності на рівні 0,90–0,95 або дещо вище, якщо це підтверджується техніко-економічними розрахунками.

Одночасно потрібно враховувати реактивну потужність, яка може генеруватися синхронними двигунами. За відповідного регулювання струму збудження синхронний двигун здатний працювати з випереджальним коефіцієнтом потужності та частково компенсувати реактивне навантаження інших електроприймачів. Це дозволяє зменшити необхідну потужність конденсаторних установок і підвищити ефективність використання вже наявного обладнання.

Однак можливості синхронних двигунів щодо генерації реактивної потужності не є необмеженими. Вони залежать від активного навантаження машини, допустимого струму статора, теплового стану обмоток, характеристик системи збудження та режиму технологічного механізму. Надмірне підвищення збудження може призвести до перевантаження та перегрівання двигуна. Тому використання синхронних машин як джерел реактивної потужності повинно здійснюватися з урахуванням їх технічних характеристик і допустимих режимів роботи.

Після визначення реактивного навантаження електроприймачів, втрат у трансформаторах і лініях, можливостей синхронних двигунів та величини реактивної потужності, що економічно доцільно отримувати з енергосистеми, складається загальний баланс реактивної потужності підприємства. На основі цього балансу визначається недостатня частина реактивної потужності, яку необхідно компенсувати за допомогою додаткової високовольтної конденсаторної установки.

Потужність високовольтної компенсувальної установки повинна покривати ту частину реактивного навантаження, яка не компенсується низьковольтними установками, синхронними двигунами та допустимим перетіканням з енергосистеми. Отримане розрахункове значення уточнюється відповідно до стандартного ряду номінальних потужностей серійного обладнання. При цьому враховуються режими максимального і мінімального

навантаження, перспективне збільшення електроспоживання, можливість ступінчастого регулювання та необхідність резервування.

Якщо реактивне навантаження протягом доби змінюється в широких межах, високовольтну установку також доцільно виконувати регульованою. Автоматичне підключення та відключення окремих секцій дозволяє підтримувати заданий коефіцієнт потужності, зменшувати втрати та не допускати перекомпенсації. Кількість і потужність ступенів повинні відповідати характеру зміни навантаження. Занадто великі ступені можуть спричиняти різкі коливання реактивної потужності, а надто велика кількість малих ступенів ускладнює установку та збільшує кількість комутацій.

Під час вибору обладнання необхідно також враховувати наявність у мережі вищих гармонік. Їх джерелами можуть бути перетворювачі частоти, випрямлячі, зварювальні установки та інші нелінійні споживачі. Конденсатори можуть підсилювати окремі гармонічні складові та перевантажуватися під дією підвищених струмів. У таких випадках замість звичайних конденсаторних батарей застосовують дросельовані або фільтрокомпенсувальні установки.

Вибір компенсувальних пристроїв є складним багатофакторним завданням. На кінцевий результат впливають конфігурація системи електропостачання, кількість і потужність трансформаторів, довжина та переріз кабельних ліній, рівні напруги, добові графіки навантаження, режим роботи електродвигунів, наявність власних джерел реактивної потужності, рівень гармонічних спотворень і перспективи розвитку підприємства.

Більшість цих факторів взаємопов’язані. Наприклад, збільшення потужності компенсації на стороні 0,4 кВ знижує втрати у трансформаторах і кабельних лініях, але потребує встановлення додаткового низьковольтного обладнання. Централізована компенсація на стороні 10 кВ може бути дешевшою за кількістю установок, проте вона не усуває реактивні струми у внутрішніх мережах нижчої напруги. Тому оптимальне рішення часто

передбачає поєднання індивідуальної, групової та централізованої компенсації.

Під час техніко-економічного порівняння різних варіантів враховують вартість конденсаторних установок, комутаційної апаратури, захисту, монтажу та налагодження. Окремо оцінюються щорічні витрати на технічне обслуговування, можливу заміну окремих секцій, втрати електроенергії та платежі за споживання реактивної енергії. Найкращим вважається варіант, який забезпечує необхідні технічні показники за найменших сумарних витрат протягом строку експлуатації.

У зв’язку з великою кількістю початкових даних і можливих варіантів розміщення обладнання процес вибору компенсувальних пристроїв доцільно формалізувати. Для цього створюється послідовний розрахунковий алгоритм, який дозволяє використовувати комп’ютерні програми та електронні таблиці. За допомогою обчислювальної техніки можна швидко аналізувати декілька варіантів компенсації, визначати завантаження трансформаторів і кабельних ліній, оцінювати втрати потужності та електроенергії, а також порівнювати капітальні й експлуатаційні витрати.

Такий підхід знижує ймовірність помилок, спрощує опрацювання великого обсягу даних і дозволяє враховувати зміну режимів електроспоживання. Крім того, формалізований алгоритм може бути використаний для подальшої автоматизації управління компенсувальними установками в межах системи енергетичного менеджменту підприємства.

Таким чином, вибір компенсувальних пристроїв повинен виконуватися не лише за умовою досягнення заданого коефіцієнта потужності, а на основі комплексного технічного та економічного аналізу всієї системи електропостачання. Раціональне поєднання компенсації на сторонах 0,4 і 10 кВ дозволяє зменшити втрати електроенергії, розвантажити трансформатори та кабельні лінії, підвищити якість напруги й забезпечити найбільший економічний ефект від впровадження заходу.

Втрати електроенергії в трансформаторах базового варіанту:

$$\Delta W_{ктп\ баз}=541,4.\ \text{МВт·год.}$$

Втрати електроенергії у кабельних лініях базового варіанту:

$$\Delta W_{КЛ10\ баз}=\Delta P\cdot T_м\ ; \qquad (2.25)$$

де ΔP - втрати потужності в кабельних лініях 10 кВ, кВт;

$T_м$ - число годин максимальних втрат, год.

$$\Delta W_{КЛ10\ баз}=12,74\cdot 3633\cdot 10^{-3}=46,3\ \text{МВт·год.}$$

Розрахункова реактивна потужність без компенсуючих приладів, квар;

$$Q_{роз.баз}=K_{рм}\cdot\sum Q_{роз}+\Delta Q_{ктп}+\Delta Q_т-Q_{сд}\ , \qquad (2.26)$$

де $K_{рм}$ – коефіцієнт навантаження за реактивною потужністю;

$\sum Q_{роз}$ - сумарне розрахункове реактивне навантаження, квар;

$\Delta Q_{ктп}$ - втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції, квар;

$\Delta Q_т$ - втрати реактивної потужності в трансформаторах комплектної трансформаторної підстанції, квар;

$Q_{сд}$ - реактивна потужність синхронних двигунів.

$$Q_{роз.баз}=0,9\cdot 8868,8+536+1831-260,9=10088\ \text{квар}$$

Сумарна розрахункова повна потужність без компенсуючих приладів, кВА;

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{P^2_{расч\Sigma} + Q^2_{роз.баз}}, \quad (2.27)$$

де $P_{роз\Sigma}$ - сумарне розрахункове навантаження, кВт;

$Q_{роз.баз}$- розрахункова реактивна потужність без компенсуючих приладів.

$$S_{роз\Sigma} = \sqrt{(0{,}9 \cdot 12861{,}5)^2 + 10088^2} = 15354{,}5 \text{ квар.}$$

Коефіцієнт завантаження комплектної трансформаторної підстанції, в.о.:

$$K_{зг} = \frac{S_{роз\Sigma}}{2 \cdot S_{ном\ т}}, \quad (2.28)$$

де $S_{роз\Sigma}$ - сумарна розрахункова повна потужність без компенсуючих приладів, кВА;

$S_{ном\ т}$ - номінальна повна потужність трансформатора комплектної трансформаторної підстанції, кВА.

$$K_{зг} = \frac{15354{,}5}{2 \cdot 10000} = 0{,}77$$

Для варіанта з компенсуючими приладами розрахункова реактивна потужність:

$$Q^I_{роз.ку} = Q_{роз.баз} - Q_{нку} \quad (2.29)$$

де $Q_{роз.баз}$ - розрахункова реактивна потужність без компенсуючих приладів,квар;

$Q_{нку}$ - номінальна потужність компенсуючих приладів, квар.

$$Q^{I}_{роз.ку}=10088-6050=4038 \text{ квар.}$$

Сумарна розрахункова повна потужність для варіанту з компенсуючими приладами розраховується:

$$S^{I}_{роз}=\sqrt{(0,9\cdot 12861,5)^2+4038^2}=12259,6 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження комплектної трансформаторної підстанції розраховується за формулою:

$$K^{I}_{зг}=\frac{12259,6}{2\cdot 10000}=0,61 \text{ в.о.}$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту без компенсуючих приладів:

$$\Delta W_T=2\left(\Delta P_x\cdot 8760+K^2_{зг}\Delta P_к\cdot\tau_м\right)\cdot 10^{-3} \qquad (2.30)$$

де P_x - втрати холостого ходу у трансформаторі, кВт;

$K_{зг}$ - коефіцієнт завантаження комплектної трансформаторної підстанції, о.е.;

$\Delta P_к$ - втрати короткого замикання у трансформаторі, кВт.

$$\Delta W_T=2\left(12\cdot 8760+0.77^2\cdot 60\cdot 3633\right)\cdot 10^{-3}=468,7 \text{ МВт·год.}$$

2.2 Заміна двигуна агрегату поперечного різання

Сумарні втрати активної потужності двигуна визначаються за формулою:[5]

$$\Delta P_{сум}=[Q_{хх}\cdot(1-K_н^2)+K_н^2\cdot Q_н]\cdot K_{і.п}+\Delta P_{хх}+K_н^2\cdot\Delta P_{в.н.}, \qquad (2.31)$$

де $Q_{хх}=\sqrt{3}\cdot U_н\cdot I_{п.х.}$ реактивна потужність, яка використовується двигуном з мережі при номінальному навантаженні, квар;

$U_н$ - номінальна напруга, В;

$I_{п.х.}$ - струм електродвигуна, А;

$K_н=\frac{P_{ср}}{P_н}$ - коефіцієнт завантаження електродвигуна;

$P_{ср}$,$P_н$ - середнє навантаження і номінальна потужність електродвигуна, кВт;

$Q_н=\frac{P_н}{\eta_н}\cdot tg\varphi_н$ - реактивна потужність електродвигуна при номінальному навантаженні, квар;

$\eta_н$ - ККД електродвигуна при номінальному навантаженні;

$tg\varphi_н$ - виробнича від номінального коефіцієнта потужності електродвигуна;

$K_{і.п.}$ коефіцієнт втрат, $K_{і.п.}$=0,1кВт/квар;

$\Delta P_{хх}=P_н\cdot(1-\eta_н)\cdot\gamma/[\eta_н\cdot(1+\gamma)]$ - втрати активної потужності при неробочому ході електродвигуна, кВт;

$\Delta P_{в.н.}=P_н\cdot(1-\eta_н)/[\eta_н\cdot(1+\gamma)]$ - приріст втрат активної потужності в електродвигуні при 100% навантажені, кВт

$\gamma=\Delta P_{хх}/[(100-\eta_н)-\Delta P_{хх}]$ - розрахунковий коефіцієнт, який залежить від конструкції електродвигуна.

Характеристики однотипних старих двигунів різних установок, встановлених в механічному, магнітопровідному та інших цехах (всього 129 шт.):

$P_н$=30кВт; $U_н$=380В;$\eta_н$=0,89; $cos\,\varphi$ =0,9; $I_{хх}$=16,8А;$\Delta P_{хх}$=1,2кВт

$$Q_{хх}=\sqrt{3}\cdot 380\cdot 16{,}8\cdot 10^{-3}=11{,}05\text{квар};$$

$$K_н=\frac{P_{ср}}{P_н}; \tag{2.32}$$

$$\gamma=\frac{\Delta P_{хх}}{[(100-\eta_н)\cdot\Delta P_{хх}]}; \tag{2.33}$$

$$\Delta P_{в.н.}=P_н\cdot(1-\eta_н)/[\eta_н\cdot(1+\gamma)] \quad , \tag{2.34}$$

$$\Delta P_{в.н.}=30\cdot\frac{1-0{,}89}{0{,}89\cdot(1+0{,}12)}=3{,}3 \text{ кВт}.$$

Характеристики електродвигуна А2-71-6:

$$P_н=17\text{кВт};U_н=380\text{В};\eta_н=0{,}88;cos\phi=0{,}9;I_{хх}=13{,}5\text{А};\Delta P_{хх}=0{,}9\text{кВт},$$

$$Q_{хх2}=\sqrt{3}\cdot 380\cdot 13{,}5\cdot 10^{-3}=8{,}9\text{квар};$$

$$K_{н2}=\frac{P_{ср}}{P_{н2}} \tag{2.35}$$

$$\gamma_2=\Delta P_{хх2}/[(100-\eta_{н2})\cdot\Delta P_{хх2}] \tag{2.36}$$

$$\Delta P_{в.н.2}=P_{н2}\cdot(1-\eta_{н2})/[\eta_{н2}\cdot(1+\gamma_2)] \tag{2.37}$$

Сумарні втрати активної потужності малозавантаженого двигуна:

$$\Delta P_{сум} = [11{,}05 \cdot (1\text{-}0{,}5^2) + 0{,}5^2 \cdot 15] \cdot 0{,}1 + 1{,}2 + 0{,}5^2 \cdot 3{,}3 = 5{,}16 \text{ кВт}.$$

Сумарні втрати активної потужності нового двигуна:

$$\Delta P_{сум2} = [8{,}9 \cdot (1\text{-}0{,}88^2) + 0{,}88^2 \cdot 5] \cdot 0{,}1 + 0{,}08 + 0{,}88^2 \cdot 2{,}14 = 1{,}98 \text{кВт}.$$

Ефективність заміни малозавантаженого електродвигуна визначається одержаним зниженням втрат активної потужності в кожному двигуні:

$$\Delta P = \Delta P_{сум} - \Delta P_{сум} \qquad (2.38)$$

Тобто, заміна малозавантажених електродвигунів на нові, дозволить додатково економити підприємству близько 0,343 млн. кВт год/рік.

2.3 Перехід на більш ефективні джерела світла

Оскільки на функціонування систем освітлення виробничих і допоміжних ділянок припадає близько 21 % загальних витрат підприємства на електроенергію, зниження енергоспоживання в цьому напрямі є важливим резервом підвищення загальної енергоефективності. Раціональна модернізація освітлювального господарства дає змогу не лише скоротити витрати електроенергії, а й покращити умови праці персоналу, підвищити

рівень безпеки, зменшити навантаження на внутрішні електричні мережі та скоротити витрати на технічне обслуговування світлотехнічного обладнання.

Особливе значення має аналіз фактичного стану системи освітлення, оскільки на багатьох підприємствах продовжують використовуватися застарілі світильники, лампи з низькою світловою віддачею, нераціональні схеми розміщення освітлювальних приладів і недосконалі системи керування. Унаслідок цього частина електроенергії витрачається непродуктивно, а рівень освітленості робочих місць не завжди відповідає нормативним вимогам.

Для оцінювання технічного стану та енергетичної ефективності системи освітлення доцільно розглянути її на прикладі інструментального цеху. Такий аналіз передбачає визначення кількості та типів установлених світильників, потужності джерел світла, тривалості їх роботи, способів керування освітленням, рівня фактичної освітленості та загального споживання електроенергії.

Крім того, необхідно врахувати площу приміщень, висоту встановлення світильників, коефіцієнти відбиття поверхонь, наявність природного освітлення, режим роботи цеху та рівень забруднення світлотехнічного обладнання. Ці фактори істотно впливають на ефективність використання світлового потоку та на фактичні витрати електроенергії.

Отримана інформація дає можливість визначити найбільш енергоємні ділянки системи освітлення, оцінити відповідність фактичної освітленості нормативним вимогам, розрахувати питомі витрати електроенергії та обґрунтувати доцільність заміни наявних джерел світла на більш енергоефективні. Результати обстеження систематизовано в таблицях 2.7 і 2.8, у яких наведено основні вихідні дані, необхідні для подальшого аналізу та розроблення заходів із модернізації освітлювальної системи інструментального цеху.

Тип встановлених ламп - ДРЛ – 400.

Таблиця 2.7 – Характеристика ламп ДРЛ - 400

Тип лампи	Напруга, В	Світловий потік, лм	Довжина, мм	Діаметр, мм	Цоколь	Термін експлуатації, годин
ДРЛ-400	220	19000	292	122	Р40	10000

- кількість ламп – 48 штук.
- потужність лампи – 400 Вт.
- тип світильника – РСП05-400/ГО3.

Таблиця 2.8 Характеристика світильника РСП 05-400/Г03

Тип світильника	Джерело світла		Діаметр, мм	Висота, мм	ККД
	Тип	Потужність, Вт			
РСП 05-400/Г03	ДРЛ	400	490	607	0,7

- кількість світильників – 48 штук.
- характеристика поверхні приміщення – коричневий колір.
- кількість чисток на рік – одна.
- розміри приміщення Ш х Д х В = 18 х 60 х 6,5 м.
- є чергове освітлення.
- висота підвісу світильника – h = 6,5 м.

Приймаємо висоту приміщення H = 6,5 м. Виходячи із умов технології та середовища, приймаємо до установки світильник типу

Мінімальна норма освітленості згідно [6]: $E_н$ = 200 лк при висоті розрахункової поверхні над пологою $h_р$ = 0,5 м.

Визначаємо висоту підвісу світильників:

$$h = H - h_р - h_c \ , \tag{2.39}$$

де h_c – відстань від світильника до перекриття;

h_c = 1,0 м.

$h = 6{,}5 - 0{,}5 - 1{,}0 = 5$ (м).

Визначимо необхідну кількість світильників для утворення рівномірної освітленості.

Площа приміщення складає $S = 60 \cdot 18 = 1080$ м^2.

Кількість рядів світильників можна визначити за формулою:

$$N_p = \frac{B}{L_a}, \tag{2.40}$$

де B – ширина цеху, яка дорівнює 18 м;

$$L_a = \lambda \cdot h, \tag{2.41}$$

де $\lambda = 0{,}6$ згідно [5, ст. 106].

$$L_a = 0{,}6 \cdot 5 = 3{,}0 \text{ (м)}.$$

Кількість світильників в одному ряду:

$$N_{св} = \frac{A}{L_в}, \tag{2.42}$$

де $L_в = L_a$;

A – довжина цеху, яка дорівнює 60 м.

$$N_{св} = \frac{60}{3} = 20 \text{ (шт.)}$$

Кількість світильників в цеху:

$$N = N_{св} \cdot N_p. \tag{2.43}$$

$$N = 6 \cdot 20 = 120\,(\text{шт.})$$

Розрахуємо освітлення за методом світлового потоку.

Індекс приміщення складає:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \tag{2.44}$$

$$i = \frac{60 \cdot 18}{5 \cdot (60 + 18)} = 2{,}77\,.$$

Згідно з додатка приймаємо η = 0,43.

Визначаємо світловий потік однієї лампи:

$$\Phi = \frac{E_н \cdot K_{зап} \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta}, \tag{2.45}$$

де $K_{зап}$ – коефіцієнт запасу, що дорівнює 1,5;

Z – коефіцієнт нерівномірності освітлення, Z = 1,15...1,2.

Для ДРЛ приймаємо Z = 1,15.

η - ККД використання світлового потоку, який являє собою відношення світлового потоку, що падає на робочі поверхні, до загального світлового потоку світильників.

2.4 Модернізація агрегату поперечного різання зі зміною схеми керування

Основним завданням керування електроприводами, що працюють у режимах пуску, гальмування та реверсування, є формування необхідного закону зміни струму, швидкості й електромагнітного моменту. Система керування повинна забезпечувати проходження перехідних процесів за встановлений проміжок часу, не допускаючи при цьому перевищення допустимих струмів, моментів і механічних навантажень. Для механізмів металургійного виробництва ця вимога має особливе значення, оскільки їх робота часто супроводжується багаторазовими пусками, змінами швидкості, короткочасними перевантаженнями та різкими коливаннями моменту опору.

Значення електроприводів у сучасній промисловості підтверджується світовою статистикою. За даними платформи Electric Motor Systems Platform Міжнародного енергетичного агентства, у 2023 році електроприводні системи споживали приблизно 53 % усієї електричної енергії у світі. У промисловому секторі їх частка становила близько 72 %, у будівлях — 36 %, у сільському господарстві — 87 %, а в транспортному секторі — 86 %. Таким чином, підвищення ефективності навіть окремого промислового електропривода може розглядатися як складова загального процесу зменшення енергоспоживання підприємства.

У структурі промислового електроспоживання найбільшу частину енергії електроприводів використовують насоси, компресори, вентилятори, транспортні та технологічні механізми. За узагальненими оцінками IEA 4E, насосні установки споживають близько 21 % електроенергії промислових електроприводів, повітряні компресори — 18 %, вентилятори — 16 %, холодильні компресори — близько 7 %, а конвеєрні системи — приблизно 2 %. Інша частина припадає на верстати, прокатне, підйомно-транспортне, змішувальне, дробильне та інше технологічне обладнання.

Економічне значення енергоефективності електропривода визначається не лише його встановленою потужністю, а й тривалістю роботи. За

двадцятирічний період експлуатації початкова ціна електродвигуна зазвичай становить лише близько 1 % загальної вартості володіння. Витрати на електроенергію можуть досягати 90 %, витрати, пов’язані з простоями, — близько 5 %, а ремонт і відновлення — приблизно 4 %. Отже, вибір системи електропривода тільки за мінімальною закупівельною ціною не забезпечує найкращого економічного результату.

Показовим є наведений Міжнародним енергетичним агентством розрахунок для електродвигуна потужністю 200 к. с., який працює 7200 годин на рік. За вартості електроенергії 0,068 долара за кВт·год річні витрати на його живлення становили понад 70,6 тис. доларів, тоді як орієнтовна ціна самого двигуна дорівнювала приблизно 10 тис. доларів. Таким чином, уже протягом першого року експлуатації вартість спожитої енергії перевищувала ціну двигуна приблизно у сім разів.

Для механізмів прокатних станів характерні значні моменти інерції, пружні деформації валів, наявність зазорів у зубчастих передачах і короткочасні ударні навантаження. Надмірно швидке збільшення струму під час пуску може спричинити різкий стрибок електромагнітного моменту. У механічній частині це проявляється у вигляді удару в редукторі, шестеренній кліті, муфтах і робочих органах механізму. Тому форсований пуск повинен поєднуватися з обмеженням швидкості наростання струму, прискорення та динамічного моменту.

Система керування повинна не просто забезпечувати мінімальний час розгону. Її завдання полягає у формуванні оптимального перехідного процесу, за якого швидкодія не призводить до зниження механічної надійності. Особливо важливо це для барабанних ножиць, оскільки у момент входження ножів у метал момент опору різко збільшується. Після завершення різання навантаження знову знижується. Електропривод повинен швидко реагувати на таке збурення, не допускаючи значного зменшення швидкості барабанів.

Тривалий час зазначені вимоги забезпечувалися системою «генератор — двигун», або Г–Д. У ній приводний двигун змінного струму обертав генератор

постійного струму, який живив робочий двигун. Регулювання напруги генератора давало змогу плавно змінювати швидкість і момент двигуна, здійснювати реверсування та реалізовувати різні способи електричного гальмування.

Основною перевагою системи Г–Д була можливість плавного регулювання напруги якоря двигуна практично від нуля до номінального значення. Це забезпечувало широкий діапазон регулювання швидкості, високий пусковий момент і достатню стійкість роботи при зміні навантаження. Саме тому такі системи широко застосовувалися в головних приводах прокатних станів, шахтних підйомних установках, екскаваторах, папероробних машинах, кранах та інших механізмах із важкими режимами роботи.

Разом із тим система Г–Д містить щонайменше три електричні машини: приводний двигун, генератор і робочий двигун. Кожна машина має власні обмотки, магнітопровід, підшипники, вентиляцію та механічні втрати. У генераторі й двигуні постійного струму додатково використовуються колекторно-щіткові вузли, які потребують регулярного огляду, очищення, заміни щіток і контролю стану колектора.

Наявність декількох ступенів перетворення енергії знижує загальний коефіцієнт корисної дії установки. Спочатку електрична енергія мережі перетворюється приводним двигуном у механічну, після чого генератор знову перетворює її в електричну енергію постійного струму. Далі ця енергія надходить до робочого двигуна та повторно перетворюється в механічну. Втрати виникають на кожному етапі, тому встановлена потужність комплексу машин є значно більшою за корисну потужність технологічного механізму.

Система Г–Д також займає значну виробничу площу. Крім основних електричних машин, необхідні фундаменти, з’єднувальні муфти, системи вентиляції, апаратура збудження та допоміжне обладнання. Велика кількість обертових елементів підвищує рівень шуму і вібрації, ускладнює обслуговування та збільшує ймовірність механічних несправностей.

Швидкодія системи обмежується електромагнітною та механічною інерційністю генератора. Після зміни сигналу керування спочатку змінюється струм у його обмотці збудження, потім магнітний потік і лише після цього — напруга, що подається на якір робочого двигуна. Додатковий вплив має значна сумарна індуктивність кіл генератора й двигуна. У результаті час реакції системи на зміну навантаження або заданої швидкості збільшується.

З огляду на зазначені недоліки доцільною є заміна електромашинної системи Г–Д статичною системою «тиристорний перетворювач — двигун», або ТП–Д. У ній трифазна напруга цехової мережі безпосередньо перетворюється на регульовану постійну напругу за допомогою силових напівпровідникових вентилів. Це дозволяє вилучити з установки приводний двигун і генератор, зменшити кількість обертового обладнання та скоротити площу, необхідну для розміщення привода.

Двигун постійного струму зберігає важливі для технологічного механізму переваги. Його електромагнітний момент практично прямо пропорційний струму якоря, тому момент можна регулювати швидко й точно. Технічні матеріали виробників приводного обладнання також визначають безпосереднє, швидке та точне керування моментом як одну з головних переваг електроприводів постійного струму.

Заміна генератора тиристорним перетворювачем значно зменшує інерційність силової частини. Кут відкривання тиристорів може змінюватися протягом часток періоду напруги мережі, тому система швидко реагує на сигнали регуляторів. Це підвищує точність стабілізації швидкості, скорочує час перехідних процесів і забезпечує ефективніше обмеження струму.

Для мережі частотою 50 Гц тривалість одного періоду становить 20 мс, а півперіоду — 10 мс. Отже, силова схема тиристорного перетворювача може коригувати середнє значення випрямленої напруги багаторазово протягом однієї секунди. Реальна швидкість регулювання залежить також від налаштувань регуляторів, індуктивності кола якоря та механічної інерції

привода, однак вона залишається вищою, ніж у системі з електромашинним генератором.

Для реверсивного електропривода застосовують два комплекти тиристорних вентилів. Один комплект формує напругу, що відповідає прямому напряму обертання, а інший — зворотному. За допомогою такої схеми можна реалізувати пуск, регулювання швидкості, реверсування, динамічне та рекуперативне гальмування.

Рекуперативний режим має особливе значення для механізмів із частими гальмуваннями. У цьому режимі двигун переходить у генераторний стан, а кінетична енергія обертових мас перетворюється в електричну та повертається до мережі або використовується іншими приводами. У сучасних багатодвигунних системах прокатних станів енергія, що виробляється однією секцією під час гальмування, може безпосередньо передаватися іншій секції, яка в цей момент працює в моторному режимі.

Незважаючи на переваги, система ТП–Д має певні недоліки. До них належать безпосередній гальванічний зв’язок із мережею, споживання реактивної потужності, утворення вищих гармонік і можливість виникнення режиму переривчастого струму при малому навантаженні. Гармонічні складові струму можуть збільшувати втрати в трансформаторах і кабелях, спричиняти додаткове нагрівання та погіршувати форму напруги в точці приєднання.

Негативний вплив тиристорного перетворювача зменшується за рахунок застосування мережевих і згладжувальних реакторів, багатопульсних схем випрямлення, силових трансформаторів зі спеціальними групами з’єднання обмоток, пасивних або активних фільтрів і засобів компенсації реактивної потужності. Цифрові регулятори дають можливість контролювати кути відкривання тиристорів, струм якоря, швидкість, напругу, температуру та аварійні стани.

Сучасні системи моніторингу додатково підвищують ефективність електроприводів. За результатами досліджень IEA 4E, у розглянутих

промислових прикладах цифровий контроль, аналіз режимів і автоматична оптимізація забезпечували економію від 9 до 30 % енергії. В окремих випадках зниження базового електричного навантаження перевищувало 50 %. Власне енергоспоживання датчиків, засобів зв’язку та цифрових систем у досліджених проєктах не перевищувало 1 % споживання відповідної електроприводної системи.

Для привода барабанних ножиць найбільш доцільною є підпорядкована двоконтурна система регулювання. Внутрішній контур струму забезпечує керування електромагнітним моментом, а зовнішній контур швидкості відповідає за підтримання заданої частоти обертання. Така структура дозволяє розділити завдання швидкого обмеження перевантаження та точного регулювання швидкості.

Контур струму повинен мати вищу швидкодію, ніж контур швидкості. Під час пуску регулятор швидкості формує підвищене завдання струму, але його величина обмежується допустимим значенням. Двигун розганяється з максимальним дозволеним моментом. Коли швидкість наближається до заданої, струм автоматично зменшується до рівня, необхідного для подолання статичного моменту опору.

Під час різання смуги момент опору різко зростає. Частота обертання двигуна починає знижуватися, унаслідок чого збільшується сигнал похибки швидкості. Регулятор підвищує завдання струму, а контур струму збільшує електромагнітний момент двигуна. Після завершення різання навантаження знижується, і система повертає струм до усталеного значення. Завдяки цьому відхилення швидкості залишається мінімальним.

Наявність струмового обмеження запобігає надмірним електричним і механічним навантаженням. Без такого обмеження різке збільшення завдання швидкості або заклинювання механізму може спричинити струм, який у декілька разів перевищує номінальний. Це небезпечно для обмотки якоря, колектора, тиристорів, редуктора та робочих ножів.

Зворотний зв’язок за швидкістю може реалізовуватися за допомогою тахогенератора, імпульсного датчика або цифрового енкодера. Застосування енкодера забезпечує високу точність вимірювання та можливість цифрової обробки сигналу. Одночасно контролюються струм якоря, струм збудження, напруга, температура двигуна та стан силового перетворювача.

Електропривод барабанних ножиць повинен створювати крутний момент, достатній для різання металевої смуги. Момент від двигуна передається через редуктор і шестеренну кліть до робочих барабанів. Навантаження залежить від товщини та ширини смуги, механічних властивостей металу, швидкості різання, стану різальних кромок і величини зазору між ножами.

Для оброблення смуг різної товщини необхідно змінювати швидкість обертання барабанів. Водночас після встановлення заданої швидкості вона повинна підтримуватися практично незмінною. Нестабільність швидкості може призвести до порушення синхронізації ножів із рухом смуги, погіршення якості різу, деформації металу та зростання динамічних навантажень.

З огляду на характер навантаження для механізму доцільно застосувати двигун постійного струму незалежного збудження. Регулювання напруги якоря забезпечує зміну швидкості нижче основної при приблизно постійному магнітному потоці. За необхідності розширення діапазону швидкості може використовуватися послаблення поля, хоча в цьому режимі зменшується допустимий момент.

Живлення двигуна передбачається від тиристорного перетворювача, підключеного до трифазної цехової мережі напругою 380 В і частотою 50 Гц. Перетворювач формує регульовану постійну напругу відповідно до сигналів регуляторів швидкості та струму. Для забезпечення надійної роботи силова схема доповнюється захистом від перевантаження, короткого замикання, зникнення збудження, перевищення швидкості, перегрівання та порушення роботи системи охолодження.

Необхідність модернізації електроприводів узгоджується із сучасними вимогами до енергоефективності. У Європейському Союзі вимоги екодизайну охоплюють однофазні та трифазні асинхронні двигуни потужністю від 0,12 до 1000 кВт. У 2020 році в ЄС експлуатувалося приблизно 380 млн двигунів цієї категорії, які споживали близько 1326 ТВт·год електроенергії на рік. Це відповідало приблизно 56 % кінцевого електроспоживання ЄС.

Для трифазних двигунів потужністю від 0,75 до 1000 кВт у ЄС переважно встановлено мінімальну вимогу класу енергоефективності IE3. Із липня 2023 року для окремих двигунів потужністю від 75 до 200 кВт обов'язковим став клас IE4. Для перетворювачів частоти, що входять до сфери відповідного регламенту, встановлено вимогу класу ефективності IE2.

За оцінками Європейської комісії, застосування вимог до ефективності двигунів і регульованих приводів має забезпечити до 2030 року близько 106 ТВт·год річної економії електроенергії. Очікуване скорочення викидів становить приблизно 40 млн тонн CO_2 на рік, а зменшення витрат споживачів та промисловості — близько 20 млрд євро щорічно. За додаткових витрат на придбання ефективного обладнання приблизно 2,5 млрд євро очікуване зниження витрат на електроенергію становить 13,5 млрд євро, тобто чиста економія оцінюється в 11 млрд євро.

Історична оцінка Міжнародного енергетичного агентства показувала, що технічно й економічно доцільна оптимізація електроприводних систем могла скоротити їх електроспоживання приблизно на 25 %. У глобальному масштабі це відповідало б зменшенню загального попиту на електроенергію приблизно на 10 %. Такий потенціал пов'язаний не лише із заміною двигунів, а й з оптимальним вибором потужності, регулюванням швидкості, усуненням холостого ходу, підвищенням якості обслуговування та вдосконаленням технологічного керування.

Отже, модернізація системи Г–Д шляхом переходу до системи ТП–Д є технічно обґрунтованою. Вона дозволяє скоротити кількість електричних машин, зменшити габарити й механічну інерційність привода, підвищити

швидкодію, точніше керувати струмом і моментом та скоротити витрати на обслуговування.

Застосування замкненої системи зі зворотними зв’язками за швидкістю і струмом забезпечує плавний пуск, стабілізацію швидкості, обмеження ударних навантажень, ефективне гальмування та реверсування. Для барабанних ножиць така система дозволяє підтримувати необхідну швидкість різання, компенсувати короткочасні зміни моменту опору та забезпечувати оброблення металевих смуг різної товщини без погіршення якості технологічного процесу.

Наведені статистичні показники мають загальнопромисловий характер. Для визначення фактичної економії від модернізації конкретного електропривода необхідно додатково врахувати його номінальну потужність, реальний графік навантаження, кількість пусків і гальмувань, тривалість роботи, ККД наявної системи Г–Д, параметри нового тиристорного перетворювача та чинний тариф на електричну енергію.

2.4.1 Розрахунок потужності електроприводу агрегату поперечного різання

Максимальне зусилля різання:

$$P=k_2 \cdot k_3 \cdot \tau_{max} \cdot F \qquad (2.46)$$

де: k_2=1.2 – коефіцієнт впливу зазору між ножами;

k_3=1.3 – коефіцієнт впливу притуплення ножів;

Підставимо числові значення:

$$P=1.2 \cdot 1.3 \cdot 67.2 \cdot 1.046=109.65\text{кН}$$

Визначення моменту та потужності різання

Плече прикладення максимального зусилля різання:

$$\alpha = R \cdot \sin\beta \tag{2.47}$$

Максимальний статичний момент різання:

$$M_{різ} = 2 \cdot P \cdot \alpha \tag{2.48}$$

Максимальна потужність різання:

$$N_{різ} = M_{різ} \cdot \frac{\omega_H}{\eta} \tag{2.49}$$

де: $\eta = 0.9$ – ККД ножів та редуктора;

Кутова швидкість ножиць:

$$\omega_H = \frac{V}{R} \tag{2.50}$$

$$P_д \geq 0.9 \cdot N_{різ}.$$

Для приводу ножиць вибираємо електродвигун типу 4А160S4У3

Потужністю: P=15 кВт

Напругою якоря: U=380 В

Частота обертання: n=1465хв$^{-1}$

Коефіцієнт перевантаження та потужності різання:

$$k = \frac{N_{різ}}{N} \tag{2.51}$$

Допустимий коефіцієнт перевантаження: $k = 2.5$;

Як показав розрахунок, обраний раніше двигун повністю підходить під режим роботи машини. Приймаємо його остаточно.

Схема керування електродвигуном постійного струму головного привода барабанних ножиць представлена на рисунку 2.2.

Електродвигун M одержує живлення від реверсивного тиристорного перетворювача UZ1, UZ2, що живиться від трифазної мережі через автоматичний вимикач SA1 і трансформатор TV1. Вимикач SA1 захищений блоками тиристора від коротких замикань. Пульсації випрямленого струму згладжуються реакторами L1.

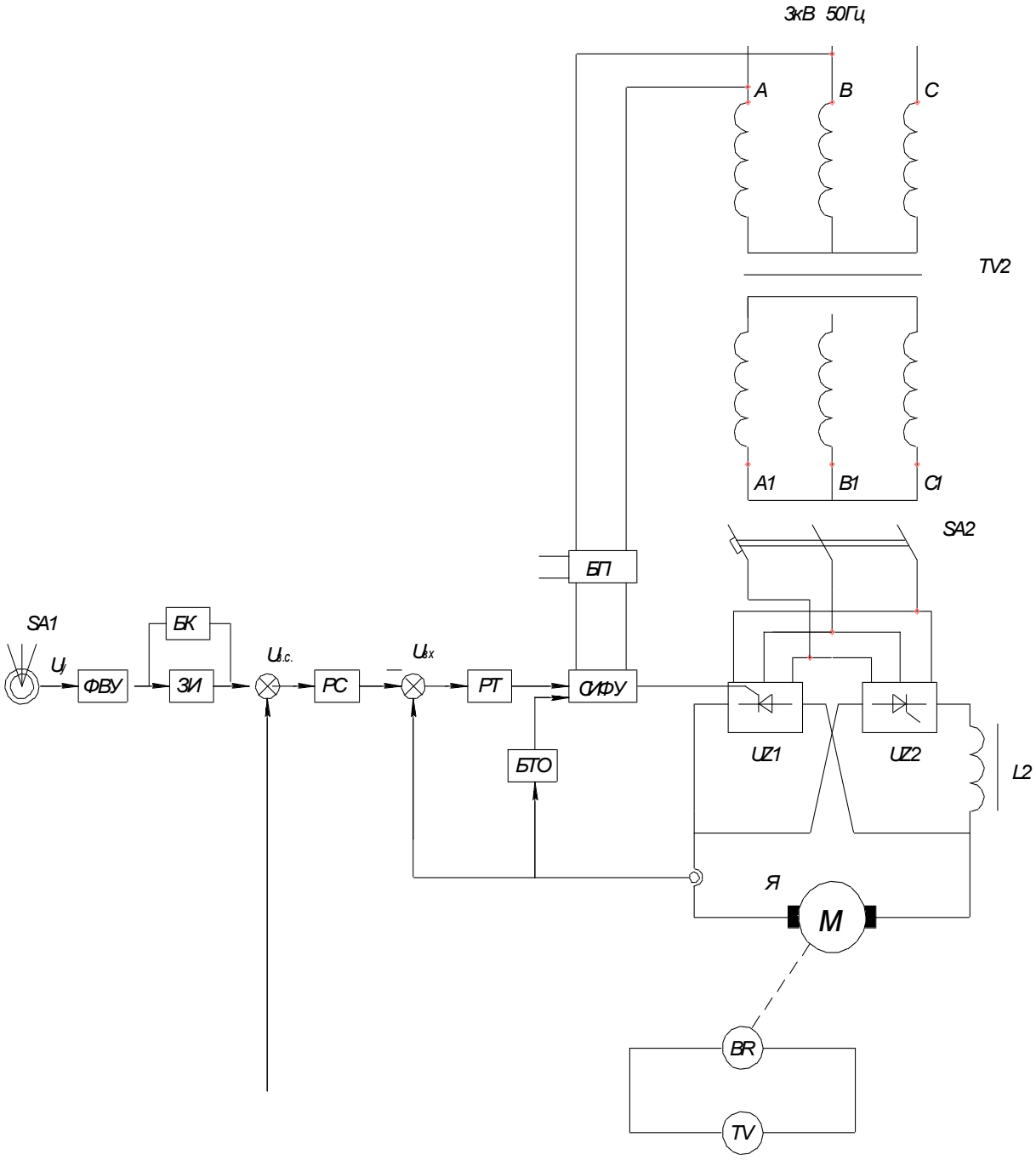


Рисунок 2.2 - Схема автоматичного регулювання швидкості двигуна

На рисунку наведено функціональну схему реверсивного електропривода постійного струму, виконаного за системою «тиристорний перетворювач — двигун». Живлення силової частини здійснюється від трифазної мережі змінного струму напругою 3 кВ і частотою 50 Гц через силовий трансформатор TV2. Вторинні обмотки трансформатора підключені до двох комплектів тиристорних вентилів UZ1 та UZ2, які забезпечують

регулювання напруги якоря двигуна, його пуск, гальмування та реверсування. Перемикання силового кола здійснюється комутаційним апаратом SA2, а згладжувальний реактор L2 зменшує пульсації випрямленого струму та сприяє більш стійкій роботі двигуна.

Завдання швидкості електропривода формується оператором за допомогою командоконтролера SA1. Сигнал завдання UзU_зUз надходить до функціонального вузла ФВУ, після чого передається на задатчик інтенсивності ЗІ. Задатчик інтенсивності забезпечує плавне наростання та зменшення сигналу швидкості, завдяки чому обмежуються прискорення, пусковий струм і динамічний момент. Це дає змогу уникнути ударних навантажень у редукторі, муфтах, зубчастих передачах та інших механічних елементах привода.

У нормальному режимі сигнал із виходу задатчика інтенсивності надходить до регулятора швидкості РС. На його вхід одночасно подається сигнал зворотного зв’язку, пропорційний фактичній швидкості двигуна. Інформація про частоту обертання формується тахогенератором TV, механічно пов’язаним із валом двигуна. Регулятор швидкості порівнює задане та фактичне значення швидкості й формує сигнал завдання для внутрішнього контуру струму.

Внутрішній контур містить регулятор струму РТ, на вхід якого надходить сигнал від блока струмового зворотного зв’язку БТО. Цей контур має вищу швидкодію, ніж контур швидкості, та забезпечує оперативне обмеження струму якоря під час пуску, гальмування, реверсування і раптового збільшення навантаження. Завдяки цьому захищаються двигун, тиристорний перетворювач і механічна передача від небезпечних перевантажень.

Вихідний сигнал регулятора струму надходить до системи імпульсно-фазового керування СІФУ. Вона формує керуючі імпульси для тиристорів перетворювачів UZ1 і UZ2 та визначає момент їх відкривання. Зміна кута керування тиристорами забезпечує регулювання середнього значення випрямленої напруги, що подається на якір двигуна. Вибір активного

комплекту вентилів залежить від необхідного напряму обертання та режиму роботи електропривода.

У схемі передбачено блокування БП, яке забезпечує узгоджену роботу двох тиристорних груп і не допускає їх одночасного неконтрольованого ввімкнення. Це особливо важливо для реверсивного перетворювача, оскільки помилкове одночасне відкривання тиристорів обох комплектів може призвести до виникнення значного зрівнювального струму та аварійного пошкодження силового обладнання.

Окремою особливістю схеми є можливість шунтування задатчика інтенсивності ЗІ за допомогою безконтактного ключа БК. У звичайному режимі всі зміни швидкості проходять через задатчик інтенсивності, тому розгін і гальмування двигуна здійснюються плавно за встановленим темпом. Однак у разі виникнення аварійної або небезпечної технологічної ситуації така затримка може бути небажаною.

Після ввімкнення безконтактного ключа БК сигнал від командоконтролера передається безпосередньо до регулятора швидкості, минаючи задатчик інтенсивності. Це дає оператору можливість швидко втрутитися в роботу електропривода та оперативно змінити його швидкість або напрям обертання. Такий режим може використовуватися під час загрози заклинювання механізму, порушення проходження металу, появи небезпечного перевантаження або інших нештатних ситуацій, коли швидкість реакції має першочергове значення.

Шунтування задатчика інтенсивності повинно застосовуватися лише короткочасно, оскільки різка зміна сигналу завдання може супроводжуватися підвищеним струмом і значним динамічним моментом. Допустимі значення при цьому обмежуються внутрішнім контуром струму та відповідними захисними пристроями. Після усунення аварійної ситуації керування необхідно повернути до штатного режиму з використанням задатчика інтенсивності.

Таким чином, наведена система керування електроприводом забезпечує поєднання двох важливих вимог, які на перший погляд можуть суперечити одна одній. З одного боку, у штатному режимі роботи необхідно підтримувати плавну зміну швидкості, обмежувати пускові струми та не допускати виникнення ударних механічних навантажень. З іншого боку, у разі появи аварійної або небезпечної технологічної ситуації оператор повинен мати можливість негайно втрутитися в роботу привода та швидко змінити його режим. Саме тому схема одночасно містить засоби автоматичного регулювання і спеціальний канал оперативного ручного керування.

У звичайних умовах сигнал завдання швидкості проходить через задатчик інтенсивності. Цей пристрій забезпечує поступове збільшення або зменшення керуючого сигналу, унаслідок чого розгін і гальмування двигуна відбуваються за наперед установленим законом. Такий підхід дозволяє обмежити прискорення робочого механізму, знизити величину динамічного моменту та запобігти різким змінам навантаження в редукторі, муфтах, валах і зубчастих передачах. Особливо важливим це є для механізмів із великими моментами інерції, де миттєва зміна швидкості може спричинити значні механічні напруження, підвищену вібрацію і прискорене зношування обладнання.

Основу автоматичного регулювання утворює двоконтурна система зі зворотними зв’язками за швидкістю та струмом. Зовнішній контур швидкості порівнює задане значення частоти обертання з фактичною швидкістю двигуна. Якщо внаслідок зміни навантаження, коливання напруги мережі або впливу технологічного процесу швидкість відхиляється від установленого значення, регулятор формує коригувальний сигнал. Завдяки цьому система автоматично компенсує збурення та підтримує швидкість на необхідному рівні без постійного втручання оператора.

Внутрішній контур струму має більшу швидкодію та безпосередньо впливає на електромагнітний момент двигуна. Саме струм якоря визначає величину моменту, тому його швидке регулювання дає змогу оперативно

реагувати на короткочасні перевантаження. Під час пуску, гальмування або раптового збільшення опору робочого механізму система обмежує струм на допустимому рівні. Це захищає обмотки двигуна, тиристорний перетворювач, силові кабелі та механічну передачу від небезпечних перевантажень. Одночасно зберігається достатній момент для виконання технологічної операції та подолання короткочасних піків навантаження.

Підпорядкована структура регулювання забезпечує узгоджену роботу обох контурів. Контур швидкості формує завдання для контуру струму, а контур струму швидко реалізує необхідну зміну моменту. Унаслідок цього електропривод має стійкі динамічні характеристики, малу тривалість перехідних процесів і високу точність підтримання швидкості. Така побудова особливо ефективна для механізмів, режим роботи яких супроводжується частими змінами навантаження, пусками, гальмуваннями або реверсуванням.

Окреме значення має передбачена схемою можливість шунтування задатчика інтенсивності. У нормальному режимі цей пристрій обмежує швидкість зміни сигналу та забезпечує плавність руху. Проте в аварійній ситуації така затримка може знизити ефективність дій оператора. Наприклад, при небезпеці заклинювання механізму, порушенні руху металу, появі неприпустимого перевантаження або загрозі пошкодження обладнання може виникнути необхідність у негайній зміні швидкості чи напрямку обертання.

Після ввімкнення безконтактного ключа сигнал від командоконтролера подається до регулятора швидкості без проходження через задатчик інтенсивності. Завдяки цьому команда оператора виконується практично без додаткової затримки. Оператор отримує можливість оперативно знизити швидкість, зупинити механізм або виконати іншу необхідну дію відповідно до характеру аварійної ситуації. Такий режим підвищує керованість системи та дає змогу швидше реагувати на небезпечні зміни технологічного процесу.

Разом із тим шунтування задатчика інтенсивності не скасовує дію основних захистів. Навіть при різкій зміні сигналу завдання внутрішній контур струму продовжує обмежувати струм якоря та електромагнітний момент. Це

зменшує ризик пошкодження двигуна і силового перетворювача. Таким чином, схема дозволяє поєднати оперативність ручного втручання з необхідним рівнем електричного та механічного захисту.

Важливо, що аварійний режим керування не повинен використовуватися для постійної роботи. Часте шунтування задатчика інтенсивності може призвести до різкіших перехідних процесів, збільшення динамічного навантаження та прискореного зношування механічних вузлів. Після усунення причини аварії систему необхідно повернути до штатного автоматичного режиму, у якому зміна швидкості знову здійснюватиметься плавно.

У цілому розглянута схема характеризується високою функціональністю та добре відповідає вимогам до електроприводів відповідальних промислових механізмів. Автоматичне регулювання забезпечує стабільність заданої швидкості, швидке відпрацювання зміни навантаження, обмеження струму та зменшення ударних навантажень. Можливість оперативного шунтування задатчика інтенсивності розширює функції системи та підвищує безпеку експлуатації.

Отже, поєднання двоконтурного автоматичного регулювання і ручного аварійного керування дозволяє забезпечити не лише необхідні динамічні показники електропривода, а й високу надійність технологічного процесу. Така система здатна підтримувати стабільну роботу обладнання у штатних умовах, ефективно компенсувати зовнішні збурення та водночас забезпечувати оператору можливість швидкої реакції у разі виникнення небезпечної ситуації.

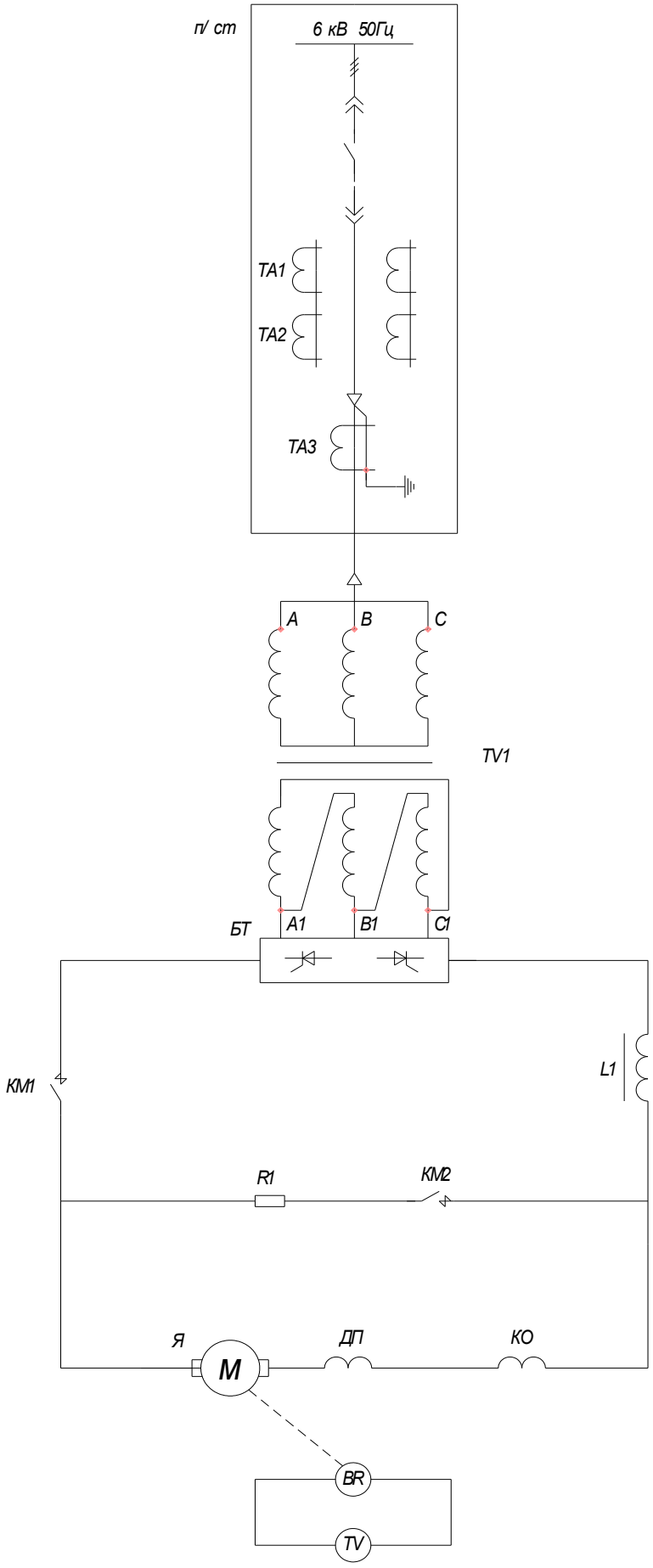


Рисунок 2.3 - Схема живлення двигуна

На рисунку наведено силову схему електропривода постійного струму з живленням від мережі напругою 6 кВ і частотою 50 Гц через силовий трансформатор та тиристорний перетворювач. Схема забезпечує перетворення електричної енергії, регулювання швидкості двигуна, обмеження струму, а також електричне гальмування робочого механізму.

Електрична енергія надходить від розподільного пристрою підстанції напругою 6 кВ. У високовольтному колі встановлено комутаційну апаратуру, призначену для підключення та відключення установки, а також трансформатори струму TA1, TA2 і TA3. Вони використовуються для вимірювання струму, контролю режимів роботи та подавання сигналів до пристроїв релейного захисту. Наявність заземлення забезпечує безпечне відведення струмів пошкодження і захист персоналу під час експлуатації та ремонту обладнання.

Від високовольтного розподільного пристрою напруга подається на первинні обмотки силового трансформатора TV1, позначені фазами A, B і C. Трансформатор знижує напругу мережі до значення, необхідного для живлення електропривода, та забезпечує гальванічне відокремлення силового кола двигуна від мережі 6 кВ. Вторинні обмотки трансформатора з виводами A1, B1 і C1 підключені до тиристорного блока БТ.

Тиристорний блок БТ виконує перетворення трифазної змінної напруги на регульовану постійну напругу. Зміна моменту відкривання тиристорів дає можливість регулювати середнє значення випрямленої напруги, що подається до якірного кола двигуна. Унаслідок цього здійснюється плавний пуск, зміна частоти обертання та підтримання необхідного режиму роботи електропривода.

У силове коло послідовно включено згладжувальний реактор L1. Його основним призначенням є зменшення пульсацій випрямленого струму, які виникають унаслідок роботи тиристорного перетворювача. Реактор також обмежує швидкість наростання струму під час перехідних процесів, знижує струмові удари та покращує умови комутації тиристорів. Завдяки цьому

зменшуються пульсації електромагнітного моменту двигуна, підвищується плавність руху та знижується механічне навантаження на приводний механізм.

У нижній частині схеми показано двигун постійного струму М. У його силовому колі послідовно з якорем Я увімкнені обмотка додаткових полюсів ДП і компенсаційна обмотка КО. Додаткові полюси покращують процес комутації струму в колекторно-щітковому вузлі та зменшують іскріння під щітками. Компенсаційна обмотка послаблює вплив реакції якоря, стабілізує магнітне поле машини та покращує роботу двигуна за значних і швидкозмінних навантажень. Це особливо важливо для металургійних механізмів, які працюють із частими пусками, гальмуваннями та короткочасними перевантаженнями.

Головний контактор КМ1 використовується для підключення якірного кола двигуна до тиристорного перетворювача. У нормальному робочому режимі контакт КМ1 замкнений, а контакт КМ2 розімкнений. Струм проходить від тиристорного блока через згладжувальний реактор L1, компенсаційну обмотку КО, обмотку додаткових полюсів ДП і якір двигуна. Значення напруги та струму визначається режимом роботи тиристорного перетворювача.

Паралельно якірному колу підключено гальмівний резистор R1 з контактором КМ2. Під час переходу до режиму електричного гальмування контактор КМ1 відключає двигун від тиристорного перетворювача, після чого замикається контакт КМ2. Якір двигуна з’єднується з резистором R1, і двигун переходить у генераторний режим. Кінетична енергія обертових частин механізму перетворюється на електричну енергію, яка розсіюється у вигляді тепла на гальмівному резисторі.

Опір R1 вибирається таким чином, щоб забезпечити достатню інтенсивність гальмування та водночас не допустити перевищення допустимого струму якоря. Зменшення опору забезпечує більший гальмівний струм і момент, але супроводжується підвищеним тепловим навантаженням на двигун і резистор. Тому параметри гальмівного кола визначаються з

урахуванням моменту інерції механізму, необхідного часу зупинки та допустимого струму електричної машини.

Контактори КМ1 і КМ2 повинні мати електричне та механічне блокування, яке не допускає їх одночасного ввімкнення. Одночасне замикання контактів могло б призвести до шунтування виходу перетворювача через гальмівний резистор, виникнення значного струму та пошкодження силового обладнання. У штатному режимі комутація виконується у визначеній послідовності: спочатку відключається КМ1, після чого із заданою часовою затримкою вмикається КМ2.

З валом двигуна механічно з’єднано вимірювальний вузол BR–TV. Він призначений для контролю фактичної частоти обертання та формування сигналу зворотного зв’язку за швидкістю. Отриманий сигнал може подаватися до системи автоматичного регулювання, яка порівнює фактичну швидкість із заданою та відповідно змінює керування тиристорним блоком. Це забезпечує стабілізацію швидкості при зміні навантаження, напруги мережі або параметрів технологічного процесу.

У разі зниження швидкості під дією навантаження система збільшує випрямлену напругу та струм якоря, підвищуючи електромагнітний момент двигуна. Після зменшення навантаження напруга і струм автоматично знижуються до значень, необхідних для підтримання заданої швидкості. Вузол BR–TV також може використовуватися для контролю повної зупинки двигуна перед виконанням окремих комутаційних операцій.

Ланцюг обмотки збудження двигуна на наведеній схемі умовно не показаний. Для двигуна незалежного збудження він живиться від окремого джерела постійного струму та має власні пристрої регулювання і захисту. Перед підключенням якірного кола система повинна контролювати наявність струму збудження, оскільки його зникнення може спричинити небезпечне збільшення швидкості двигуна.

Таким чином, представлена схема забезпечує плавний пуск і регулювання швидкості двигуна, згладжування випрямленого струму,

контроль частоти обертання та ефективне динамічне гальмування. Використання силового трансформатора, тиристорного перетворювача, реактора, комутаційних апаратів і гальмівного резистора дозволяє сформувати керований та захищений електропривод, придатний для роботи у складних промислових режимах.

Визначимо розрахунковий струм навантаження для вибору провідника, що живить електродвигун по формулі:

$$I_{розр.} = \frac{P \cdot 10^3}{U_{ном}} \tag{2.52}$$

де $U_{ном}$= 380 В - номінальна вихідна напруга трансформатора

Тоді:

$$I_{розр.} = \frac{15 \cdot 1000}{380} = 33,4 \text{ А}$$

При виборі перетину провідника за умовою нагрівання необхідно враховувати умови його прокладки. Тому що температура навколишнього середовища не перевищує 25 ºС, обираний кабель перевіряється тільки на умову пропущення розрахункового струму навантаження по формулі:

$$I_{дл.доп.} \geq I_{розр.} \tag{2.53}$$

Вибираємо трьохжильний алюмінієвий кабель із паперовою-просоченою ізоляцією у свинцевій обмотці перетином жили 70мм^2 типу АВВ-3×70, що допускає струмове навантаження на який $I_{дл.доп.} = 50$ А.

$$I_{дл.доп.} = 33,4 \text{ А} \geq I_{розр.} = 50 \text{ А}.$$

Отже обраний кабель задовольняє умові нагрівання.

Як вимикач навантаження приймаємо автоматичний вимикач серії ВА-53-100 з номінальним струмом відключення 50 А.

2.5 Вибір засобів вимірювання споживання електричної енергії

Розрахунковий облік електричної енергії здійснюється лічильниками, установленими на межі балансової належності на панелі обліку комірки 35 кВ № 347 підстанції 330/150/35 кВ. Для комерційного обліку застосовуються багатотарифні багатофункціональні лічильники SL 7000 Smart з номінальними параметрами 110 В, 5 А та класом точності 0,5, виготовлені ДП «Актаріс Україна». Вони забезпечують вимірювання активної та реактивної електроенергії в багатотарифному режимі та внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України.

Вторинні кола обліку, зокрема проводи, кабелі, випробувальні блоки, захисні та комутаційні апарати, виконані відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок. Для запобігання несанкціонованому втручанню передбачено пломбування всіх елементів розрахункового обліку.

Технічний облік електроенергії також здійснюється за допомогою трифазних електронних лічильників SL 7000 Smart, установлених на панелі комірки 35 кВ № 347 та на приєднаннях 6 кВ понижувальної підстанції 35/6 кВ. Лічильники вимірюють активну і реактивну енергію, напруги та струми фаз, активну, реактивну і повну потужність, а також відображають додаткові параметри електричної мережі.

Засоби комерційного обліку встановлюються у відносно невеликій кількості точок, однак повинні мати підвищену точність і відповідати вимогам державного метрологічного контролю. Лічильники SL 7000 Smart призначені

для точного комерційного та технічного обліку на великих промислових підприємствах і в мережах із розосередженим електроспоживанням.

Прилади працюють у трансформаторних схемах увімкнення, підтримують одно- та багатотарифні режими, а кількість тарифних зон може досягати 16. Вони характеризуються широким діапазоном робочих струмів і напруг та високою чутливістю.

Важливою перевагою SL 7000 Smart є можливість інтеграції до автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії. Для передавання даних можуть використовуватися імпульсні входи й виходи, цифрові інтерфейси та вбудований GSM-модем. Додаткові комунікаційні модулі підключаються без відключення лічильника та порушення метрологічних пломб, що спрощує модернізацію системи обліку.

Технічні характеристики лічильника електроенергії наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Технічні характеристики лічильника

Найменування характеристики	Значення	Примітка
Клас точності	0,5S;1.0	В залежності від виконання
Номінальні напруги, В Робочий діапазон, у % від номінального	57/100, 220/380 63/110, 230/400 ± 20	В залежності від модифікації
Номінальна частота мережі, Гц	50 ± 5%	60 ± 5% на замовлення
Номінальні (максимальні) струми, А	1(2),1(1,2),1(6) 2(6),2(10),	В залежності від модифікації

Поріг чутливості, по відношенню до номінальної Р,%	0,1 0,4	В залежності від модифікації

Лічильники SL 7000 Smart мають широкий набір функцій для комерційного і технічного обліку електроенергії. Вони забезпечують багатотарифний облік активної та реактивної енергії, відображення виміряних параметрів на рідкокристалічному дисплеї, а також накопичення графіків навантаження за 16 каналами. Кількість каналів, тривалість інтервалу усереднення та перелік контрольованих параметрів задаються програмно. Дані зберігаються в енергонезалежній пам’яті, причому тривалість зберігання графіків навантаження може досягати 900 днів.

Висока достовірність облікової інформації забезпечується функціями самодіагностики та захисту від несанкціонованого доступу. Зчитування даних можливе через оптичний порт відповідно до стандарту МЕК 1107, а також через цифрові інтерфейси RS-232, RS-485, імпульсні входи та виходи або вбудований GSM-модем. Це дає змогу використовувати лічильники у складі автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії.

SL 7000 Smart вимірює та фіксує активну і реактивну енергію за заданими часовими інтервалами. Після зчитування інформації можна будувати графіки споживання і вироблення електроенергії. Лічильник контролює рівень потужності та формує сигнал у разі перевищення встановленого порогу. Цей сигнал може використовуватися для попередження персоналу або автоматичного відключення частини навантаження з подальшим його повторним увімкненням після нормалізації режиму. Така функція дає змогу уникати перевищення договірної потужності та пов’язаних із цим додаткових витрат.

Для налаштування, зчитування та оброблення інформації використовується спеціальне програмне забезпечення. Програмування лічильника захищене системою паролів із трьома рівнями доступу.

Найнижчий рівень дозволяє лише переглядати та зчитувати дані, тоді як зміна параметрів доступна тільки авторизованому персоналу.

Конструктивно лічильник складається з датчиків струму і напруги, аналого-цифрових перетворювачів, спеціалізованого вимірювального мікропроцесора, мікроконтролера та додаткових електронних модулів. Сигнали струму і напруги надходять через високолінійні трансформатори струму та резистивні подільники напруги. Після перетворення в цифрову форму мікропроцесор обчислює значення електричних параметрів, а мікроконтролер зберігає їх у пам’яті, відображає на дисплеї та передає через інтерфейси зв’язку.

До програмованих автоматичних функцій SL 7000 Smart належать фіксація максимальної потужності, автоматичне зчитування показань у визначений день, передавання повідомлень у разі відключення та відновлення живлення, автоматичний перехід на літній і зимовий час, попередження про перевищення заданого порогу потужності та керування навантаженням. Лічильник також може виконувати перевірки якості електроенергії за встановленими межами та контролювати напругу і струм під час подачі живлення або у визначений час.

У пам’яті приладу ведеться декілька журналів. Журнал відключень містить інформацію про кількість і тривалість перерв електропостачання, а також дату і час останнього відключення та відновлення живлення. У журналі зв’язку фіксуються сеанси доступу, час програмування та останньої зміни налаштувань. Журнал подій реєструє моменти виходу контрольованих параметрів за встановлені межі, а журнал показників якості електроенергії накопичує кількість і сумарну тривалість таких відхилень.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії підприємства ТОВ «ЦВ» використовує внутрішньозаводські телефонні лінії. Передавання даних здійснюється через інтерфейс RS-232 і модеми, встановлені з боку приладів обліку та персонального комп’ютера. Як

перетворювачі інтерфейсів застосовуються модулі ADAM-4520 виробництва Advantech.

Модулі серії ADAM-4000 підтримують двопровідний інтерфейс RS-485 і швидкість передавання даних від 1200 до 115200 біт/с. Максимальна довжина одного сегмента мережі становить 1200 м, а до одного послідовного порту може бути підключено до 256 пристроїв. Обмін даними відбувається в асинхронному напівдуплексному режимі із застосуванням ASCII-протоколу та контролю помилок за допомогою контрольної суми. Модулі допускають підключення і відключення без припинення роботи мережі та забезпечують захист ліній зв'язку від завад і імпульсних перенапруг.

Живлення модулів здійснюється постійною напругою від 10 до 30 В із захистом від неправильної полярності. Корпус виготовляється з ABS-пластику, а монтаж виконується на DIN-рейку або панель. Пристрої можуть експлуатуватися за температури від –10 до +70 °С, відносної вологості від 5 до 95 % без утворення конденсату.

В таблиці 2.10 представлені зведені можливості енергозберігаючих заходів.

Таблиця 2.10 – Можливості енергозбереження на ТОВ «Метстансервіс»

№	Назва можливості з енергозбереження	Річна економія електричної енергії, тис. кВт · год
1	Модернізація агрегату поперечного різання	343,4
2	Модернізація системи освітлення	99,6
3	Компенсація реактивної потужності	411,5
Всього		854,5

В результаті впровадження заходів з енергозбереження, економія електричної енергії складе близько 854,5 тис. кВт · год.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ

3.1 Розрахунок економічного ефекту від впровадження енергозберігаючих заходів

3.1.1 Модернізація агрегату поперечного різання

Ефективність заміни малозавантаженого електродвигуна агрегату поперечного різання визначається одержаним зниженням втрат активної потужності в двигуні $\Delta P = 3{,}18$кВт:

Економія грошових коштів при реалізації даного заходу становить:

$$E = \Delta P \cdot t_{роб} \cdot в \tag{3.1}$$

$$E = 73 \cdot 3{,}18 \cdot 5200 \cdot 1{,}84 = 357689 \text{грн/рік}$$

Капітальні затрати на реалізацію даного заходу становлять 486 тис. грн – 3 двигуни за ціною 166857 грн. кожен.

Простий термін окупності становитиме, років:

$$T = \frac{K}{E} \tag{3.2}$$

$$T = \frac{486}{357{,}689} = 1{,}36 \text{ років.}$$

3.1.2 Перехід на більш ефективні джерела світла

Визначимо економію електроенергії в гривнях при заміні люмінесцентних ламп типу ДРЛ на лампи типу ЛХБ:

$$E_{грн} = 365 \cdot (C_{ДРЛ} - C_{ЛХБ}) \cdot b, \quad (3.3)$$

де $C_{ДРЛ}$ – споживання електроенергії лампами типу ДРЛ,

$C_{ЛХБ}$ – споживання електроенергії лампами типу ЛХБ,

b – тариф на електричну енергію, 1,84 (грн./ кВт год);

Споживання електроенергії за добу визначається за формулою:

$$\Delta W = (C_{ДРЛ} - C_{ЛХБ}) \cdot 8, \quad (3.4)$$

$$\Delta W = 273 \text{ кВт год/добу.}$$

$$E_{грн} = 273 \cdot 1,04 = 284 \text{(грн./добу)} = 103,5 \text{ тис. грн./рік.}$$

Розрахуємо витрати для заміни ламп типу ДРЛ- 400 на лампи типу ЛХБ-80.

Вирати діляться на:

- придбання 3200 ламп типу ЛХБ -80 та 1600 світильників типу Л201Б;
- доставка.

Витрати на придбання ламп типу ЛХБ потужністю 80 Вт та світильників типу Л201Б.

$$B_{ЛХБ} = Ц \cdot n, \quad (3.5)$$

де $Ц$ – вартість однієї лампи зі світильником, $Ц$ = 340 грн.

n – кількість ламп, яка дорівнює 320.

$$B_{ЛХБ} = Ц \cdot 320 = 108800 \text{ грн.}$$

Витрати на доставку:

$$B_д = 2000 \text{ грн.}$$

Сумарні витрати знайдемо за формулою:

$$B_{сум} = B_{ДРЛ} + B_д \tag{3.6}$$

$$B_{сум} = 108800 + 2000 = 110800 \text{ грн.}$$

Тоді простий строк окупності буде дорівнювати:

$$T_{ок} = \frac{B_{сум}}{E_{грн}} \tag{3.7}$$

$$T_{ок} = \frac{110800}{103500} = 1{,}06 \text{ років.}$$

3.1.3 Розрахунок економічного ефекту від компенсації реактивної потужності

Термін окупності даної установки визначимо за виразом:

$$T = \frac{K}{Екк}, \tag{3.8}$$

де $К$ - капітальні затрати на придбання та встановлення КУ;

$Еку$ - економія від встановлення КУ.

Сумарні зведені витрати визначаються по формулі, грн.:

$$З=E_н \cdot K_i + B_i \tag{3.9}$$

де $E_н$ =0,223 – нормативний коефіцієнт для КБ з урахуванням амортизації і обслуговування;

K_i - капітальні витрати для i-го варіанту, грн.;

B_i – експлуатаційні витрати від втрат електричної енергії, грн.:

$$n_i=\Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_м \cdot C_w \, , \tag{3.10}$$

де ΔP_{Σ} - втрати потужності в розподільній мережі 0.4 кВ, визначається за лічильником;

$C_w=1,84$ грн/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії за даними заводу на грудень 2017 року;

$\tau_м$ - число годин максимальних втрат:

$$\tau_м=\left(0,124+\frac{T_м}{10000}\right)^2 \cdot 8760 \tag{3.11}$$

де $T_м$ - число використання годин максимуму, год.; 8760 – число годин у році, год.

$$\tau_м=\left(0,124+\frac{5200}{10000}\right)^2 \cdot 8760=3633 \text{ год.}$$

Для варіанту І визначаємо загальні приведені витрати.

Вартість конденсаторної батареї за прейскурантом для компенсуючого приладу буде дорівнювати:

$$K_I = C_{кб} \quad (3.12)$$

Експлуатаційні витрати дорівнюють:

$$B_I = 13{,}06 \cdot 3633 \cdot 0{,}246 \cdot 10^{-3} = 11.67 \text{ тис.грн},$$

де $\Delta P_{\Sigma} = 13.06$ кВт – втрати потужності в розподільній мережі 0.4 кВ, визначається за лічильником.

Загальні приведені витрати визначаються:

$$З_I = 0{,}223 \cdot 15{,}65 + 11{,}67 = 15{,}16 \text{ тис.грн}.$$

Вихідні дані для вибору потужності приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Визначення техніко-економічних показників варіантів

Найменування показника		I варіант	II варіант	III варіант
Капітальні Витрати, тис.грн	$K_{кру}$	-	33.3	66.6
	$K_{нку}$	111.6	68.4	-
	$K_{вку}$	-	24.2	44.2
	K_{Σ}	902.4	916.7	987.5
Втрати потужності, кВт	$\Delta P_{ку}$	27.2	22.8	18.9
	$\Delta P_{кл10}$	6.81	8.52	12.74
	ΔP_{Σ}	34.01	31.32	31.64
Втрати електроенергії, МВт·год	$\Delta W_{ктп}$	415.8	460.5	541.4
	$(\Delta W_{ку} + \Delta W_{кл})$	123.6	113.8	46.3
	ΔW_{Σ}	539.34	574.3	587.7
Зведені витрати, тис.грн	$З$	132.1	140.7	160.8

Варіант з приєднанням компенсуючого приладу безпосередньо до шин РУ - 0,4 кВ має переваги, пов’язані із зручністю обслуговування і можливістю регулювання потужності компенсуючого приладу. Тому для усіх комплектних трансформаторних підстанцій вибираємо приєднання компенсуючого приладу до шин комплектної трансформаторної підстанції.

Таким чином, визначаємо різницю приведених витрат для варіантів II та III відносно базового варіанту I:

$$\Delta З_{II}=\frac{З_{II}-З_I}{З_I}\cdot 100\% \quad (3.13)$$

$$\Delta З_{III}=\frac{З_{III}-З_I}{З_I}\cdot 100\% \quad (3.14)$$

$$\Delta З_{II}=\frac{140,7-132,1}{132,1}\cdot 100\%=5,9\%$$

,

$$\Delta З_{III}=\frac{160,8-132,1}{132,1}\cdot 100\%=9,8\%$$

Виходячи з техніко-економічного порівняння варіантів можна зробити висновок про те, що варіант з повною компенсацією реактивної потужності на стороні 0,4 кВ та варіант з частковою компенсацією реактивної потужності на стороні 0,4 кВ є майже рівноцінними. Подальший вибір варіанту компенсації реактивної потужності пов'язаний з умовами обслуговування та автоматичного регулювання потужності компенсуючого пристрою. Варіант I більше відповідає вище приведеним умовам, тому остаточно вибираємо I варіант.

Втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту з компенсуючими приладами розраховується за формулою:

$$\delta\Delta W_T^I = 2\left(12\cdot 8760 + 0{,}61^2\cdot 60\cdot 3633\right)\cdot 10^{-3} = 372{,}5 \text{МВт·год}$$

Економія електроенергії складає:

$$\delta\Delta W_T = \Delta W_T - \Delta W_T^I, \qquad (3.15)$$

$$\delta\Delta W_T = 468{,}7 - 372{,}5 = 96{,}7 \text{МВт·год},$$

де ΔW_T - втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту без компенсуючих пристроїв, МВт·год;

ΔW_T^I - втрати електричної енергії в трансформаторах для варіанту з компенсуючими пристроями, МВт·год.

Витрати на автоматизацію та обслуговування обладнання, грн.:

$$И_{а.о.} = \frac{a_1 + o_1}{100} C_1 \cdot \sum Q_{НКУ} + \frac{a_2 + o_2}{100} C_2 \cdot \sum Q_{ВКУ} +$$

$$+ C_3 \cdot \sum S_{номі} + C_4 \cdot \sum ВКУ, \qquad (3.16)$$

де a_1, a_2, a_3, a_4 – відрахування на амортизацію відповідно, низьковольтних компенсуючих приладів, високовольтних компенсуючих приладів, трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції, апаратів для приєднання високовольтних компенсуючих приладів до мережі (елемент РП), %;

o_1, o_2, o_3, o_4 - відрахування на обслуговування відповідно, низьковольтних компенсуючих приладів, високовольтних компенсуючих приладів, трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції, апаратів для приєднання високовольтних компенсуючих приладів до мережі (елемент РП), %;

C_1 - вартість одного низьковольтного компенсуючого приладу, грн.;

$\sum Q_{НКУ}$ - кількість низьковольтних компенсуючих приладів, шт.;

C_2 - вартість одного високовольтного компенсуючого приладу, грн.;

$\sum Q_{ВКУ}$ - кількість високовольтних компенсуючих приладів, шт.;

C_3 - вартість одного трансформатора, грн.;

$\sum S_{номі}$ - кількість трансформаторів, шт.;

C_4 - вартість одного апарату для приєднання високовольтних компенсуючих приладів в мережі (елемент РП), грн.;

$\sum ВКУ$ - кількість апаратів для приєднання високовольтних компенсуючих приладів в мережі (елемент РП), шт.

Вартість втрат електроенергії, грн.:

$$И_{\Delta e}=C_w\cdot(\Delta W_{ктп}+\Delta W_{КЛ10}), \quad (3.17)$$

де C_w – вартість електроенергії, грн./кВт·год;

$\Delta W_{ктп}$ - втрати електроенергії в трансформаторах, кВт;

$\Delta W_{КЛ10}$ - втрати електроенергії в кабельних лініях, кВт.

Приведені витрати для базового варіанту, тис.грн.:

$$З_{баз} = И_{а\,о} + И_{\Delta e}, \quad (3.18)$$

де $И_{а\,о}$ - витрати на автоматизацію та обслуговування обладнання, тис.грн;

$И_{\Delta e}$ - вартість втрат електроенергії.

$$З_{баз}=(6{,}4+3)/100\cdot 876{,}7+0{,}246\cdot(541{,}3+46{,}3)=461 \text{ тис.грн}$$

Річний економічний ефект:

$$Э_г = З_{баз} - З_I \quad (3.19)$$

$Э_г$=461000-333300=127,7 тис.грн./рік

Результати розрахунків зведено до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 Техніко-економічне порівняння варіантів підключення компенсуючих пристроїв

Найменування показника		I варіант	II варіант	III варіант
1		2	3	4
Капітальні витрати, тис.грн	$K_{кру}$	-	33.3	66.7
	$K_{нку}$	111.6	68.4	-
	$K_{вку}$	-	24.2	44.2
	K_{Σ}	902.4	916.7	987.5
Втрати потужності	$\Delta P_{ку}$	27.2	22.8	18.9
	$\Delta P_{кл10}$	6.81	8.52	12.74
	ΔP_{Σ}	34.01	31.32	31.64
Втрати електроенергії, МВт·год	$\Delta W_{ктп}$	415.8	460.5	541.4
	$(\Delta W_{ку}+\Delta W_{кл})$	123.6	113.8	46.3
	ΔW_{Σ}	539.34	574.3	587.7
Експлуатаційні витрати, тис.грн		132.1	140.7	160.8
Економічний ефект, тис.грн		127,70	118,40	113,60

Термін окупності:

$$T=\frac{K_{ку}}{E_г}; \quad (3.20)$$

T=111,6/127,7=0,87 років.

Економічна ефективність капіталовкладень:

$$E=1/T \quad (3.21)$$

$$E=1/0,87=1,15.$$

В результаті, E не перевищує нормативний коефіцієнт, що свідчить про доцільність впровадження проекту.

3.2 Загальні техніко-економічні показники впровадження енергозберігаючих заходів

Капітальні інвестиції являють собою сукупність фінансових ресурсів, необхідних для практичної реалізації проєкту реконструкції та введення в експлуатацію нового обладнання. Вони охоплюють усі одноразові витрати, які підприємство повинно здійснити до початку отримання економічного ефекту від запропонованих технічних заходів. Точне визначення обсягу капітальних інвестицій є важливим етапом техніко-економічного обґрунтування, оскільки від їх величини залежать строк повернення вкладених коштів, прибутковість проєкту та загальна доцільність його реалізації.

Оцінювання капітальних інвестицій проводиться з урахуванням усіх витрат, пов’язаних із реконструкцією об’єкта. До них належать витрати на виконання будівельних і підготовчих робіт, демонтаж застарілого обладнання, придбання нових електротехнічних пристроїв, їх транспортування, монтаж, налагодження та введення в експлуатацію. Також можуть враховуватися витрати на проєктування, технічний нагляд, прокладання кабельних ліній, модернізацію систем керування, захисту й автоматизації, а також інші супутні роботи, необхідні для забезпечення надійної та безпечної експлуатації обладнання.

За результатами зведеного кошторисного розрахунку загальний обсяг капітальних інвестицій, необхідних для реконструкції об’єкта та придбання

нового обладнання, становить 2054,6 тис. грн. Ця сума характеризує початкову потребу підприємства у фінансових ресурсах і надалі використовується як базовий показник для оцінювання економічної ефективності проєкту.

Вартість основних фондів визначається на підставі загального обсягу капітальних вкладень, установленого зведеним кошторисом. При цьому із загальної суми виключаються витрати, які не формують первісну вартість основних засобів. До них можуть належати окремі організаційні, консультаційні та інші платежі, що безпосередньо не пов’язані зі створенням або модернізацією обладнання, будівель, споруд і передавальних пристроїв.

До складу основних фондів, створених або оновлених у межах проєкту, можуть входити силові трансформатори, комутаційна апаратура, кабельні лінії, розподільні пристрої, системи релейного захисту, автоматики, контролю та обліку електроенергії. Усі ці елементи використовуються протягом тривалого періоду та поступово переносять свою вартість на результати діяльності підприємства через амортизаційні відрахування.

Для правильного нарахування амортизації основні фонди розподіляються за відповідними групами залежно від їх функціонального призначення, строку корисного використання та характеру експлуатації. Такий розподіл необхідний тому, що різні види обладнання мають неоднакову тривалість служби, різну інтенсивність фізичного зношування та різні темпи морального старіння. Наприклад, трансформатори, кабельні мережі, комутаційні апарати, засоби автоматизації та обчислювальна техніка можуть належати до різних амортизаційних груп.

Річні амортизаційні відрахування визначаються відповідно до прийнятих для кожної групи основних засобів норм. Амортизація відображає поступове перенесення вартості обладнання на результати його експлуатації та одночасно виступає внутрішнім джерелом фінансування подальшого оновлення основних фондів. За рахунок амортизаційних коштів підприємство може виконувати ремонт, модернізацію або заміну обладнання після завершення строку його корисного використання.

Ефективність капітальних вкладень оцінюється за сукупністю взаємопов’язаних економічних показників. Один окремий показник не дає повної характеристики проєкту, тому необхідно одночасно враховувати прибутковість вкладених коштів, тривалість їх повернення, величину економії ресурсів і загальний грошовий результат.

Одним із важливих показників є рентабельність капітальних вкладень. Вона характеризує, який економічний результат отримує підприємство на кожну вкладену гривню. Чим вищою є рентабельність, тим ефективніше використовуються інвестовані кошти. Водночас цей показник необхідно оцінювати разом зі строком реалізації проєкту, прогнозованою тривалістю експлуатації обладнання та можливими ризиками.

Питомі капітальні вкладення показують, яка сума інвестицій припадає на одиницю отриманого результату. Для енергозберігаючого проєкту таким результатом може бути річна економія електроенергії, зниження максимальної потужності, зменшення технологічних втрат або введення певної потужності нового обладнання. Цей показник дає змогу порівнювати декілька технічних рішень і визначати варіант, який забезпечує необхідний ефект за найменших витрат.

Найбільш наочним показником є строк окупності капітальних вкладень. Він відображає період, протягом якого початкові інвестиції повертаються за рахунок економії ресурсів, додаткового прибутку та амортизаційних відрахувань. До завершення цього періоду проєкт переважно працює на відшкодування вкладених коштів, а після окупності починає приносити підприємству чистий економічний результат.

Під час визначення строку окупності враховується чистий грошовий потік, який формується з прибутку, отриманого від реалізації проєкту, та суми амортизаційних відрахувань. Амортизація включається до грошового потоку тому, що вона є розрахунковою витратою і не супроводжується фактичним вибуттям коштів у відповідному періоді. Отже, ці ресурси залишаються в

розпорядженні підприємства та можуть використовуватися для повернення початково вкладеного капіталу.

Чим коротшим є строк окупності порівняно з прийнятним для підприємства періодом, тим привабливішим вважається інвестиційний проєкт. Однак оцінювання лише за цим показником є недостатнім, оскільки він не повністю враховує економічні результати, отримані після повернення вкладених коштів, а також зміну вартості грошей у часі.

Для більш повної оцінки доцільно додатково визначати чисту теперішню вартість, індекс прибутковості, внутрішню норму рентабельності та дисконтований строк окупності. Чиста теперішня вартість характеризує різницю між приведеними до поточного моменту грошовими надходженнями та початковими інвестиціями. Додатне значення цього показника свідчить про те, що проєкт забезпечує економічний ефект і збільшує вартість підприємства.

Індекс прибутковості показує співвідношення між дисконтованими доходами та початковими вкладеннями. Внутрішня норма рентабельності характеризує максимальну вартість залученого капіталу, за якої проєкт залишається економічно доцільним. Дисконтований строк окупності дає змогу визначити період повернення вкладених коштів з урахуванням поступового знецінення майбутніх грошових надходжень.

Таким чином, капітальні інвестиції в обсязі 2054,6 тис. грн становлять фінансову основу реалізації проєкту реконструкції. Їх ефективність повинна оцінюватися комплексно, з урахуванням річної економії, приросту прибутку, амортизаційних відрахувань, рентабельності, питомих вкладень і строку окупності. Такий підхід дозволяє визначити, наскільки швидко підприємство поверне вкладені кошти, який економічний результат буде отримано протягом усього періоду експлуатації нового обладнання та чи є запропонований проєкт фінансово обґрунтованим.

Строк окупності капітальних вкладень визначається за формулою:

$$T = \frac{\sum K}{\sum E}$$

де $\sum K$ – сумарні капітальні вкладення в енергозберігаючий проект;

$\sum E$ - сумарна економія, що планується, за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів з урахуванням експлуатаційних та інших витрат.

$$\sum K = 0,288 + 0,112 + 0,486 = 0,707 \text{ млн. грн.}$$

$$\sum E = 0,428 + 0,103 + 0,357 = 0,888 \text{ млн. грн.}$$

$$T = \frac{0,707}{0,888} = 0,8 \text{ років.}$$

Ефективність капіталовкладень:

$$E = 1,256 .$$

В результаті, E не перевищує нормативний коефіцієнт, що свідчить про доцільність впровадження проекту.

ВИСНОВКИ

У роботі було здійснено комплексний аналіз структури електроспоживання та основних груп споживачів електричної енергії на підприємстві ТОВ «Метстансервіс». У процесі дослідження розглянуто особливості функціонування основного та допоміжного електрообладнання, режими його роботи, рівень завантаження, тривалість експлуатації, а також характер споживання активної та реактивної електричної енергії. Окрему увагу приділено оцінюванню втрат електроенергії в системі внутрішнього електропостачання підприємства, роботі трансформаторного обладнання, кабельних ліній, електроприводів і систем освітлення.

Проведене дослідження дозволило встановити, що електрична енергія займає важливе місце у структурі енергетичних витрат підприємства та безпосередньо впливає на собівартість продукції. Значна частина електроенергії споживається електроприводами технологічних механізмів, системами транспортування металу, допоміжним обладнанням, освітлювальними установками, а також агрегатами обробки та різання продукції. У зв’язку з цим саме електротехнічний комплекс підприємства має найбільший потенціал для впровадження організаційних і технічних заходів з енергозбереження.

У роботі були розглянуті можливості зниження електроспоживання без погіршення продуктивності, якості продукції та надійності технологічного процесу. Аналіз охоплював як маловитратні організаційні заходи, так і технічні рішення, що потребують певних капіталовкладень. До таких рішень належать компенсація реактивної потужності, модернізація окремих технологічних агрегатів, підвищення ефективності електроприводів, удосконалення систем обліку електроенергії, зменшення втрат у мережах та оптимізація режимів роботи обладнання.

Результати виконаних розрахунків показали, що впровадження енергозберігаючих заходів може забезпечити істотне скорочення як споживання електричної енергії, так і фінансових витрат підприємства. Економічний ефект формується не лише внаслідок прямого зниження кількості спожитої електроенергії, але й завдяки зменшенню втрат у трансформаторах і кабельних лініях, скороченню платежів за реактивну електроенергію, підвищенню коефіцієнта потужності, зниженню навантаження на електрообладнання та продовженню строку його експлуатації.

Проведений аналіз підтвердив, що найбільший резерв енергозбереження на підприємстві пов’язаний саме з електричною енергією. Це пояснюється значною кількістю електрифікованого технологічного обладнання, високою тривалістю його роботи та наявністю споживачів з індуктивним характером навантаження. Отже, підвищення ефективності використання електроенергії є одним із головних напрямів удосконалення енергетичного господарства ТОВ «Метстансервіс».

За результатами виконаної роботи можна сформулювати такі основні висновки.

1. Запропонований комплекс енергозберігаючих заходів забезпечує значний економічний ефект.

Розрахунки показали, що впровадження запропонованих заходів зі зниження споживання та втрат електричної енергії дозволяє отримати економічний ефект на рівні близько 0,888 млн грн на рік за цінами станом на січень 2018 року. Досягнення такого результату можливе завдяки комплексному підходу, який передбачає одночасне скорочення непродуктивних витрат електроенергії, зменшення втрат у системі електропостачання, оптимізацію роботи електрообладнання та підвищення ефективності використання встановленої потужності.

Зазначений економічний ефект свідчить про наявність суттєвих внутрішніх резервів енергозбереження, які можуть бути реалізовані без

кардинальної перебудови всього виробничого процесу. Більшість запропонованих заходів спрямована на вдосконалення вже існуючої системи електропостачання та підвищення ефективності чинного обладнання. Це знижує інвестиційні ризики та дозволяє підприємству поступово здійснювати модернізацію залежно від наявних фінансових можливостей.

Реалізація заходів також сприятиме зменшенню максимального навантаження на електричну мережу, покращенню режимів роботи трансформаторів і кабельних ліній, зниженню нагрівання струмопровідних елементів та підвищенню надійності електропостачання. У довгостроковій перспективі це може забезпечити додатковий економічний ефект завдяки скороченню кількості аварійних відключень, ремонтів і простоїв технологічного обладнання.

2. Найбільш ефективними заходами є компенсація реактивної потужності та модернізація агрегату поперечного різання.

Порівняння запропонованих технічних рішень показало, що найбільший внесок у загальний економічний результат забезпечують компенсація реактивної потужності та модернізація агрегату поперечного різання. Сумарне впровадження цих заходів дозволяє скоротити витрати підприємства на електричну енергію приблизно на 0,785 млн грн на рік.

Компенсація реактивної потужності є особливо важливою для підприємства, оскільки значна частина його обладнання має індуктивний характер навантаження. До таких споживачів належать асинхронні електродвигуни, силові трансформатори, електромагнітні апарати та інші електротехнічні установки. Передавання реактивної потужності по внутрішніх мережах збільшує струм, викликає додаткові втрати активної енергії та знижує пропускну здатність електрообладнання.

Установлення компенсувальних пристроїв дозволяє підвищити коефіцієнт потужності, зменшити струмове навантаження на трансформатори й кабельні лінії та знизити втрати електроенергії. Крім того, компенсація реактивної потужності сприяє стабілізації напруги, підвищенню ефективності

використання встановленої потужності трансформаторів та скороченню платежів, пов’язаних із перетіканням реактивної енергії.

Не менш важливим заходом є модернізація агрегату поперечного різання. Це обладнання належить до основних технологічних споживачів і має значний вплив на загальне електроспоживання підприємства. Удосконалення його електропривода, системи керування та режимів роботи дозволяє зменшити непродуктивні витрати електроенергії, підвищити точність виконання технологічних операцій та знизити механічні навантаження на окремі вузли.

Модернізація агрегату може також забезпечити скорочення тривалості перехідних режимів, зниження пускових струмів, покращення регулювання швидкості та зменшення зношування механічних частин. У результаті підприємство отримує не лише енергетичний, а й додатковий експлуатаційний ефект, пов’язаний зі зниженням витрат на ремонт, обслуговування та заміну обладнання.

Таким чином, компенсація реактивної потужності та модернізація агрегату поперечного різання є пріоритетними напрямами реалізації програми енергозбереження. Саме ці заходи доцільно впроваджувати в першу чергу, оскільки вони забезпечують найбільшу частку загальної економії та мають важливе значення для підвищення надійності технологічного процесу.

3. Упровадження енергозберігаючих заходів сприятиме зниженню собівартості продукції.

Енергетичні витрати є складовою собівартості продукції, тому скорочення споживання електроенергії безпосередньо впливає на економічні показники діяльності підприємства. Зменшення витрат на електроенергію дозволяє скоротити виробничі витрати, підвищити прибутковість і покращити конкурентоспроможність продукції ТОВ «Метстансервіс».

Зниження собівартості продукції може бути використане підприємством для формування більш гнучкої цінової політики, розширення ринків збуту, збільшення обсягів виробництва або створення додаткових фінансових

ресурсів для подальшої модернізації. Отримана економія може спрямовуватися на оновлення технологічного обладнання, вдосконалення систем обліку, впровадження автоматизованого енергетичного менеджменту та реалізацію нових заходів з енергоефективності.

Крім прямої економії, запропоновані заходи мають низку додаткових переваг. Зниження навантаження на електрообладнання сприяє підвищенню його надійності, зменшенню аварійності та збільшенню строку служби. Покращення параметрів електричної мережі позитивно впливає на стабільність технологічного процесу та якість продукції. У результаті підприємство може скоротити не лише енергетичні, але й ремонтні, експлуатаційні та непрямі виробничі витрати.

Реалізація програми енергозбереження також сприяє вдосконаленню системи управління енергетичними ресурсами. Для цього необхідно організувати постійний контроль основних показників електроспоживання, визначати питомі витрати електроенергії на одиницю продукції, аналізувати відхилення фактичних показників від планових і регулярно оцінювати ефективність упроваджених рішень.

Особливу увагу доцільно приділити створенню системи технічного обліку електроенергії на рівні окремих цехів, технологічних ліній і найбільш потужних споживачів. Це дозволить точніше визначати джерела надмірного споживання, оперативно виявляти нераціональні режими роботи та своєчасно приймати управлінські рішення.

Отже, проведене дослідження підтвердило технічну й економічну доцільність реалізації запропонованих енергозберігаючих заходів на підприємстві ТОВ «Метстансервіс». Їх упровадження дозволить зменшити споживання та втрати електричної енергії, скоротити щорічні фінансові витрати, розвантажити систему електропостачання, підвищити надійність роботи обладнання та знизити собівартість продукції.

Найбільший ефект очікується від компенсації реактивної потужності та модернізації агрегату поперечного різання. Однак максимальний результат

може бути досягнутий лише за умови комплексної реалізації технічних, організаційних та інформаційних заходів. Важливо не обмежуватися одноразовою модернізацією, а забезпечити постійний моніторинг електроспоживання, контроль фактичної економії та подальше вдосконалення енергетичної політики підприємства.

Таким чином, підвищення енергоефективності ТОВ «Метстансервіс» слід розглядати як довгостроковий напрям розвитку підприємства. Раціональне використання електричної енергії не лише забезпечує безпосередню фінансову економію, але й створює передумови для модернізації виробництва, підвищення конкурентоспроможності продукції та забезпечення стабільної роботи підприємства в майбутньому.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Shrivastava A. Comparison of energy consumption and environmental impact of friction stir welding and gas metal arc welding for aluminum / A. Shrivastava, M. Krones, F. E. Pfefferkorn // CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology. – 2015. – Vol. 9. – P. 159–168. – DOI: 10.1016/j.cirpj.2014.10.001.

2. Sproesser G. Life Cycle Assessment of welding technologies for thick metal plate welds / G. Sproesser, Y.-J. Chang, A. Pittner, M. Finkbeiner, M. Rethmeier // Journal of Cleaner Production. – 2015. – Vol. 108, Part A. – P. 46–53. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.06.121.

3. Sproesser G. Energy efficiency and environmental impacts of high power gas metal arc welding / G. Sproesser, Y.-J. Chang, A. Pittner, M. Finkbeiner, M. Rethmeier // The International Journal of Advanced Manufacturing Technology. – 2017. – Vol. 91. – P. 3503–3513. – DOI: 10.1007/s00170-017-9996-7.

4. Haelsig A. Determination of energy flows for welding processes / A. Haelsig, P. Mayr, M. Kusch // Welding in the World. – 2016. – Vol. 60. – P. 259–266. – DOI: 10.1007/s40194-016-0297-9.

5. Wei H. Energy efficiency evaluation of hot-wire laser welding based on process characteristic and power consumption / H. Wei, Y. Zhang, L. Tan, Z. Zhong // Journal of Cleaner Production. – 2015. – Vol. 87. – P. 255–262. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.10.009.

6. Goffin N. Mathematical modelling for energy efficiency improvement in laser welding / N. Goffin, L. C. R. Jones, J. Tyrer et al. // Journal of Cleaner Production. – 2021. – Vol. 322. – Article 129012. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.129012.

7. Pastras G. A numerical approach to the energy efficiency of laser welding / G. Pastras, A. Fysikopoulos, G. Chryssolouris // The International Journal of

Advanced Manufacturing Technology. – 2017. – Vol. 92. – P. 1243–1253. – DOI: 10.1007/s00170-017-0187-3.

8. Yan W. Multi-objective optimization of arc welding parameters: the trade-offs between energy and thermal efficiency / W. Yan, H. Zhang, Z.-G. Jiang, K. K. B. Hon // Journal of Cleaner Production. – 2017. – Vol. 140. – P. 1842–1849. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.03.171.

9. Vimal K. E. K. Modelling, assessment and deployment of strategies for ensuring sustainable shielded metal arc welding process: a case study / K. E. K. Vimal, S. Vinodh, A. Raja // Journal of Cleaner Production. – 2015. – Vol. 93. – P. 364–377. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.01.049.

10. Jamal J. A study on sustainability assessment of welding processes / J. Jamal, B. Darras, H. Kishawy // Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part B: Journal of Engineering Manufacture. – 2020. – Vol. 234, No. 3. – P. 501–512. – DOI: 10.1177/0954405419875355.

11. Rivas D. Towards sustainability of manufacturing processes by multiobjective optimization: a case study on a submerged arc welding process / D. Rivas, R. Quiza, M. Rivas, R. E. Haber // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 212904–212916. – DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3040196.

12. González-González C. Environmental and economic analyses of TIG, MIG, MAG and SMAW welding processes / C. González-González, J. Los Santos-Ortega, E. Fraile-García, J. Ferreiro-Cabello // Metals. – 2023. – Vol. 13, No. 6. – Article 1094. – DOI: 10.3390/met13061094.

13. Sangwan K. S. Life Cycle Assessment of arc welding and gas welding processes / K. S. Sangwan, C. Herrmann, P. Egede, V. Bhakar, J. Singer // Procedia CIRP. – 2016. – Vol. 48. – P. 62–67. – DOI: 10.1016/j.procir.2016.03.096.

14. Choi W. J. Welding parameter maps to help select power and energy consumption of friction stir welding / W. J. Choi, J. D. Morrow, F. E. Pfefferkorn, M. R. Zinn // Journal of Manufacturing Processes. – 2018. – Vol. 33. – P. 35–42. – DOI: 10.1016/j.jmapro.2018.04.017.

15. Buffa G. An insight into the electrical energy demand of friction stir welding processes: the role of process parameters, material and machine tool architecture / G. Buffa, G. Ingarao, D. Campanella et al. // The International Journal of Advanced Manufacturing Technology. – 2019. – Vol. 100. – P. 3013–3024. – DOI: 10.1007/s00170-018-2896-7.

16. ISO 50001:2018. Energy management systems — Requirements with guidance for use. – Geneva : International Organization for Standardization, 2018. – Офіційна сторінка: ISO 50001:2018.

17. ISO 20140-1:2019. Automation systems and integration — Evaluating energy efficiency and other factors of manufacturing systems that influence the environment — Part 1: Overview and general principles. – Geneva : ISO, 2019. – Офіційна сторінка: ISO 20140-1:2019.

18. IEC 60974-1:2021. Arc welding equipment — Part 1: Welding power sources. – Geneva : International Electrotechnical Commission, 2021. – Офіційна сторінка: IEC 60974-1:2021.