МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ ЗАПОРІЗЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення ефективності цехів промислового підприємства за рахунок використання когенераційної установки

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1414
Танковський Дмитро Анатолійович
(ПІБ)

спеціальності
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

освітньої програма
Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва освітньої програми)

спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)

Керівник к. т. н., доцент Башлій С.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент викладач Коломієць Д.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ ЗАПОРІЗЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень
Спеціальність 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація _____

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____

д.т. н., професор В. Л. Коваленко

«____» _____ 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ
«МАГІСТР»

Танковському Дмитру Анатолійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи Підвищення ефективності цехів промислового підприємства за рахунок використання когенераційної установки
затверджені наказом ЗНУ від «27» лютого 2025 року № 313–с
2. Строк подання здобувачем кваліфікаційної роботи магістра 12.12.2025
3. Вихідні дані роботи параметри існуючого обладнання цукрового заводу, об'єми споживаної електричної та теплової потужності, технічні характеристики електричних апаратів, електрична схема.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ, 1) Теоретичні основи та характеристики об'єкта дослідження; 2) Розробка технічного рішення щодо впровадження когенераційної установки; 3) Економічне обгрунтування та ефективність проєкту; Висновки.
5. Перелік графічного матеріалу 1) Мета та завдання кваліфікаційної роботи. 2) Актуальні проблеми в процесі підвищення енергоефективності на промислових підприємствах. 3) Загальна характеристика підприємства. 4) Енергоспоживання цехів підприємства. 5) Тип та параметри когенераційної

установки. 6) Головна схема живлення підприємства. 7) Технічні параметри обладнання. 8) Схеми захисту та автоматики. 9) Модель мережі підприємства.10) Результати моделювання режимів. 11) Капітальні витрати на впровадження когенераційної установки. 12) Річні експлуатаційні витрати когенераційної установки. 13) Термін окупації проєкту. 14) Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	23.05.2025	
Розділ 2	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	05.08.2025	
Розділ 3	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	10.10.2025	

7. Дата видачі завдання 28. 02. 2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	**Аналіз сучасних підходів по підвищенню енергоефективності промислових підприємств та їх енергоспоживання**	23.07.2025	
2	**Розробка схеми інтеграції когенераційної установки у мережу підприємства**	27.09.2025	
3	**Розрахунок та оцінка капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення когенераційної установки**	28.11.2025	

Здобувач вищої освіти _____ Танковський Д. А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Д.А. Танковський. Підвищення ефективності цехів промислового підприємства за рахунок використання когенераційної установки.

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник С.В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2025.

Об’єкт дослідження – система енергоспоживання промислового підприємства

Предмет дослідження – методи підвищення енергоефективності систем енергопостачання підприємства за рахунок когенераційної установки.

Мета дослідження – розробка техніко-економічного обґрунтування впровадження когенераційної установки на промисловому підприємстві з урахуванням його реальних потреб в енергоресурсах.

Методи дослідження – енергетичний аналіз, технічні розрахунки та розробки схем підключення, економіко-математичні методи, системний аналіз для комплексної оцінки взаємодії.

В роботі проведено аналіз актуальних проблем в процесі підвищення енергоефективності промислових підприємств. Аналіз витрат електричної та теплової енергії. Були розглянуті різні варіанти впровадження когенераційної установки, її вибір та обґрунтування, що підтверджене технічно-економічними розрахунками, а також моделлю електричної мережі підприємства. Розроблена система інтеграції когенераційної установки у систему, її захист та автоматику.

Ключові слова: ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОГЕНЕРАЦІЙНА УСТАНОВКА, КОЕФІЦІЄНТ КОРИСНОЇ ДІЇ, СОБІВАРТІСТЬ ЕНЕРГІЇ, МОДЕЛЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНУТВАННЯ, ЕКОЛОГІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ

ABSTRACT

D.A. Tankovsky. Improving the efficiency of industrial enterprise workshops through the use of cogeneration plants.

Qualification thesis for a master's degree in the specialty 141 – Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics, scientific advisor S.V. Bashliy. Zaporizhzhia National University. Y.M. Potebnia Engineering Educational and Scientific Institute. Department of Electrical Engineering and Cyber-Physical Systems, 2025.

Object of research - the energy consumption system of an industrial enterprise.

Subject of research - methods for improving the energy efficiency of an enterprise's energy supply systems through the use of a cogeneration plant.

The purpose of the study - is to develop a technical and economic justification for the implementation of a cogeneration plant at an industrial enterprise, taking into account its real energy needs.

Research methods - energy analysis, technical calculations and connection diagram development, economic and mathematical methods, and system analysis for comprehensive interaction assessment.

The work analyzes current issues in the process of improving the energy efficiency of industrial enterprises. Analysis of electrical and thermal energy consumption. Various options for the implementation of a cogeneration plant, its selection and justification, confirmed by technical and economic calculations, as well as a model of the enterprise's electrical network, were considered. A system for integrating the cogeneration plant into the system, its protection and automation was developed.

Keywords: ENERGY EFFICIENCY, COGENERATION PLANT, EFFICIENCY COEFFICIENT, ENERGY COST, ELECTRICITY GRID MODEL, TECHNICAL AND ECONOMIC JUSTIFICATION, ENVIRONMENTAL EFFICIENCY

ЗМІСТ

ВСТУП 7
1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ 10
1.1 Актуальні проблеми в процесі підвищення енергоефективності на промислових підприємствах 10
1.2 Загальна характеристика підприємства 16
1.3 Аналіз енергоспоживання цехів підприємства 22
2. РОЗРОБКА ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ЩОДО ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ 29
2.1 Вибір типу та параметрів когенераційної установки 29
2.2 Розробка схеми інтеграції когенераційної установки у мережу підприємства 34
2.3 Системи захисту та автоматики 59
2.4 Перевірка відповідності технічних рішень 65
3. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЄКТУ 69
3.1 Розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення когенераційної установки 69
3.2 Оцінка економічного ефекту від впровадження 76
3.3 Термін окупності та додаткові переваги проєкту 82
ВИСНОВКИ 89
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ 92

ВСТУП

Сучасний етап розвитку промисловості характеризується постійним зростанням потреби у паливно-енергетичних ресурсах та одночасно посиленням вимог до зниження витрат на їхнє використання. Енергетичний фактор стає одним із ключових у забезпеченні конкурентоспроможності промислових підприємств, адже частка витрат на електричну та теплову енергію у структурі собівартості продукції часто досягає значних значень. В умовах зростання тарифів на електроенергію та природний газ, а також необхідності зниження екологічного навантаження на довкілля, особливої актуальності набувають питання підвищення енергоефективності виробництв. Одним із найефективніших шляхів вирішення цього завдання є впровадження когенераційних установок, які дозволяють одночасно виробляти електричну та теплову енергію з використанням одного виду палива.

Актуальність теми дослідження зумовлена тим, що когенерація на сьогодні розглядається як одна з найбільш прогресивних технологій у сфері енергозбереження та раціонального використання ресурсів. Використання когенераційних систем забезпечує зниження витрат на закупівлю енергії, скорочення втрат при транспортуванні та розподілі теплової енергії, а також підвищення надійності енергопостачання підприємства. Для промислових об’єктів із значними потребами у теплі та електриці, до яких належать виробничі цехи, впровадження когенераційних установок є перспективним рішенням, що поєднує економічні та екологічні переваги.

Метою роботи є розробка техніко-економічного обґрунтування впровадження когенераційної установки на промисловому підприємстві з урахуванням його реальних потреб в енергоресурсах, а також оцінка впливу цього заходу на загальну енергоефективність виробництва.

Для досягнення поставленої мети у роботі визначаються та вирішуються наступні **завдання**:

- проведення аналізу енергоспоживання цехів підприємства та оцінка їхніх потреб в електричній та тепловій енергії;
- вибір оптимального типу та потужності когенераційної установки відповідно до навантажень;
- розробка схеми інтеграції когенераційної установки у вже існуючу систему енергопостачання підприємства з урахуванням вимог надійності та безпеки;
- дослідження особливостей роботи системи релейного захисту та автоматики;
- економічне обґрунтування доцільності впровадження установки, включно з розрахунком витрат, економії, терміну окупності та додаткових переваг.

Об’єкт дослідження: система енергоспоживання промислового підприємства, що охоплює електричні та теплові навантаження його виробничих цехів.

Предмет дослідження: методи підвищення енергоефективності систем енергопостачання підприємства за рахунок впровадження когенераційної установки.

У роботі застосовуються **методи** енергетичного аналізу для оцінки поточного стану енергоспоживання, методи інженерних розрахунків для визначення параметрів когенераційної установки та розробки схеми її підключення, а також економіко-математичні методи для визначення доцільності впровадження проєкту. Додатково використано елементи системного аналізу для комплексної оцінки взаємодії установки з існуючою інфраструктурою підприємства.

Наукова новизна дослідження полягає у комплексному обґрунтуванні вибору когенераційної установки для конкретного промислового

підприємства з урахуванням специфіки його виробничих процесів та структури енергоспоживання.

Практична цінність роботи полягає у можливості застосування запропонованого підходу до розрахунку та впровадження когенераційних систем на аналогічних підприємствах, що дозволить суттєво скоротити витрати на енергопостачання та підвищити їх енергоефективність.

Апробація результатів роботи дослідження роботи розглянуті на онлайн-конференціях з публікацією тез доповідей у збірці:

— XVIII університетська науково-практична конференція студентів, аспірантів, докторантів і молодих вчених «Молода наука-2025».

Публікації за отриманими результатами було визначено та доведено ефективність когенераційної установки із публікацією статті у збірнику наукових праць студентів, аспірантів, докторантів і молодих вчених «Молода наука-2025», Т.5. – квітень 2025 р.

Кваліфікаційна робота магістра: 95 сторінок, 15 рисунків, 7 таблиць, 35 джерел.

Структура роботи: робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. У першому розділі розглядаються теоретичні основи підвищення енергоефективності підприємств, наводиться характеристика об’єкта дослідження та аналізується структура енергоспоживання його цехів. У другому розділі здійснюється вибір когенераційної установки, розробляється схема її підключення та досліджуються питання захисту й автоматики. В третьому розділі виконується економічне обґрунтування доцільності впровадження когенераційної установки, включно з розрахунками окупності та оцінкою додаткових переваг. Робота завершується висновками та додатками, що містять допоміжні матеріали та розрахунки.

1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Актуальні проблеми в процесі підвищення енергоефективності на промислових підприємствах

Промисловість є одним із найбільших споживачів енергетичних ресурсів, і саме тому питання оптимізації енерговитрат займає ключове місце у стратегії сталого розвитку як окремих підприємств, так і національної економіки загалом. В сучасних умовах зростання цін на енергоресурси, обмеженості паливно-енергетичних ресурсів та підвищення вимог до екологічної безпеки проблема раціонального використання енергії набуває особливої гостроти. Значна частина виробничих підприємств працює з енергетичною інфраструктурою, що формувалася ще у другій половині минулого століття і характеризується низьким рівнем ефективності. Застарілі котельні, компресорні станції, системи теплопостачання та електропостачання, а також енергоємне технологічне обладнання створюють суттєве навантаження як на економіку підприємства, так і на довкілля.

Проблеми енерговитрат проявляються у кількох ключових аспектах. Перш за все, у більшості випадків промислові підприємства мають високий рівень питомих витрат електроенергії та тепла на одиницю продукції, що свідчить про нераціональне використання енергії. Це може бути зумовлено як технологічною відсталістю виробничих процесів, так і відсутністю системного підходу до управління енергоефективністю. Для прикладу, у цехах часто встановлюється обладнання з низьким коефіцієнтом корисної дії або таке, що працює з перевантаженням чи у нерегламентованих режимах, що призводить до зростання непродуктивних втрат [1].

Другим аспектом є значні втрати при транспортуванні енергетичних ресурсів. Теплова енергія, яка генерується централізовано, зазнає втрат у теплових мережах через їхню зношеність, корозію та низький рівень ізоляції.

Електричні втрати у внутрішніх мережах підприємства зумовлюються старими трансформаторами, низькою якістю електропроводки та відсутністю сучасних систем автоматизації. У результаті підприємство змушене оплачувати енергію, яка фактично не використовується у виробничих цілях.

Важливою проблемою є також нерівномірність навантажень у часі. В багатьох виробництвах спостерігаються пікові споживання енергії, що змушує підприємства оплачувати додаткові витрати за перевищення договірної потужності. Нерідко у нічний час чи у періоди зниження активності підприємство продовжує споживати значні обсяги енергії через роботу допоміжних систем, таких як вентиляція, освітлення, компресори чи насосні станції. Це призводить до низького коефіцієнта використання встановленої потужності та до суттєвих економічних втрат [3].

Ще одним суттєвим фактором є залежність від зовнішніх постачальників енергії. Промислові підприємства у більшості випадків закуповують електроенергію у централізованих енергосистем і теплову енергію від міських котелень або власних застарілих енергетичних блоків. Це робить їх фінансово вразливими до змін тарифної політики, а також залежними від надійності зовнішніх мереж. Будь-які аварійні ситуації чи коливання напруги безпосередньо впливають на технологічні процеси, що може призводити до браку продукції та навіть зупинки виробництва [2].

Не менш важливим є й екологічний аспект проблеми. Використання неефективних енергетичних технологій зумовлює підвищене споживання викопного палива, а отже, і збільшення обсягів викидів вуглекислого газу та інших забруднювальних речовин. Це не тільки негативно позначається на довкіллі, а й ставить підприємства у складне становище з точки зору дотримання сучасних екологічних стандартів та міжнародних вимог щодо декарбонізації виробництва.

В контексті окреслених проблем енерговитрат на промислових підприємствах особливого значення набувають технології, здатні забезпечити комплексне використання енергоресурсів та підвищення ефективності всіх

етапів енергопостачання. Однією з найбільш результативних технологій, що здатна істотно знизити собівартість енергетичних ресурсів, зменшити залежність від зовнішніх постачальників і водночас покращити екологічні показники виробництва, є когенерація. Саме вона дозволяє вирішити більшість проблем, які виникають через нераціональне використання палива і втрати енергії при її транспортуванні та розподілі.

Сутність когенерації полягає у комбінованому виробництві електричної та теплової енергії в межах одного технологічного циклу. На відміну від традиційних систем, де електроенергія та тепло виробляються окремо, когенераційні установки дозволяють максимально ефективно використовувати енергетичний потенціал палива. Для розуміння цього варто звернутися до енергетичного балансу: у звичайних теплових електростанціях лише близько третини енергії палива перетворюється на електричну енергію, а решта втрачається у вигляді тепла, що відводиться у навколишнє середовище. У когенераційних установках ця теплова енергія не втрачається, а використовується для задоволення потреб підприємства у теплопостачанні – для опалення, гарячого водопостачання чи технологічних процесів.

Принцип роботи когенераційної установки базується на використанні первинного енергоресурсу (найчастіше природного газу) у двигуні внутрішнього згоряння або газовій турбіні, які обертають електрогенератор і виробляють електричну енергію. Паралельно з цим у процесі роботи установки утворюється значна кількість теплової енергії у вигляді вихлопних газів та охолоджуючих середовищ. В традиційних системах ця енергія просто втрачається, але у когенераційних комплексах вона відбирається за допомогою утилізаційних котлів, теплообмінників та інших спеціальних пристроїв. Отримане тепло використовується для підігріву води, виробництва пари, опалення приміщень або забезпечення технологічних потреб виробництва. Завдяки цьому коефіцієнт корисної дії когенераційних установок може досягати 80–90 %, що вдвічі перевищує ефективність окремого виробництва електроенергії на традиційних електростанціях [4].

Однією з ключових переваг когенераційних систем є суттєве зниження витрат на закупівлю енергії. Підприємство, яке використовує когенераційну установку, може значною мірою забезпечувати власні потреби в електроенергії та теплі, скорочуючи залежність від централізованих постачальників. Це не лише зменшує фінансові витрати, а й підвищує надійність енергопостачання, оскільки виробництво енергії відбувається безпосередньо на території підприємства. У разі перебоїв у зовнішніх мережах когенераційна установка здатна працювати в автономному режимі, забезпечуючи безперервність технологічних процесів.

Наступною важливою перевагою є гнучкість у використанні теплової енергії. Традиційно для промислових підприємств характерні суттєві потреби у теплі – це може бути як пар для технологічних процесів, так і гаряча вода для санітарно-побутових потреб або опалення виробничих і адміністративних приміщень. Когенераційна установка дозволяє без додаткових витрат виробляти тепло разом з електроенергією, що робить енергопостачання підприємства більш економічним та збалансованим.

Окрім економічних зисків, використання когенерації забезпечує суттєвий екологічний ефект. Оскільки паливо використовується більш ефективно, зменшуються викиди вуглекислого газу та інших шкідливих речовин в атмосферу. Це сприяє виконанню міжнародних вимог щодо зменшення викидів парникових газів, покращує екологічну репутацію підприємства та може стати додатковою конкурентною перевагою при виході на зовнішні ринки.

Важливим є й той факт, що когенераційні установки мають широкі можливості для масштабування та адаптації до конкретних потреб підприємства. Вони можуть використовуватися як на великих промислових підприємствах із потужними енергетичними навантаженнями, так і на середніх чи навіть невеликих виробництвах. Сучасні когенераційні системи відрізняються високим рівнем автоматизації, що дозволяє ефективно

управляти їхньою роботою, контролювати параметри енергії та оперативно реагувати на зміну навантаження.

Ефективність та універсальність когенераційних установок стали причиною їхнього широкого поширення у світовій енергетичній практиці. Якщо вище було показано технічні та економічні переваги такої технології, то приклади її реального впровадження переконливо свідчать про доцільність використання когенерації в найрізноманітніших сферах промисловості та комунального господарства. Багато країн розглядають комбіноване виробництво теплової та електричної енергії як один із ключових інструментів підвищення енергоефективності, зменшення залежності від імпорту енергоресурсів і водночас як засіб досягнення екологічних цілей, визначених у рамках міжнародних угод. [35]

Світовий досвід свідчить, що найбільшого поширення когенераційні установки набули у країнах Європейського Союзу, де вони активно використовуються з 70–80-х років минулого століття [32]. Для прикладу, в Данії та Нідерландах на когенераційні системи припадає понад 50 % виробництва теплової енергії для потреб житлового сектору та значна частка промислового енергоспоживання. У Німеччині, завдяки державним програмам підтримки, розробленим ще на початку 2000-х років, було створено розгалужену мережу когенераційних станцій малої та середньої потужності, які забезпечують енергією як великі промислові підприємства, так і локальні комунальні системи [10]. Велика Британія демонструє приклади успішного застосування когенерації в енергомістких галузях, зокрема у металургії та хімічній промисловості, де поєднання електро- і теплопостачання дозволяє суттєво зменшити питомі енерговитрати.

Варто відзначити і США, де когенераційні технології активно впроваджуються не лише у промисловості, але й у сфері комерційної нерухомості та охорони здоров’я. У великих госпіталях та університетських кампусах широко застосовуються когенераційні установки, що дозволяють забезпечувати автономність енергопостачання та скорочувати витрати. За

даними Агентства з охорони довкілля США (EPA), когенераційні системи у країні забезпечують понад 10 % від загального виробництва електроенергії, і ця частка має тенденцію до зростання [19].

Окремо слід згадати досвід Японії, яка через обмеженість власних природних ресурсів активно розвиває децентралізовані енергетичні системи. Там когенераційні установки застосовуються не лише у промисловості, але й у побутовому секторі, зокрема у вигляді так званих мікро-когенераційних систем для житлових будинків. Це дозволяє значно знижувати навантаження на централізовані мережі та підвищувати енергетичну безпеку країни.

Що стосується України, то вітчизняна практика впровадження когенерацій ще не є настільки масштабною, проте поступово набирає обертів. Перші проєкти з використанням когенераційних установок почали реалізовуватися ще на початку 2000-х років, коли промислові підприємства почали шукати способи зменшення залежності від зростаючих тарифів на енергоресурси. Найбільше поширення когенерація набула у комунальній енергетиці для потреб теплопостачання міст та селищ, проте останніми роками спостерігається активізація і у промисловому секторі [11].

Приклади успішного впровадження можна знайти у харчовій промисловості, де підприємства потребують одночасно значних обсягів електроенергії та тепла у вигляді пари для технологічних процесів [12]. Когенераційні установки дозволяють таким підприємствам знизити витрати на енергію на 20–30 % та забезпечити більш стабільне постачання. У металургії та машинобудуванні когенераційні технології застосовуються переважно для утилізації вторинних енергоресурсів, наприклад доменного газу, що не лише знижує витрати на паливо, а й мінімізує викиди в атмосферу. В останні роки з’являються приклади використання когенерацій і на аграрних підприємствах, особливо у тепличних господарствах, де поряд з виробництвом електроенергії й тепла важливим є отримання вуглекислого газу для стимуляції росту рослин.

Разом з тим, в Україні розвиток когенераційних технологій стримується низкою чинників. Серед них можна назвати високі капітальні витрати на

закупівлю та встановлення обладнання, недостатній рівень державної підтримки, складності із приєднанням до електричних мереж, а також відносно низький рівень обізнаності серед підприємств про переваги такої технології. Водночас, з огляду на зростання цін на газ та електроенергію, перспективи впровадження когенерації залишаються дуже значними.

Загалом, аналіз світового та українського досвіду показує, що когенераційні установки є дієвим інструментом підвищення енергоефективності і вже довели свою ефективність у різних галузях промисловості. У країнах з високим рівнем розвитку когенерація стала невід'ємною частиною енергетичної політики, тоді як в Україні ця технологія перебуває на етапі становлення, але має значний потенціал для масштабного впровадження. Для промислових підприємств це відкриває можливості не лише зниження енерговитрат, але й підвищення конкурентоспроможності та екологічної стійкості виробництва.

1.2 Загальна характеристика підприємства «Гайсинський цукровий завод»

Невеликий гайсинський цукровий завод «Зоря Поділля», що розміщується у Вінницькій області, в невеликому провінційному місті Гайсин, та бере свій початок у 1899 році. Також є одним із найпотужніших підприємств цукрової промисловості України, а з 2000 року перейшов у власність агропромислового холдингу «УКРПРОМІНВЕСТ-АГРО» [5]. В 2006-2007 роках, після закінчення простою, почалася розробка та поступова реалізація програми модернізації та реконструкції, що збільшила дала змогу збільшити потужність майже у два рази, низка інших модернізацій продовжується і досі [6].

Його виробнича спеціалізація полягає у переробці цукрового буряку та виробництві білого кристалічного цукру–піску, який постачається як на внутрішній ринок, так і на експорт. Завод функціонує за сезонним принципом:

переробка буряків здійснюється переважно в осінньо–зимовий період, протягом якого підприємство працює у безперервному режимі, забезпечуючи переробку десятків тисяч тонн сировини щомісяця. Загальний вигляд Гайсинського цукрового заводу наведено на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 – Гайсинський цукровий завод [7].

Основною продукцією підприємства є цукор, однак, як і більшість сучасних цукрових заводів, воно має багатопрофільну структуру та виробляє низку побічних продуктів. У процесі переробки буряків утворюється жом, який може реалізовуватися у вигляді свіжого, пресованого або сушеного корму для тварин, а також меласа, що використовується у виробництві спирту, дріжджів та кормових добавок. Завдяки цьому підприємство не лише забезпечує рентабельність основного виробництва, а й створює додаткові напрями прибуткової діяльності. А також планує збільшити щоденне виробництво цукру за допомогою встановлення додаткового обладнання та

резервуарів для зберігання палива. Екологічна оцінка дала позитивний результат, що означає що дане впровадження не вплине на екологічне становище в світі, а отже дана модернізація в найближчий час буде реалізована.

Структура виробництва заводу є складною та включає низку цехів, які утворюють єдиний технологічний ланцюг. На початковому етапі функціонує бурякопереробний цех, де здійснюється миття, подрібнення та підготовка буряків до дифузії. Дифузійний цех є одним із найважливіших елементів виробництва, адже саме тут з бурякової стружки екстрагується цукровмісний сік. Цей процес вимагає значних витрат теплової енергії у вигляді гарячої води та пари, що підігрівають стружку та забезпечують ефективність вилучення цукру [9].

Далі виробництво переходить у вапняно–вглекислотний відділ, де проводиться очищення соку. Для цієї мети використовується вапняне молоко та вуглекислий газ, що також вимагає роботи енергоємних систем транспортування, компресорів та насосного обладнання. Після очищення сік надходить у випарний цех, де за допомогою багатокорпусних випарних апаратів відбувається концентрування соку до стану густого сиропу. Цей процес є одним із найбільш енергозатратних, оскільки потребує великої кількості пари високого тиску, що безпосередньо впливає на загальні енергетичні баланси підприємства.

Наступним етапом є варильний цех, де відбувається кристалізація цукру із сиропу. Для цього використовуються вакуум-апарати, які підтримують необхідний температурний режим та тиск. Оскільки процес кристалізації є чутливим до перепадів температури, система потребує стабільного теплопостачання і якісного управління технологічними параметрами. В кінцевому підсумку отриманий кристалічний цукор надходить у сушильний та пакувальний цехи, де доводиться до кондиційного стану і фасується у мішки або пакети для подальшої реалізації.

Окрім основних виробничих цехів, структура заводу включає допоміжні підрозділи. Це ремонтно-механічні майстерні, які забезпечують технічне обслуговування обладнання, електроцех, що відповідає за розподіл і постачання електроенергії, а також котельне господарство, яке виробляє пару для технологічних потреб. Саме котельня є одним із найбільш енергоємних об’єктів підприємства, адже її продуктивність має відповідати потребам усіх технологічних етапів. В більшості випадків на цукрових заводах котельні працюють на природному газі чи вугіллі, що формує основну статтю енерговитрат.

Важливо підкреслити, що цукровий завод є типовим прикладом підприємства з комплексними потребами в енергії. Його виробничі процеси поєднують значні потреби в теплі для дифузії, випарювання та кристалізації, а також у електроенергії для приводу насосів, компресорів, конвеєрів та іншого технологічного обладнання. Водночас, сезонний характер роботи підприємства створює додаткові виклики для оптимізації енергопостачання, адже у короткий виробничий період споживання енергоресурсів досягає максимальних значень.

Особливості виробничої структури цукрового заводу зумовлюють значне енергоспоживання на всіх стадіях переробки буряків. Якщо загальна характеристика підприємства дозволяє зрозуміти його профіль та масштаб діяльності, то аналіз технологічних процесів демонструє, у яких саме точках зосереджені найбільші витрати теплової та електричної енергії. Це має принципове значення для подальшого вибору оптимальної конфігурації когенераційної установки, адже ефективність її роботи напряму залежить від того, наскільки точно вона покриває реальні енергетичні потреби конкретних цехів.

Найбільш енергоємним початковим етапом є дифузійний процес, у ході якого з бурякової стружки вилучається цукор. Для підтримання стабільності цього процесу потрібна значна кількість гарячої води та пари середнього тиску. Пара нагріває воду до температури 70–75 °C, що забезпечує ефективне

розчинення цукрози. Окрім того, у дифузійному апараті безперервно працюють насоси, транспортери та мішалки, які споживають значні обсяги електроенергії. Витрати енергоресурсів на цьому етапі визначають базове навантаження для котельні та електрогосподарства.

Наступним ключовим етапом є очищення соку. Тут сік обробляється вапняним молоком і насичується вуглекислим газом для видалення домішок. Для виробництва вапняного молока використовується вапняк, який випалюється у вапняковій печі, що є ще одним значним споживачем теплової енергії. Процес подачі вуглекислого газу супроводжується інтенсивною роботою компресорів, що споживають електроенергію. Хоча ці енергетичні витрати менші, ніж у дифузійному відділенні, їхня регулярність та безперервність формують сталу частку навантаження на енергосистему заводу.

Окрему увагу слід приділити випарному відділенню, яке вважається найбільш енергоємним етапом цукрового виробництва. Тут відбувається концентрування очищеного соку до сиропу шляхом випаровування надлишкової вологи. Для цього застосовуються багатокорпусні випарні апарати, що потребують пари високого тиску. Споживання теплової енергії у випарному цеху настільки велике, що саме воно визначає загальний рівень навантаження на котельню. При цьому пара, яка виходить з одного корпусу, використовується для підігріву наступного (система повторного використання пари), проте навіть за таких умов потреби у паливі та енергії залишаються колосальними.

Подальший процес – кристалізація цукру у вакуум-апаратах. Для підтримки оптимальних умов кристалізації необхідно підтримувати стабільну температуру та вакуум, що потребує як пари, так і роботи вакуумних насосів та мішалок. Тут енергоспоживання має комбінований характер: частина навантаження припадає на теплову енергію, частина – на електричну. Важливість цього етапу полягає в тому, що він критично чутливий до перебоїв у подачі енергії, оскільки будь-які коливання температури чи тиску

призводять до погіршення якості кристалів цукру та збільшення кількості відходів.

Завершальний технологічний етап – сушіння та пакування цукру. Сушильні барабани або установки споживають гаряче повітря, яке отримується завдяки теплообміні з парою чи газовими пальниками. Це формує ще один сегмент теплового навантаження. Паралельно працюють електроприводи транспортерів, фасувальних ліній, вентиляторів, аспіраційних систем. Хоча питома вага цього процесу в енергоспоживанні менша, ніж у випарному чи дифузійному відділеннях, проте його стабільність має велике значення для завершення виробничого циклу [8].

Крім основних технологічних процесів, значну частину енергії споживають допоміжні системи заводу. До них належать насосні станції для подачі води та транспортування соку, системи вентиляції та кондиціонування, освітлення виробничих приміщень, а також компресорні станції, що забезпечують подачу стисненого повітря для автоматизованих процесів.

Узагальнюючи, можна сказати, що енергоспоживання цукрового заводу має чітко виражену структуру:

— теплова енергія домінує у дифузійному, випарному та кристалізаційному процесах;

— електроенергія переважає у допоміжних системах, насосному обладнанні, компресорних станціях і пакувальних лініях.

Саме ця особливість – високе і синхронне споживання тепла й електрики – робить цукрові заводи найбільш перспективними для впровадження когенераційних технологій. Когенераційна установка здатна забезпечувати обидва види енергії одночасно, що дозволяє суттєво знизити навантаження на котельню, скоротити витрати на паливо та забезпечити надійність енергопостачання навіть у пікові періоди виробничого сезону.

1.3 Аналіз енергоспоживання цехів підприємства

Структура енергоспоживання цукрового заводу безпосередньо залежить від особливостей технологічного процесу. На кожному етапі виробництва є свої характерні навантаження як по електроенергії, так і по тепловій енергії. Це створює неоднорідну картину, де окремі цехи формують пікові витрати, тоді як інші мають більш стабільний характер споживання [13]. Саме розподіл цих навантажень дозволяє визначити ключові «точки енергетичного тиску» на підприємство та надалі правильно підібрати параметри когенераційної установки.

Найбільшими споживачами енергії на цукровому заводі є три основні цехи: дифузійний, випарний і кристалізаційно-вакуумний. До них додаються сушильне та пакувальне відділення, а також допоміжні енергетичні та інженерні служби (компресорні станції, насосні, вентиляційні системи).

Дифузійний цех є вихідною точкою виробництва і характеризується стабільно високим тепловим навантаженням. Для забезпечення процесу вилучення цукрози з бурякової стружки необхідна велика кількість гарячої води та пари середнього тиску. За результатами енергетичних обстежень подібних підприємств, теплоспоживання дифузійного цеху сягає до 18–20 % від загальних витрат тепла заводу. У середньому на дифузійний процес витрачається близько 12–15 тонн пари на годину у сезон пікових навантажень. Електричне навантаження тут також значне: воно пов’язане з роботою транспортерів для подачі буряків, насосів для циркуляції соку, мішалок у дифузійних апаратах. Орієнтовно дифузійний цех споживає 1,5–2,0 МВт електроенергії в години активної роботи.

Найпотужніший споживач енергії – випарний цех. Його функція полягає у видаленні надлишкової вологи з очищеного бурякового соку та доведенні його до сиропоподібного стану. Саме на цьому етапі зосереджено найбільші витрати тепла: за оцінками спеціалістів, на випарні апарати припадає до 45–50 % від загального теплового навантаження підприємства. Для випаровування

тонни води необхідно в середньому 1,1–1,3 тонни пари, а враховуючи, що завод щодоби переробляє десятки тисяч тонн буряків, загальне споживання пари у випарному відділенні сягає 30–35 тонн на годину. Електричне навантаження тут менш значне, але все ж відчутне – робота насосів, систем автоматизації та вакуумного обладнання формує близько 0,8–1,0 МВт середньої потужності.

Не менш важливим є кристалізаційно–вакуумний цех, де сироп кристалізується у вакуум-апаратах. Для підтримання стабільних параметрів процесу використовується пара, яка подається в теплообмінники. Потреба у теплі тут становить приблизно 15–18 % від загальних теплових витрат заводу, тобто у пікові години витрачається до 10–12 тонн пари на годину. Окрім цього, у вакуумному апараті постійно працюють вакуумні насоси, мішалки, автоматизовані системи, що створює додаткове електричне навантаження на рівні 1,2–1,5 МВт. Цей цех є критично чутливим до перебоїв у подачі енергії, оскільки навіть короткочасні збої можуть призвести до браку продукції.

Подальша обробка продукції відбувається у сушильному та пакувальному відділенні. Сушильні барабани використовують тепле повітря, яке нагрівається завдяки подачі пари, а також інколи шляхом спалювання газу чи мазуту. Теплове навантаження цього відділення становить близько 8–10 % від загальних потреб заводу. Електроспоживання в даному цеху пов’язане із роботою вентиляторів, транспортерів, пакувальних ліній, фасувальних машин. Середнє навантаження становить 0,6–0,8 МВт.

Окрім основних цехів, велика частка енергетичних витрат припадає на допоміжні служби заводу. Компресорні станції, що забезпечують стиснене повітря для автоматизованих процесів, споживають у середньому 0,5–0,7 МВт електроенергії. Насосні станції для подачі води та транспортування соків і сиропів формують ще близько 0,3–0,5 МВт. До цього додається освітлення цехів, робота вентиляційних та аспіраційних систем, офісних і допоміжних будівель, що створює додаткове навантаження на рівні 0,2–0,3 МВт.

У підсумку загальне розподілення навантажень виглядає наступним чином:

— випарний цех – найбільший споживач тепла (до 50 %) і значний споживач електроенергії;
— дифузійний цех – другий за важливістю тепловий споживач (до 20 %) і один з найбільших електроспоживачів;
— кристалізаційно-вакуумний цех – комбіноване навантаження, теплове й електричне одночасно (до 18 % тепла і до 1,5 МВт електрики);
— сушильне та пакувальне відділення – менший, але сталий споживач обох видів енергії;
— допоміжні служби – постійне фонове навантаження на електромережу.

Кожний агрегат, від насосів і транспортерів до потужних випарних апаратів та турбін, має власні характеристики, що визначають інтенсивність його роботи та рівень енергоспоживання.

Дифузійне відділення Гайсинського цукрового заводу обладнане сучасними багатосекційними дифузійними апаратами безперервної дії типу DDS німецького виробництва. Їх продуктивність становить близько 7–8 тисяч тонн буряків на добу, що відповідає потужності всього підприємства. Для подачі та циркуляції бурякової стружки встановлені насоси відцентрового типу з електроприводами потужністю від 90 до 160 кВт кожний. Також, в цьому відділенні працюють потужні транспортери для подачі буряків із гідротранспорту, електродвигуни яких мають встановлену потужність 45–75 кВт. Окрім цього, на лінії є система автоматичного перемішування, що забезпечує рівномірне вимивання цукрози та вимагає додаткових електроприводів по 11–22 кВт.

У випарному відділенні експлуатуються багатокорпусні випарні установки з ефективністю до 85 %, що дозволяють концентрувати сік до

необхідної густини. Кожний корпус обладнаний циркуляційними насосами, встановлена потужність яких сягає 55–90 кВт. Робота вакуумних насосів, необхідних для створення розрідження в системі, додає ще близько 0,4–0,5 МВт електричного навантаження. Але, головним енергоспоживачем тут є подача пари: один випарний блок потребує до 7–8 тонн пари на годину, що у пікових навантаженнях еквівалентно 30–35 тоннам пари на весь цех.

Кристалізаційно–вакуумний цех оснащений вакуум-апаратами періодичної дії об'ємом 50–60 м³, що працюють під вакуумом 0,08–0,09 МПа. Для перемішування сиропу використовуються електроприводи потужністю до 75 кВт на кожний апарат. Вакуумні насоси цього відділення створюють додаткове навантаження на рівні 0,2–0,3 МВт, а робота систем автоматизації й контролю забезпечує високу якість кристалізації, але водночас вимагає безперебійного енергопостачання. Теплове навантаження тут становить до 10–12 тонн пари на годину, що є критичною величиною для підтримання стабільності виробничого циклу.

Сушильне та пакувальне відділення має барабанні сушарки, що працюють на гарячому повітрі, нагрітому за рахунок теплообмінників з паровим підігрівом. Кожна сушарка оснащена електродвигунами для обертання барабанів (потужність 30–45 кВт) та вентиляторами високої продуктивності (по 55–75 кВт). На пакувальних лініях встановлені автоматизовані машини для фасування цукру у мішки та дрібну тару, які мають сумарне навантаження 0,2–0,3 МВт.

Не менш важливою є інфраструктура допоміжного обладнання. На заводі працює компресорна станція, що забезпечує стиснене повітря для пневмосистем та автоматизованих вузлів. Встановлені компресори типу Atlas Copco мають продуктивність 500–800 м³/хв і електроприводи по 200–250 кВт кожний. Загальна потреба компресорної становить близько 0,5 МВт у пікових режимах.

Окремо можна виділити котельне господарство, яке забезпечує виробничі процеси тепловою енергією. На Гайсинському цукровому заводі

працюють парові котли типу ДКВР-10/13, що здатні виробляти до 10–13 тонн пари на годину кожний при тиску 1,3 МПа. Паливом виступає природний газ або мазут, а в останні роки також використовується біопаливо (жомові гранули, тріска), що дає можливість частково знизити залежність від газу.

В сукупності перелічене обладнання формує високий рівень енергоспоживання підприємства. Найбільшими споживачами електроенергії є насосні агрегати, компресорні установки, вакуумні насоси та вентилятори. Теплове навантаження визначається роботою котельного господарства, яке має забезпечувати безперервну подачу пари в дифузійний, випарний та кристалізаційний цехи.

В цілому, аналіз електроспоживання демонструє не лише загальний обсяг використаної енергії, але й її розподіл по основних цехах, що є ключовою інформацією для подальшого обґрунтування встановлення когенераційної установки.

На Гайсинському цукровому заводі споживання електроенергії коливається в залежності від виробничого сезону. Піковий період припадає на осінньо-зимовий сезон, коли завод працює у безперервному режимі, переробляючи до 7–8 тисяч тонн буряків на добу. Загальна потреба електроенергії у цей період становить приблизно 3,5–4,0 МВт середньої потужності, що за місяць активного виробництва формує обсяг понад 2,5–3,0 млн кВт·год.

Найбільшими споживачами електрики залишаються дифузійний цех, вакуумно-кристалізаційне відділення та допоміжні служби. Дифузійний цех у пікові години споживає близько 1,5–2,0 МВт, що включає роботу насосів, транспортерів та мішалок. Вакуумний цех одночасно використовує до 1,2–1,5 МВт для забезпечення роботи вакуумних насосів, мішалок та автоматизованих систем. Допоміжні служби (компресори, насосні станції, освітлення) додають ще приблизно 0,8–1,0 МВт, формуючи фонову електропотребу навіть у періоди простою основних цехів.

За орієнтовними тарифами для промислових підприємств України (станом на останні роки) електроенергія для категорії «високоспоживачі» коштує близько 5–6 грн за 1 кВт·год. Таким чином, середньомісячні витрати заводу на електроенергію у сезон переробки складають приблизно 12–18 млн грн, залежно від тривалості робочого дня та інтенсивності виробничого процесу. У міжсезоння ці витрати суттєво знижуються, проте для підтримання готовності технологічного обладнання та допоміжних систем завод витрачає близько 0,5–0,7 МВт постійної потужності, що еквівалентно щомісячним витратам у 1,5–2 млн грн.

Особливу увагу слід приділити динаміці навантажень протягом доби. Електроспоживання коливається в залежності від етапу технологічного процесу: під час запуску дифузійного та випарного обладнання спостерігаються пікові навантаження, які перевищують середнє значення на 20–30 %. У вечірні години, коли активність у цехах знижується, електропотреба падає до 60–70 % від пікових значень. Така динаміка створює додаткові виклики для енергетичного господарства заводу і обґрунтовує потребу в системах регулювання та оптимізації споживання електроенергії.

Слід зазначити, що значна частина електроенергії витрачається на непрямі технологічні потреби: освітлення виробничих цехів, роботу вентиляційних систем та систем кондиціонування, а також на управління автоматизованими лініями. Ці елементи формують приблизно 10–12 % від загального споживання електрики, але при накопиченні на рік вони складають суттєву суму витрат.

Загалом, аналіз поточних витрат електроенергії на Гайсинському цукровому заводі дає чітко визначити, де концентруються основні навантаження, і які цехи мають найбільший вплив на фінансові показники підприємства. Дефіцит або нестабільність енергопостачання у критичних відділеннях (дифузія, випарювання, кристалізація) може призвести до зниження продуктивності та росту собівартості продукції. Це й підкреслює доцільність впровадження когенераційної установки, здатної забезпечувати

одночасне покриття як електричних, так і теплових потреб заводу, оптимізуючи витрати та підвищуючи енергоефективність підприємства в цілому [15]

2. РОЗРОБКА ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ЩОДО ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

2.1. Вибір типу та параметрів когенераційної установки

Гайсинський цукровий завод працює у сезонному режимі з максимальною завантаженістю у період з вересня по грудень, коли переробляється до 7–8 тисяч тонн буряків на добу. Такий обсяг переробки зумовлює значні енергетичні навантаження на всі основні цехи. Згідно з розрахунками та результатами аналізу споживання, середня електрична потужність у сезон становить близько 3,5–4,0 МВт. Це навантаження розподіляється між основними виробничими відділеннями наступним чином: дифузійний цех при максимальному завантаженні споживає приблизно 2,0 МВт, вакуумно-кристалізаційне відділення — 1,5 МВт, допоміжні служби (компресорна, насосні станції, вентиляційні системи, освітлення) — близько 1,0 МВт. Тому, середньодобове споживання електроенергії сягає 80–90 тис. кВт·год, що при місячному навантаженні становить до 2,5–2,7 млн кВт·год.

Що стосується теплової енергії, то основними її споживачами є дифузійний, випарний та кристалізаційний цехи, де пара використовується для екстракції, випаровування та уварювання соку. За добової переробки в 7–8 тисяч тонн буряків потреба у парі сягає 250–300 тонн на добу, що еквівалентно приблизно 170–200 Гкал теплової енергії на добу. Найбільше навантаження припадає на випарні установки, які споживають близько 60 % усієї пари, тоді як дифузійний апарат і кристалізаційні вакуум-апарати разом формують ще близько 30–35 %. Решта теплової енергії витрачається на сушіння цукру, підігрів технологічних потоків і підтримання температурних режимів допоміжних процесів.

Важливою особливістю енергоспоживання заводу є співвідношення між електричними і тепловими потребами. На практиці воно становить приблизно 1:4, тобто на кожен мегават електричної потужності припадає близько

чотирьох мегаватів теплового еквівалента у вигляді пари. Саме це співвідношення визначає доцільність застосування когенераційної установки, адже її головною перевагою є одночасна генерація тепла й електроенергії з одного джерела палива [27].

Отримані раніше показники середньої електричної потужності в сезоні та добової потреби в парі дозволяють перейти до чіткого числового підбору потужності когенераційної установки. Для прозорого й контрольованого розрахунку було взято такі обгрунтовані вихідні дані: середня електрична потреба заводу в сезоні $P_{el,need}$=3,75; добова потреба в парі 250–300 т/добу (тоба в годину – 250/24 = 10,4166667 т/год і 300/24 = 12,5 т/год); орієнтовна теплота 1 т пари прийнята рівною 2,8 ГДж/т (тобто 2800 MJ/т); типові робочі ККД для газопоршневого когенератора взяті η_{el} = 0,40 (40%) і η_{th} = 0,45 (45%). Ці значення приведені відкрито, щоб будь-яке інше припущення можна було швидко підставити й переобчислити.

Почнемо з перетворення потреби в парі в теплову потужність у МВт. Для мінімальної добової потреби 250 т/добу маємо 250/24 = 10,4166667 т/год; помноживши на 2800 MJ/т отримуємо 10,4166667 × 2800 = 29 166,66676 MJ/год; поділ на 3600 MJ/год за 1 МВт дає 29 166,66676 / 3600 = 8,10 МВт (округлено до двох знаків). Аналогічно для 300 т/добу: 12,5 т/год × 2800 = 35 000 MJ/год; 35 000 / 3600 = 9,72 МВт. Отже, реальна потреба в теплі в годинному еквіваленті лежить у межах приблизно 8,10–9,72 МВт.

Далі потрібне співвідношення між електричною та тепловою частинами установки. Оскільки частина енергії палива перетворюється в електрику, а частина віддається як корисне тепло, для швидких підрахунків зручно скористатися числовим коефіцієнтом $r = \eta_{th} / \eta_{el}$. При η_{th} = 0,45 і η_{el} = 0,40 отримаємо r = 0,45/0,40 = 1,125. Це означає: кожний мегават електрики від установки супроводжується приблизно 1,125 МВт корисного тепла (за умови, що тепло повністю використовується) [28].

Розглянемо три практичні сценарії з конкретними числами, щоб одразу бачити наслідки вибору потужності [22].

Перший сценарій — установка під електричну потребу (покриття середнього електричного навантаження). Якщо поставити когенератор з електричною потужністю 3,75 МВт (щоб закрити весь середній електричний попит), тоді доступне корисне тепло складе 3,75 × 1,125 = 4,21875 МВт. Це покриває лише частину теплового попиту: 4,22 МВт від 8,10…9,72 МВт, тобто приблизно 52 % від мінімальної потреби і 43 % від максимальної. Паливна потужність установки при η_{el} = 0,40 дорівнює 3,75 / 0,40 = 9,375 МВт. За LHV газу 35 MJ/м³ це дає витрату газу ≈ (9,375 × 3600) / 35 ≈ 964,29 м³/год, або ≈ 23 142,9 м³/добу при цілодобовій роботі. Висновок: такий варіант дуже добрий, якщо пріоритет — зниження закупівлі електроенергії і збереження котельні для основного тепла.

Другий сценарій — установка під теплову потребу (закрити весь пар із когенерації). Щоб покрити мінімум тепла 8,10 МВт, потрібно електричної потужності 8,10 / 1,125 ≈ 7,20 МВт. Щоб покрити максимум тепла 9,72 МВт, потрібно 9,72 / 1,125 ≈ 8,64 МВт. Для цих потужностей паливна потужність відповідно ≈ 18,00 МВт і 21,60 МВт, що дає витрату газу ≈ 1 851,85…2 222,22 м³/год (≈ 44 444…53 333 м³/добу). При такому розмірі установки електрична генерація значно перевищуватиме внутрішні потреби заводу: надлишок ≈ 3,45–4,89 МВт, який або слід продавати у мережу, або використовувати для додаткових внутрішніх процесів. Висновок: цей варіант повністю заміщує котельню, але економічна доцільність залежить від умов реалізації надлишкової електроенергії й тарифів.

Третій сценарій — модульна компромісна конфігурація. Практичний приклад: два агрегати по 4,0 МВт (сумарно 8,0 МВт). Така система дає корисне тепло 8,0 × 1,125 = 9,00 МВт, що повністю покриває діапазон 8,10–9,72 МВт (, електрична надлишкова потужність щодо потреби 3,75 МВт становитиме 4,25 МВт. Паливна потреба ≈ 20,0 МВт, газ ≈ 2 057,14 м³/год. Перевага модульності в тому, що в міжсезоння можна вмикати один агрегат, знижуючи неповне завантаження і витрати.

Якщо підприємство має гарантований і вигідний збут надлишкової електроенергії або внутрішні споживачі для неї, технічно оптимальна потужність лежить близько 7,2–8,6 МВт електрики (модульно – наприклад 2×4 МВт). Якщо продаж/збут електрики обмежений або менш вигідний, раціональніше орієнтуватися на покриття базового електричного навантаження (≈3,75–5,0 МВт) і зберегти котельню для покриття піків тепла.

Загалом, отримані в попередньому підпункті числові показники дають змогу порівняти практичні варіанти технологій когенерації з точки зору здатності закрити ці потреби, економіки, експлуатаційних характеристик і ризиків. Нижче – чітке, прикладне порівняння трьох реальних опцій (газопоршневі двигуни, газотурбіни, мікротурбіни) без зайвої теорії – тільки те, що реально важить при виборі для цукрового заводу [20].

Газопоршневі установки є найбільш поширеним рішенням для об'єктів з потужностями від кількох сотень кВт до ~10 МВт і прекрасно підходять для сезонного, модульного навантаження [14]. Практично для сучасних промислових газових двигунів електричний ККД знаходиться в діапазоні близько 38–42%, корисна теплова віддача при організованому зборі тепла – близько 40–48%, що дає загальну сумарну ефективність ~80–90% у режимі когенерації; це означає, що на кожний вироблений МВт електрики буде приблизно 1,0–1,2 МВт корисного тепла (для швидких оцінок можна брати r~1,1–1,2). По капітальних витратах та встановленню газові двигуни показують конкурентний рівень у порівнянні з іншими варіантами на цій потужнісній шкалі – типові проєкти до ~10 МВт часто реалізуються з помірними інвестиціями (орієнтири вартості обладнання/встановлення і практичних комплектів доступні в галузевих довідниках). Експлуатаційно двигуни потребують регулярного техобслуговування (періодичні сервісні огляди, заміна витратних матеріалів; великий капітальний ремонт через десятки тисяч мотогодин), але мають швидкий пуск/гнучку роботу в частковому навантаженні і високу модульність (легко додати ще один агрегат). Для Гайсинського цукрового заводу два модулі по ~4 МВт (або три

модулі ~2,7 МВт) дають практичний баланс: вони закривають базову електрику і забезпечують ~9 МВт корисного тепла (за прийнятих ККД), що повністю покриває потребу в парі в сезоні і дає резерв/надлишок електроенергії для внутрішніх процесів або продажу.

Газотурбіни зазвичай мають нижчий електричний ККД у малих розмірах (популярні значення 25–36% залежно від типорозміру), але виділяють вихлопну температуру значно вищу, що робить їх дуже ефективними для виробництва пари високого тиску через котел-утилізатор (HRSG). У конфігурації CHP загальна корисна ефективність турбінних схем може досягати 70–80%, причому турбіни дають «високоякісне» тепло (висока температура вихлопу) для парових процесів. Для заводу, де потрібна велика кількість пари високого тиску, газотурбіна може технічно замінити котельню і давати стабільний великий потік пари; однак для потужностей у нашому діапазоні (4–8 МВт електрики потрібні за сценарієм «покриття тепла») газотурбіни зазвичай мають вищі капітальні витрати на одиницю потужності, гіршу часткову працездатність (менш привабливі при часткових навантаженнях) і менш вигідні в плані модульності порівняно з двигунами. Якщо мета – постійна робота на високому навантаженні з виробництвом пари високого тиску та можливістю продавати значні обсяги електрики, газотурбіна – технічно обґрунтований варіант, але для сезонного цукрового заводу її економіка та гнучкість часто поступаються газовим двигунам.

Мікротурбіни розраховані на невеликі блоки (типові одиничні модулі десятки – кілька сотень кВт), вони відзначаються компактністю, малою кількістю рухомих великих вузлів, низькою вібрацією і часто низькими вимогами до обслуговування. Електричні ККД сучасних рекуперованих мікротурбін лежать у діапазоні ~20–33%, але при грамотному використанні відхідного тепла у CHP-режимі загальна ефективність може бути високою (індикативно до 70–85%). Для промислового цукрового заводу мікротурбіни технічно можливі, але практично невигідні як основне рішення: щоб набрати потрібні 3–8 МВт, потрібно багато модулів, що ускладнює логістику,

керування та може збільшити сумарну собівартість установки. Мікротурбіни добре підходять для розподілених, локальних завдань (резерв, віддалені компресорні, допоміжні ділянки) або як доповнення до основної когенерації, але як центральне рішення для покриття сезонних пікових потреб великого заводу вони менше привабливі.

З огляду на числові потреби Гайсинського заводу (≈7 МВт електрики, 8,1–9,7 МВт тепла) найбільш ефективним і практично обґрунтованим рішенням буде модульна газопоршнева когенераційна установка (наприклад, два модулі ≈ 4,0 МВт кожен). Такий варіант покриває основну електричну потребу, дає достатньо корисного тепла для заміщення котельні в сезоні, забезпечує високу сумарну ефективність, дає оператору гнучкість (працювати одним модулем у міжсезоння) і має сприятливу структуру капітальних та експлуатаційних витрат порівняно з однією великою газотурбіною або великою кількістю мікромодулів. Якщо передбачається продаж надлишків електрики, або потреба саме у високотемпературній (високопресовій) парі – слід додатково розглянути газотурбінну схему з HRSG, але при цьому врахувати вищі CAPEX і складнішу експлуатацію. Для невеликих допоміжних потреб, або як резерв мікротурбіни можуть використовуватися доповненням, але не заміною основної системи [31].

2.2. Розробка схеми інтеграції когенераційної установки у мережу підприємства

У проєкті інтеграції когенераційної установки до мережі підприємства першочергове завдання – забезпечити коректну, безпечну і керовану роботу установки як у паралелі з внутрішньою мережею заводу та зовнішнім енергопостачальником, так і в можливому автономному або ізольованому режимі. Для цього розробляється принципова схема, яка визначає фізичні та логічні зв’язки між генераторами когенерації, внутрішньою електричною мережею підприємства, вводом зовнішньої мережі від знижувальних

трансформаторів, системою захисту і системою автоматики. Схема проєктується з урахуванням модульності (можливість роботи одного або двох агрегатів), резервування (секціонування шин, резервний трансформатор) та інтеграції системи управління (PLC/SCADA) для координованого розподілу електричної і теплової енергії. У практичному проєкті слід закласти конкретні номінали апаратури і кабельних трас, визначити точки монтажу трансформаторів струму та напруги для функціонування пристроїв захисту і обліку. Важливою технічною вимогою є забезпечення селективності захистів і можливості плавної синхронізації генераторів між собою і з мережею, а також реалізація алгоритму переходу в ізольований режим за вимогою замовника.

Принципова електрична схема належить до схем з простою та наочною схемою, з одиночною системою збірних шин, що секціонована на дві секції. До збірних шин кожної з двох секцій підключено по одному трансформатору зв'язку мережі підприємства із зовнішньою енергосистемою, по одному генератору когенераційної установки, рівномірно розподілено існуюче навантаження підприємства та передбачена можливість розширення схеми за рахунок резервного приєднання.

Схема підключення генераторів є блочною, кожен генератор через власний вимикач підключається до системи шин відповідної секції.

Таблиця 2.1 – Параметри генераторів Г1 та Г2 когенераційної установки.

Параметри	Позначення	Значення
1	2	3
Тип генератора	-	Синхронний
Тип ротора	-	Неявнополюсний
Кількість пар полюсів	P	1
Число обертів	n, об/хв	3000

Продовження таблиці 2.1

1	2	3
Повна потужність	S, МВА	5
Активна потужність	P, МВТ	4
Реактивна потужність	Q, МВАр	3
Напруга статора	U, кВ	6,3
Струм статора	I, А	460
Частота струму	f, Гц	50
Коефіцієнт потужності	cosφ	0,8

Враховуючи зміни у головній схемі живлення та виникненні необхідності заміни головних знижувальних трансформаторів для створення можливості видачі надлишку виробленої електроенергії в мережу, виникає необхідність заміни головного комутаційного обладнання. З урахуванням того, що силова електрична мережа підприємства виконана на напрузі 6,3 кВ, доцільно замінити старе комутаційне обладнання на сучасне у вигляді комплектної розподільної установки (КРУ). Це дасть можливість не тільки оновити обладнання, а й покращити його компонування та підвищити надійність роботи.

Комірки КРУ складаються з окремих шаф, що розділені на відсіки та мають вбудовані пристрої контролю, захисту, вимірювання та сигналізації. Головна схема живлення підприємства представлена на рисунку 2.1.

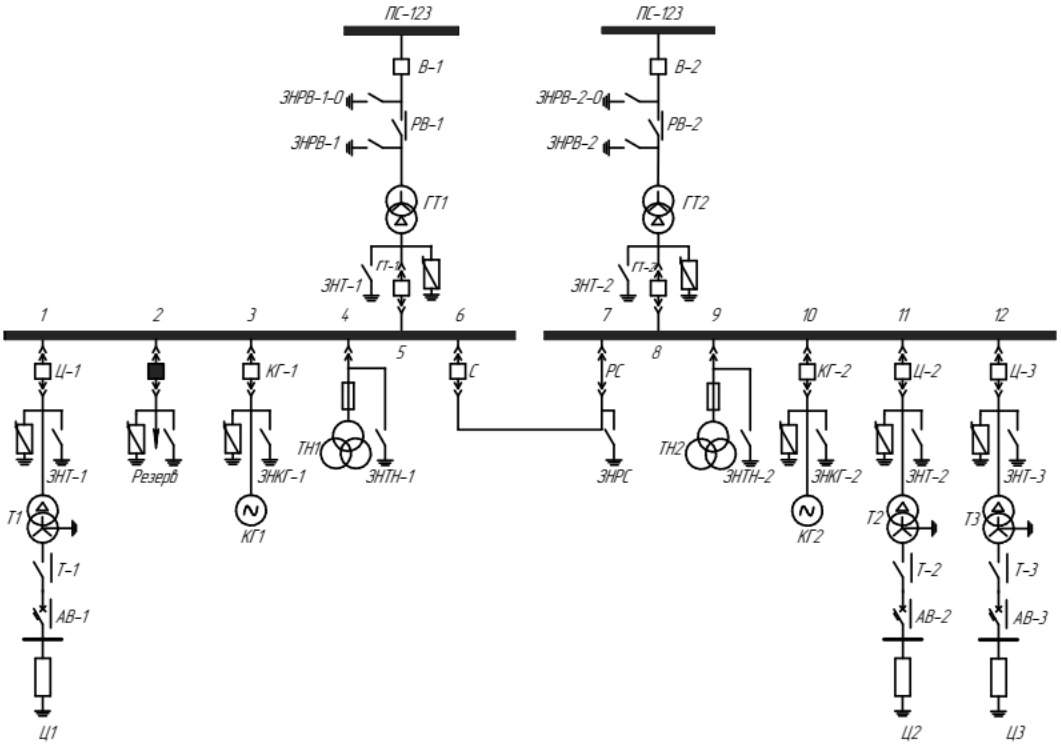


Рисунок 2.1 – Головна схема живлення підприємства

Вибір головних трансформаторів зв'язку

Для вибору трансформаторів зв'язку необхідно виконати розрахунок максимальної потужності перетоку через них. Для цього виконується розрахунок нормального та аварійного перетоку потужності.

Переток потужності в нормальному режимі визначається за формулою:

$$S_{\text{норм}} = \sqrt{(n \cdot P_{\text{ГН}} - (P_1 + P_2 + P_3))^2 + (n \cdot Q_{\text{ГН}} - (Q_1 + Q_2 + Q_3))^2} \quad (2.1)$$

де n – кількість генераторів.

$$S_{\text{норм}} = \sqrt{(2 \cdot 4 - (2 + 1{,}5 + 1))^2 + (2 \cdot 4 - (1{,}5 + 1{,}125 + 0{,}75))^2}$$

$$S_{\text{норм}} = 4{,}375 \text{ МВА}$$

Переток потужності в аварійному режимі:

$$S_{\text{авар}} = \sqrt{((n-1) \cdot P_{\text{ГН}} - (P_1 + P_2 + P_3))^2 + ((n-1) \cdot Q_{\text{ГН}} - (Q_1 + Q_2 + Q_3))^2} \quad (2.2)$$

$$S_{\text{авар}} = \sqrt{(1 \cdot 4 - (2 + 1{,}5 + 1))^2 + (1 \cdot 4 - (1{,}5 + 1{,}125 + 0{,}75))^2}$$

$$S_{\text{авар}} = 0{,}203 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність трансформаторів зв'язку:

$$S_{\text{розр}} = \frac{S_{max}}{1{,}4} \tag{2.3}$$

$$S_{\text{розр}} = \frac{4{,}475}{1{,}4} = 3{,}125\ MBA$$

Номінальна потужність трансформаторів зв'язку за стандартним рядом номінальних потужностей силових трансформаторів [16]:

$$S_{\text{ГТ1}} = S_{\text{ГТ2}} = 3{,}2 \text{ МВА} \tag{2.4}$$

Виходячи з цього, за каталогом силового обладнання обирається два трансформатори, параметри яких представлені у таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Параметри трасформаторів

Параметри	Позначення	Значення
1	2	3
Тип		ТМ-3200/10
Номінальна потужність	кВА	3200
Первина напруга	кВ	10
Вторинна напруга	кВ	6,3
Система охолодження		М
Схема та група з'єднання обмоток		Зірка /трикутник-11

Продовження таблиці 2.2

1	2	3
Втрати ХХ	кВт	3,9
Втрати КЗ	кВт	33,5
Напруга короткого замикання	U_K , %	6

Вибір комутаційних апаратів [17].

Вибір комутаційних апаратів здійснюється за найбільшим значенням струму приєднання, струмом відключення короткого замикання та напругою. Обраний вимикач перевіряється на термічну та динамічну стійкість струму КЗ.

На схемі визначаються розрахункові точки для яких розраховується струм КЗ, за найбільшим значенням якого обирається вимикач. Точки КЗ показані на рисунку 2.2

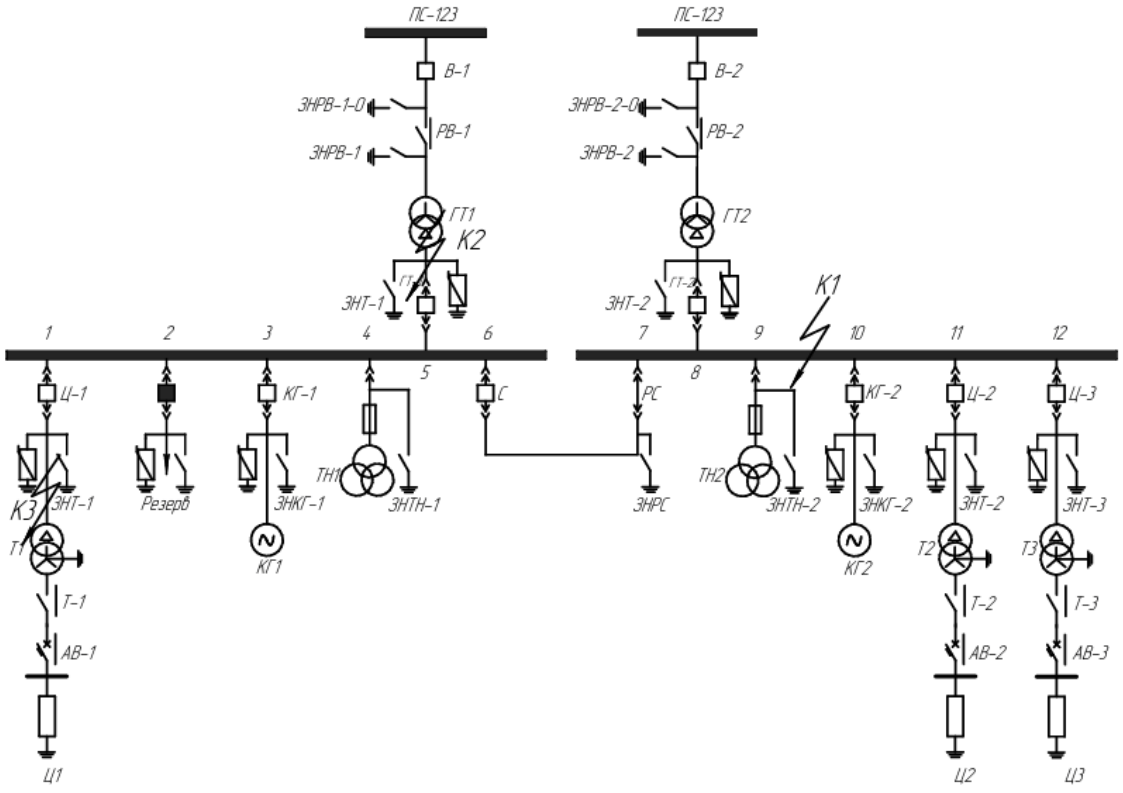


Рисунок 2.2 – Схема із зазначенням точок КЗ

Для розрахунку слід виконати приведення всіх значень до базисних величин. Технічні данні обладнання представлені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – технічні параметри обладнання

Генератор когенераційної устанвоки	
Напруга статора, кВ	6,3
Струм статора, А	460
Частота обертів, об/хв	3000
Активна потужність, МВт	4
Реактивна потужність, МВАр	3
Повна потужність, МВА	5
cosφ	0.8
sinφ	0.6
x``d	0,21
x`d	0,35
xd	0,86
Головні трансформатори ГТ1, ГТ2	
Первинна напруга, кВ	10
Вторинна напруга, кВ	6,3
Номінальна потужність, кВА	3200
U_K ,%	6
Трансформатор Т1	
Первинна напруга, кВ	6,3
Вторинна напруга, кВ	0,4
Номінальна потужність, кВА	2500
U_K ,%	5,5
Трансформатор Т2	
Первинна напруга, кВ	6,3
Вторинна напруга, кВ	0,4
Номінальна потужність, кВА	1600
U_K ,%	5,5
Трансформатор Т3	
Первинна напруга, кВ	6,3
Вторинна напруга, кВ	0,4
Номінальна потужність, кВА	1000
U_K ,%	6

ЕРС генераторів Г1 та Г2:

$$E_г = \sqrt{(\cos\varphi_{Гн})^2 + (\sin\varphi_{Гм} + X_d^{"})^2} \quad (2.5)$$

$$E_{\text{г}} = \sqrt{(0{,}8)^2 + (0{,}6 + 0{,}21)^2} = 1{,}138$$

Опір генераторів Г1 та Г2:

$$X_{\text{г}} = X_d^{"} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Гм}}} \tag{2.6}$$

$$X_{\text{г}} = 0{,}21 \cdot \frac{5}{5} = 0{,}21$$

Опір трансформаторів ГТ1 та ГТ2:

$$X_{\text{ГТ}} = \frac{u_K^{\%} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{T\text{м}}} \tag{2.7}$$

$$X_{\text{ГТ}} = \frac{6 \cdot 5}{100 \cdot 3{,}2} = 0{,}188$$

Опір трансформатору Т1:

$$X_{\text{Т1}} = \frac{u_K^{\%} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{T\text{м}}} \tag{2.8}$$

$$X_{\text{Т1}} = \frac{5{,}5 \cdot 5}{100 \cdot 2{,}5} = 0{,}11$$

Опір еквівалентної системи:

$$X_{\text{С}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ЕЕС}}} \tag{2.9}$$

$$X_{\text{С}} = \frac{5}{1000} = 0{,}005$$

ЕРС еквівалентної системи:

$$E_{\text{С}} = 1{,}1$$

Розрахунок струму КЗ для точки К1.

Схема заміщення представлена на рисунку 2.3.

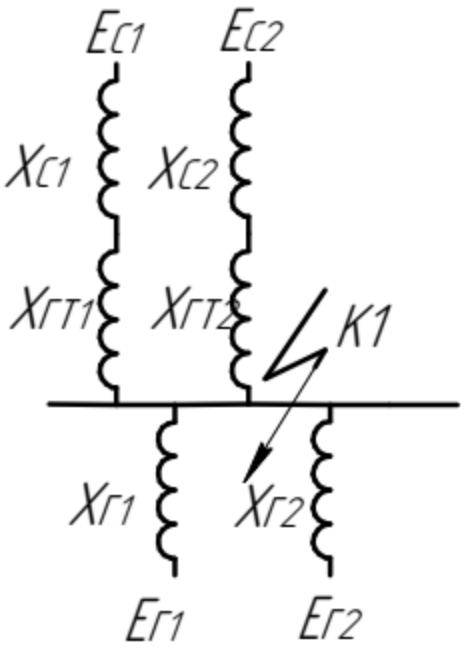


Рисунок 2.3 – Схема заміщення точка К1

Еквівалентні перетворення:

$$E_{e1} = \frac{\frac{E_{Г1}}{x_{Г1}} + \frac{E_{Г2}}{x_{г2}}}{\frac{1}{x_{Г1}} + \frac{1}{x_{Г2}}} \quad (2.10)$$

$$E_{e1} = \frac{\frac{1{,}138}{0{,}21} + \frac{1{,}138}{0{,}21}}{\frac{1}{0{,}21} + \frac{1}{0{,}21}}$$

$$x_{e1} = \frac{x_{Г1} \cdot x_{Г2}}{x_{Г1} + x_{Г2}} \quad (2.11)$$

$$x_{e1} = \frac{0{,}21 \cdot 0{,}21}{0{,}21 + 0{,}21} = 0{,}105$$

$$x_{e3} = x_{C1} + x_{ГТ1} \quad (2.12)$$

$$x_{e3} = 0{,}005 + 0{,}188 = 0{,}193$$

$$x_{e4} = x_{C2} + x_{ГТ2} \quad (2.13)$$

$$x_{e4} = 0{,}005 + 0{,}188 = 0{,}193$$

$$x_{e5} = \frac{x_{e3} \cdot x_{e4}}{x_{e3} + x_{e4}} \quad (2.14)$$

$$x_{e5} = \frac{0{,}193 \cdot 0{,}193}{0{,}193 + 0{,}193} = 0{,}096$$

$$E_{e2} = \frac{\frac{E_{C1}}{x_{e3}} + \frac{E_{C2}}{x_{e4}}}{\frac{1}{x_{e3}} + \frac{1}{x_{e4}}} \quad (2.15)$$

Схема заміщення приймає вигляд:

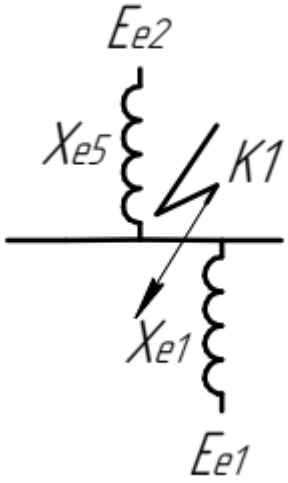


Рисунок 2.4 – Схема заміщення точка К1

Еквівалентні перетворення:

$$E_{e2} = \frac{\frac{1{,}1}{0{,}143} + \frac{1{,}1}{0{,}143}}{\frac{1}{0{,}143} + \frac{1}{0{,}143}} = 1{,}099$$

$$E_{e3} = \frac{\frac{E_{e1}}{x_{e1}} + \frac{E_{e2}}{x_{e5}}}{\frac{1}{x_{e1}} + \frac{1}{x_{e5}}} \quad (2.16)$$

$$E_{e3} = \frac{\frac{1{,}084}{0{,}105} + \frac{1{,}099}{0{,}096}}{\frac{1}{0{,}105} + \frac{1}{0{,}096}} = 1{,}093$$

$$x_{e6} = \frac{x_{e1} \cdot x_{e5}}{x_{e1} + x_{e5}} \quad (2.17)$$

$$x_{e6} = \frac{0{,}105 \cdot 0{,}096}{0{,}105 + 0{,}096} = 0{,}05$$

Схема заміщення спрощена до однопроменевої:

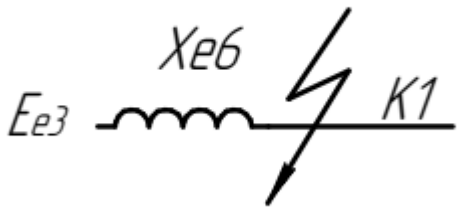


Рисунок 2.5 – Однопроменева схема заміщення для точки К1

Струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{\text{К}} = \frac{E_{\text{ез}}}{x_{\text{еб}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \tag{2.18}$$

$$I_{\text{к}} = \frac{1{,}092}{0{,}05} \cdot \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 10{,}003 \text{ кА}$$

Розрахунок струму КЗ для точки К2

Розрахункова схема заміщення для точки К2:

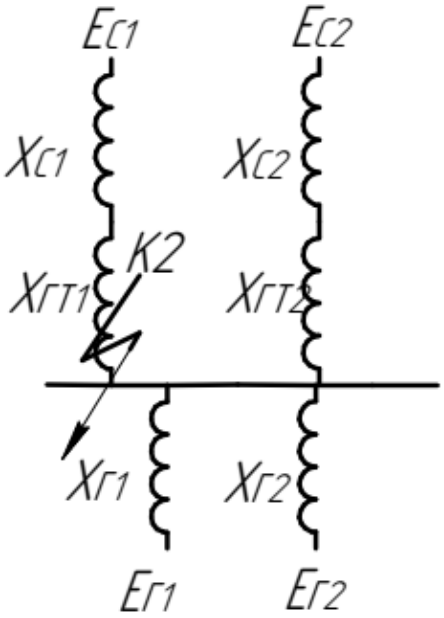


Рисунок 2.6 – Схема заміщення для точки К2

Еквівалентні перетворення:

$$x_{e1} = x_{C2} + x_{ГТ2} \tag{2.19}$$

$$x_{e1} = 0{,}005 + 0{,}188 = 0{,}193$$

$$x_{e2} = x_{C1} + x_{ГТ1} \tag{2.20}$$

$$x_{e2} = 0{,}005 + 0{,}188 = 0{,}193$$

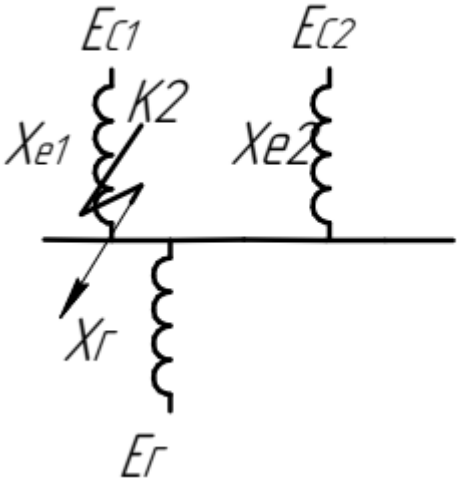


Рисунок 2.7 – Схема заміщення для точки К2

Еквівалентні перетворення:

$$E_{e1} = \frac{\frac{E_Г}{x_Г} + \frac{E_{C2}}{x_{e1}}}{\frac{1}{x_Г} + \frac{1}{x_{e1}}} \tag{2.21}$$

$$E_{e1} = \frac{\frac{1{,}138}{0{,}21} + \frac{1{,}1}{0{,}193}}{\frac{1}{0{,}21} + \frac{1}{0{,}193}} = 1{,}118$$

$$x_{e3} = \frac{x_{e1} \cdot x_Г}{x_{e1} + x_Г} \tag{2.22}$$

$$x_{e3} = \frac{0{,}193 \cdot 0{,}21}{0{,}193 + 0{,}21} = 0{,}101$$

$$E_{e2} = \frac{\frac{E_{C1}}{x_{e2}} + \frac{E_{e1}}{x_{e3}}}{\frac{1}{x_{e2}} + \frac{1}{x_{e3}}} \tag{2.23}$$

$$E_{e2} = \frac{\frac{1,1}{0,193} + \frac{1,118}{0,101}}{\frac{1}{0,193} + \frac{1}{0,101}} = 1,111$$

$$x_{e4} = \frac{x_{e2} \cdot x_{e3}}{x_{e2} + x_{e3}} \quad (2.24)$$

$$x_{e4} = \frac{0,193 \cdot 0,101}{0,193 + 0,101} = 0,066$$

Однопроменева схема заміщення:

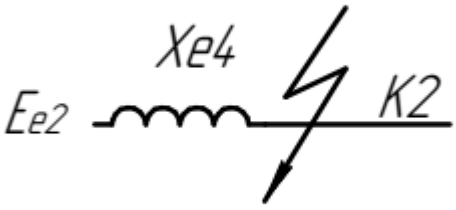


Рисунок 2.8 – Однопроменева схема для точки К2

Струм короткого замикання в точці К2:

$$I = \frac{E_{e2}}{x_{e4}} \cdot \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (2.25)$$

$$I = \frac{1,111}{0,066} \cdot \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 8,079 \text{ кА}$$

Розрахунок струму К3 для точки К3

Розрахункова схема заміщення для точки К3:

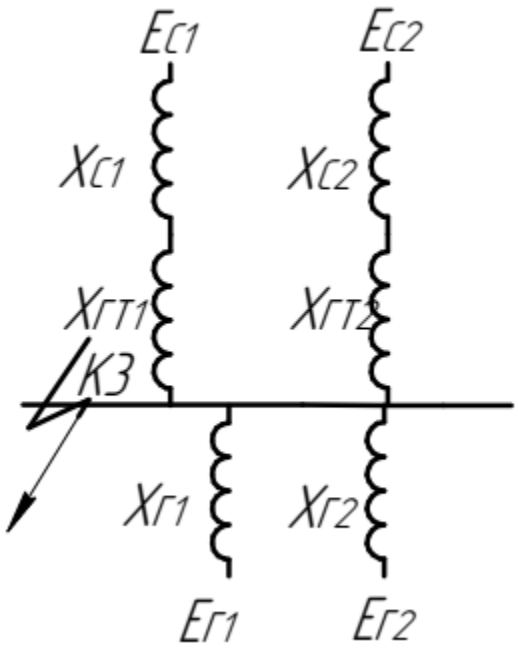


Рисунок 2.9 – Схема заміщення для точки К3

Еквівалентні перетворення:

$$E_{e1} = \frac{\frac{E_{г1}}{x_{г1}} + \frac{E_{г2}}{x_{г2}}}{\frac{1}{x_{г1}} + \frac{1}{x_{г2}}} \quad (2.26)$$

$$E_{e1} = \frac{\frac{1{,}138}{0{,}21} + \frac{1{,}138}{0{,}21}}{\frac{1}{0{,}21} + \frac{1}{0{,}21}} = 1{,}138$$

$$x_{e1} = \frac{x_{г1} \cdot x_{г2}}{x_{г1} + x_{г2}} \quad (2.27)$$

$$x_{e1} = \frac{0{,}21 \cdot 0{,}21}{0{,}21 + 0{,}21} = 0{,}105$$

$$x_{e3} = x_{ГТ1} + x_{c1} \quad (2.28)$$

$$x_{e3} = 0{,}188 + 0{,}005 = 0{,}193$$

$$x_{e4} = x_{ГТ2} + x_{c2} \quad (2.29)$$

$$x_{e4} = 0{,}188 + 0{,}005 = 0{,}193$$

$$E_{e2} = \frac{\frac{E_{c1}}{x_{e3}} + \frac{E_{c2}}{x_{e4}}}{\frac{1}{x_{e3}} + \frac{1}{x_{e4}}} \quad (2.30)$$

$$E_{e2} = \frac{\frac{1,1}{0,193} + \frac{1,1}{0,193}}{\frac{1}{0,193} + \frac{1}{0,193}} = 1,1$$

$$x_{e5} = \frac{x_{e3} \cdot x_{e4}}{x_{e3} + x_{e4}} \quad (2.31)$$

$$x_{e5} = \frac{0,193 \cdot 0,193}{0,193 + 0,193} = 0,096$$

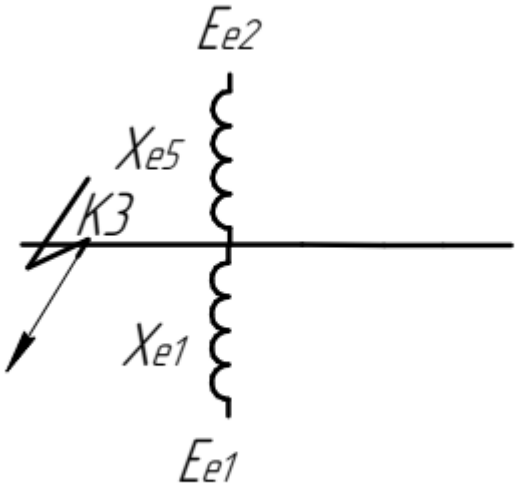


Рисунок 2.10 – Схема заміщення для точки К3

Еквівалентні перетворення:

$$E_{e2} = \frac{\frac{E_{e2}}{x_{e5}} + \frac{E_{e1}}{x_{e1}}}{\frac{1}{x_{e5}} + \frac{1}{x_{e1}}} \quad (2.32)$$

$$E_{e2} = \frac{\frac{1,1}{0,096} + \frac{1,138}{0,105}}{\frac{1}{0,096} + \frac{1}{0,105}} = 1,118$$

$$x_{e5} = \frac{x_{e3} \cdot x_{e4}}{x_{e3} + x_{e4}} \quad (2.33)$$

$$x_{e5} = \frac{0{,}096 \cdot 0{,}105}{0{,}096 + 0{,}105} = 0{,}05$$

Однопроменева схема заміщення для точки К3:

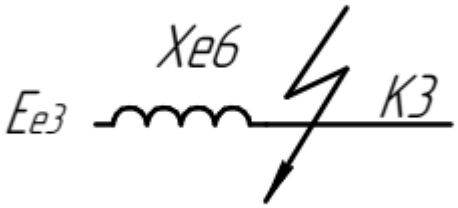


Рисунок 2.11 – Однопроменева схема для точки К3

Струм К3 в точці К3:

$$I = \frac{E_{e4}}{x_{e4}} \cdot \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \tag{2.34}$$

$$I = \frac{1{,}118}{0{,}05} \cdot \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 10{,}241 \text{ кА}$$

За проведеними розрахунками найбільше значення струму К3 становить 10,241 кА, дане значення буде враховано при виборі електричних апаратів.

Вибірка та перевірка вимикачів.

Вимикач обирається та перевіряється за умовами:

$$U_{Вн} \geq U_{Пр-н} \tag{2.35}$$

$$I_{Вн} \geq I_{Пр\ max} \tag{2.36}$$

$$I_{Відкл} \geq I_{n,0} \tag{2.37}$$

Перевірка вимикача на динамічну стійкість до струмів К3:

$$I_{дин} \geq I_{n,0} \tag{2.38}$$

$$i_{дин} \geq i_{повн} \quad (2.39)$$

$$i_{повн} = (1 + К) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \quad (2.40)$$

де К – коефіцієнт аперіодичної складової струму КЗ в момент часу t= 0,01 с. (К = 0,85)

Перевірка вимикача на термічну стійкість до струмів КЗ:

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} > B_{терм} \quad (2.41)$$

$$B_{терм} = I^2_{n,0} \cdot (t_{вим} + t_{РЗ}) \quad (2.42)$$

де $t_{РЗ}$ - час спрацювання релейного захисту ($t_{РЗ} = 0{,}01$ с.).

Вимикач обирається та перевіряється за умовами (2.35-2.42). Їм відповідає вимикач типу ВБП-10-12,5/630 У3 з параметрами:

- номінальна напруга:

$$U_{Вн} = 10{,}5 \text{ кВ}$$
$$U_{Вн} > U_{Гн} = 10{,}5 \text{ кВ}$$

- номінальний робочий струм:

$$I_{Вн} = 630 \text{ А}$$
$$I_{Вн} > I_{max} = 460 \text{ А}$$

- номінальний струм відключення:

$$I_{Відкл} = 12{,}5 \text{ кА}$$
$$I_{Відкл} > I_{n,0} = 10{,}241 \text{ кА}$$

- діюче значення періодичної складової гранично допустимого струму КЗ:

$$I_{дин} = 12{,}5 \text{ кА}$$

$$I_{дин > I_{n,0}} > I_{n,0} = 10{,}241 \text{ кА}$$

- амплітудне значення гранично допустимого струму КЗ:

$$i_{повн} = (1 + 0{,}85) \cdot \sqrt{2} \cdot 10{,}241 = 26{,}713 \text{ кА}$$

$$i_{дин} = 32 \text{ кА}$$

$$i_{дин} > i_{повн}$$

- допустимий струм термічної стійкості $I_{терм} = 12{,}5$ кА, допустимий час термічної стійкості $t_{терм} = 3$ с., власний час відключення вимикача $t_{вим} = 0{,}055$ с.

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 12{,}5^2 \cdot 3 = 468{,}5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{терм} = 10{,}241^2 \cdot (0{,}055 + 0{,}01) = 6{,}817 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_{терм}$$

Вимикач типу ВБП-10-12,5/630 У3 встановлюється у всіх комірках.

Вибір секційного роз'єднувача

Роз'єднувач обирається та перевіряється за умовами (2.35-2.42). Їм відповідає роз'єднувач типу РВ-10/630У3 з параметрами:

- номінальна напруга:

$$U_{Рн} = 10{,}5 \text{ кВ}$$

$$U_{Вн} = U_{Гн} = 10{,}5 \text{ кВ}$$

- номінальний робочий струм:

$$I_{Рн} = 630 \text{ А}$$

$$I_{Вн} > I_{max} = 460 \text{ А}$$

- амплітудне значення гранично допустимого струму КЗ:

$$i_{повн} = 26{,}713 \text{ кА}$$
$$i_{дин} = 52 \text{ кА}$$
$$i_{дин} > i_{повн}$$

- допустимий струм термічної стійкості $I_{терм} = 20$ кА, допустимий час термічної стійкості $t_{терм} = 4$ с.

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$
$$B_{терм} = 35{,}75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$
$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_{терм}$$

Роз'єднувачі типу РВ-10/630 У3 встановлюються у комірці секційного роз'єднувача

Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатор напруги (ТН) обирається та перевіряється за умовами:

$$U_{ТН1н} = U_{Пр-н} \quad (2.43)$$
$$\sum S_2 < S_{доп} \quad (2.44)$$

де $\sum S_2$ – сумарна потужність підключених пристроїв до вторинної обмотки ТН, ВН.

Трансформатор напруги обирається та перевіряється за умовами (2.43-2.44). Їм відповідає ТН типу ЗНОЛ-6 У3 з параметрами:

- номінальна напруга:

$$U_{ТН1н} = 6{,}3 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ТНн}} = U_{\text{Гн}} = 6{,}3 \text{ кВ}$$

- клас точності основної вторинної обмотки «зірка» - 0,5; $S_{\text{доп}} = 75$ ВА. Клас точності додаткової вторинної обмотки «трикутник» – 3Р; $S_{\text{доп}} = 300$ ВА.

ТН ЗНОЛ-6 У3 встановлюється на кожну секцію.

Вибір трансформаторів струму.

Трансформатор струму (ТС) обирається та перевіряється за умовами:

$$U_{\text{ТС1н}} = U_{\text{Пр−н}} \quad (2.45)$$

$$\text{I}_{\text{ТС1н}} > \text{I}_{max} \quad (2.46)$$

$$\text{i}_{\text{дин}} > \text{i}_{\text{повн}} \quad (2.47)$$

$$\text{I}^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} > \text{B}_{\text{терм}} \quad (2.48)$$

Трансформатор струму обирається та перевіряється за умовами (2.45-2.48). Їм відповідає ТС типу ТЛМ-1-10-У3 з параметрами:

- номінальна напруга:

$$U_{\text{ТС1н}} = 6{,}3 \text{ кВ}$$
$$U_{\text{ТС1н}} = U_{\text{Гн}} = 6{,}3 \text{ кВ}$$

- первинні струми ТС:

- ТС, що встановлено між генератором і блоковим трансформатором:

$$\text{I}_{max} = \frac{\text{S}_{\text{Гн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Гн}}} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 0{,}458 \text{ кА} = 458 \text{ А} \quad (2.49)$$
$$\text{I}_{\text{ТС1н}} = 600 \text{ А}$$
$$\text{I}_{\text{ТС1н}} > \text{I}_{max}$$

- обраний ТС має 2 вторинних обмотки (0,5; 1). Перша обмотка призначена для пристроїв вимірювання та комерційного обліку і має клас точності 0,5; $Z_{доп}$ = 0,4 Ом. Друга обмотка використовуються у системах релейного захисту та мають клас точності 1; $Z_{доп}$ = 0,8 Ом.

- амплітудне значення гранично допустимого струму КЗ:

$$i_{повн} = 26{,}713 \text{ кА}$$
$$i_{дин} = 125 \text{ кА}$$
$$i_{дин} > i_{повн}$$

- допустимий струм термічної стійкості $I_{терм} = 25$ кА, допустимий час термічної стійкості $t_{терм} = 4$ с.

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$
$$B_{терм} = 35{,}75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$
$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} > B_{терм}$$

Встановлюються 6 ТС типу ТЛМ 6 У3 в комірці кожного приєднання.

Вибір захисту від перенапруги.

Обмежувачі перенапруги обираються за умовою:

$$U_{ОП-н} = U_{Пр-н} \qquad (2.50)$$

Обмежувачі перенапруги обираються за умовою (2.50). Їй відповідає обмежувач перенапруги нелінійний типу EXLIM-6-12. з параметрами:

- номінальна напруга:

$$U_{ОП-н} = 6{,}3 \text{ кВ}$$
$$U_{ОП-н} = U_{Гн} = 6{,}3 \text{ кВ}$$

- мінімальна пробивна напруга $U_{\text{Пр}}^{min} = 12$ кВ

- максимальна пробивна напруга $U_{\text{Пр}}^{max} = 15$ кВ

В кожній комірці встановлено ОПН типу EXLIM-6-12.

Кабельні траси від генераторних відводів до шини виконуються середньовольтними кабелями класу ізоляції XLPE; перетин та кількість жил підбираються згідно з номінальними струмами й з урахуванням коефіцієнта запасу (1,1…1,25). Шинопровід у машинному залі робиться мідним або алюмінієвим з відповідним перерізом. Для кожного відводу рекомендовано передбачити вимірювання температури оболонки кабелю й захист від перевантаження по температурі. Для зовнішнього підключення трансформатора прокладаються кабелі або лінія повітряна СІП/АС.

Окрема частина схеми – пристрої покращення якості електроживлення. Генератори дають нелінійні струми і гармоніки, тому на шині передбачаються пасивні або активні фільтри гармонік у залежності від реального рівня нелінійності; для утримання коефіцієнта потужності в межах нормативу проєктуються автоматичні батареї конденсаторів або статичні компенсатори СТАТКОМ. Компенсація має бути секціонованою і керованою від SCADA, щоб уникнути резонансних режимів.

Синхронізація агрегатів здійснюється автоматичним синхронізатором, що контролює параметри частоти, амплітуди й кута фази. Включення генераторного вимикача дозволяється лише коли параметри знаходяться у допустимих межах; після синхронізації регулювання навантаження між агрегатами забезпечує вбудований автоматичний регулятор напруги і система керування двигуна. В схемі передбачено, теж, систему розподілу пріоритетів: пріоритет теплопріоритету або електропріоритету, що задається в PLC/SCADA і визначає, чи має установка працювати з максимальним виділенням тепла (з можливим експортуванням електрики), або обмежувати виробництво електроенергії, щоб уникнути надлишку без можливості збуту.

Облік і тарифікація реалізуються через два комплекти лічильників: комерційний лічильник на вводі для фіксації купленої та проданої електроенергії, і внутрішні лічильники на відводах від генераторів для обліку виготовленої енергії та ефективності когенерації. Крім електрообліку, необхідний підрахунок палива: лічильник витрати газу на вході в установку з інтеграцією в SCADA для звітності та технічного аналізу.

Система керування побудована на PLC з SCADA-інтерфейсом. PLC відповідає за синхронізацію, паралельну роботу, пріоритети тепла/електрики, ротацію агрегатів, логіку аварійного відключення і перемикання секцій шини. SCADA відображає в режимі реального часу параметри генераторів, трансформаторів, шини, захистів, рівні гармонік, витрату газу, економічні показники (витрати палива / вироблена електроенергія) і веде журнал подій. Інтерфейси повинні забезпечувати віддалений доступ і архівацію у відповідності до внутрішніх політик підприємства.

Далі, варто описати режими експлуатації когенераційної установки – її поведінку при роботі в паралелі з внутрішньою і зовнішньою мережею та при роботі в автономному (ізольованому) режимі. Розуміння цих особливостей потрібно не лише для коректного налаштування автоматики й захистів, а й для складання експлуатаційних інструкцій, програми випробувань і договору з енергопостачальником.

В режимі паралелі з мережею коректна підготовка до з’єднання починається з перевірки параметрів генератора і шини: напруга має бути практично однакова (розрахункова різниця напруги не більше ±2–3 %), частота – у вузьких межах (до ±0,1 Гц від номіналу 50 Гц) і кут фаз має незначне відхилення (на практиці прагнуть менше 5°). Перед включенням генераторного вимикача автоматичний синхронізатор перевіряє ці параметри і дозволяє включити вимикач тільки за дотримання умов. Після паралельного включення регулювання активної потужності здійснюється по принципу частотного або в режимі скоригованого розподілу навантаження завдяки системі управління двигуном; типове значення для газопоршневих агрегатів

знаходиться в інтервалі 3–5 % і дозволяє пропорційно ділити пікове навантаження між агрегатами. Реактивна потужність розподіляється автоматично через регулятор напруги і може бути додатково збалансована через регулювання активної та реактивної потужності або через секціоновані батареї конденсаторів, це важливо для підтримки коефіцієнта потужності в нормативних межах і для зменшення перевантажень по шині. Паралельна робота накладає вимоги до якості електрики: необхідна фільтрація гармонік і контроль коефіцієнта нелінійності, а також координація релейних захистів з мережею постачальника – без цього у разі аварії може виникнути некоректна робота або відключення. В експлуатації важливо визначити політику пріоритетів: якщо пріоритет – тепло (для покриття технологічних парових потреб), то PLC/SCADA задає відповідну стратегію розподілу палива і допустиме обмеження електричної генерації; якщо пріоритет – електрика (наприклад, вигідний експорт), установки працюють з максимальним електрогенераторним навантаженням з подальшим використанням тепла або його реалізацією.

Режим автономної (ізольованої) роботи має принципово інші вимоги. Щоб установка могла стабільно працювати в ізольованому режимі, її система керування повинна підтримувати формування частоти та напруги. Це означає, що контролери двигунів і регулятора напруги повинні забезпечувати жорстке регулювання частоти та напруги під змінним навантаженням, а також мати налаштовані дроп-закони для рівномірного розподілу навантаження між агрегатами. Для гарантування стійкості потрібні запас «пускових» потужностей і мінімальна резервна потужність, а також механізми автоматичного відсікання некритичних споживачів у разі дефіциту. Практично це вимагає мати чітко визначені критичні навантаження, які гарантовано живляться в ізольованому режимі, та буфер тепла (парова ємність або теплоакумулятор), який компенсує тимчасові невідповідності між виробництвом і споживанням тепла при переході з одного режиму в інший. Мінімальне стабільне навантаження на газопоршневому агрегаті зазвичай

становить близько 30–40 % номіналу; це потрібно врахувати при плануванні роботи в ізоляції (щоб уникнути робочих режимів з низькою паливною ефективністю або проблем з горінням).

Перехід між режимами (паралель → ізоляція → паралель) повинен бути відпрацьований у вигляді процедур. При плановому відключенні зовнішньої мережі алгоритм зазвичай виглядає так: підготовка (переконатися у наявності достатнього запасу палива й готовності агрегатів), поетапне нарощування частки генерації когенерації до значення, що покриває внутрішні навантаження, забезпечення стабільності за частотою й напругою, перекриття вводу від мережі (відключення ввідного вимикача) і перехід у ізольований режим; при поверненні мережі виконується синхронізація та плавне з'єднання з мережею. В разі аварійного відключення зовнішньої мережі може привести або до миттєвого відключення генераторів за вимогами мережевого оператора, або (якщо обладнання і умови дозволяють) до автоматичного переходу в автономний режим – це рішення має бути погоджено в договорі приєднання і закладено в налаштуваннях PLC/SCADA. Важливо: без офіційного погодження з органом диспетчерського керування—самовільна робота в ізольованому режимі зазвичай заборонена.

Для плавної взаємодії з органом диспетчерського керування потрібно передбачити телеметрію і можливість віддаленого контролю/блокування, а також журнали подій і архіви даних (реєстрація виробленої електроенергії, витрати палива, аварійні режими) для звітності і розв'язання спорів щодо експорту/імпорту енергії.

Експлуатаційні обмеження й умови, які варто закласти в регламенти, включають мінімальні навантаження агрегатів, допустимі темпи наростання/спада потужності періоди технічного обслуговування, поведінку при частковому навантаженні та порядок дій при відмовах (послідовність аварійних відключень). Також важливо врахувати комерційні аспекти: умови продажу надлишкової електроенергії, штрафи за невідповідність коефіцієнтів

потужності та нелінійності напруги, а також вимоги договору на приєднання щодо швидкості відключення при аварії.

На практиці доцільно встановити робочі налаштування як стартову конфігурацію і перевірити їх під час пуско-налагодження: синхронізаційний допуск частоти ±0,1 Гц, допуск по напрузі ±2 %, кутова різниця перед замиканням <5°; дроп 3–5 % для P-sharing; мінімальне навантаження агрегату ≈30–40 % номіналу; час виявлення втрати мережі і реакції – згідно з договором з органом диспетчерського керування (зазвичай у межах секундного інтервалу). Ці значення є орієнтиром і повинні бути підтверджені виробником обладнання та узгоджені з енергопостачальником перед введенням у постійну експлуатацію.

Загалом, правильне налаштування режимів паралелі та автономної роботи, відпрацьовані процедури переходів, узгоджені з DSO алгоритми анти-айслінгу та продумана політика пріоритетів (тепло/електрика) є ключовими елементами надійної і ефективної експлуатації когенераційної установки на промисловому підприємстві.

2.3. Системи захисту та автоматики

В структурі проєкту когенераційної установки ключове місце займає питання релейного захисту та автоматики, адже навіть найсучасніше обладнання втрачає надійність без правильно налаштованих систем, що реагують на аварійні та ненормальні режими. Всі розрахунки й побудова/опис схеми мають сенс лише тоді, коли забезпечено швидке і селективне відключення пошкодженої ділянки та збереження працездатності решти енергосистеми підприємства.

У випадку газопоршневої когенераційної установки релейний захист поділяється на три рівні: генераторний, шинний та вводний.

На рівні розподільної мережі підприємства реалізуються селективні захисти від короткого замикання і перевантажень. Використовуються цифрові

релейні комплекси, які дозволяють задати час-струмові характеристики так, щоб у разі аварії відключався лише пошкоджений відвід, а решта приєднань залишалася під напругою. Важливим елементом є захист від замикань на землю: у мережах із заземленою нейтраллю часто застосовуються трансформатори нульової послідовності або спеціальні реле, які реагують на появу струму замикання через землю. Це забезпечує швидке виявлення пошкоджень ізоляції кабелів та апаратури.

Вводний рівень захисту відповідає за взаємодію з мережею енергопостачальної компанії. Тут застосовуються реле під- та перенапруги, реле частоти та швидкодії, а також спеціальні блоки анти-айслінгу. Останні призначені для виявлення втрати зовнішньої мережі: якщо вона знеструмлюється, когенераційна установка має або відключитися, або перейти в автономний режим відповідно до узгодженого алгоритму. Наявність анти-айслінг-захисту є обов'язковою умовою приєднання до мережі, оскільки він запобігає небезпечному живленню відокремленої частини мережі, що може загрожувати персоналу та обладнанню.

Всі зазначені релейні блоки реалізуються на базі сучасних цифрових пристроїв із можливістю параметрування через програмне забезпечення, архівації подій та інтеграції в SCADA. Це дозволяє не лише оперативно реагувати на аварії, а й вести аналіз після відключення: які параметри вийшли за межі, яка була динаміка струмів і напруг, які захисти спрацювали першими.

Автоматичне відключення при аварійних режимах реалізується як по апаратному каналу (швидкодіючі контактори й вимикачі з дистанційним приводом), так і через програмно-апаратний комплекс автоматики. У типовій практиці час від моменту виявлення короткого замикання до відключення не перевищує 60–100 мс, що достатньо для обмеження термічних та електродинамічних пошкоджень. Для аварій на стороні мережі або внутрішніх шин допускаються більші витримки часу, щоб забезпечити селективність і відключити лише пошкоджену ділянку.

Оскільки релейні захисти формують основу оперативної безпеки установки, особлива увага приділяється саме захисту генератора та теплотехнічної частини — цим елементам відводиться роль першого рубежу оборони при внутрішніх ушкодженнях, дефектах паливної системи, або гідродинамічних аваріях в паровій магістралі. Практичне завдання — забезпечити миттєве виявлення небезпечного режиму та його локалізацію з мінімальними втратами для обладнання і процесу, одночасно зберігши можливість швидкого відновлення роботи і наявність чітко задокументованих процедур для оператора.

Електричний захист генератора реалізовано за рахунок комбінації чутливих релейних захистів обмотки статора. Для генераторів даної потужності обираються наступні види релейного захисту:

- поздовжній диференційний захист від міжфазних коротких замикань в обмотці статора;

- захист від однофазного замикання обмотки статора на землю;

- захист від замикання на землю обмотки збудження генератора;

- захист від симетричного перевантаження обмотки статора.

Принципова схема захисту обмотки статора генератора та схема логіки роботи пристроїв РЗА представлена на рисунках 2.12 та 2.13 відповідно.

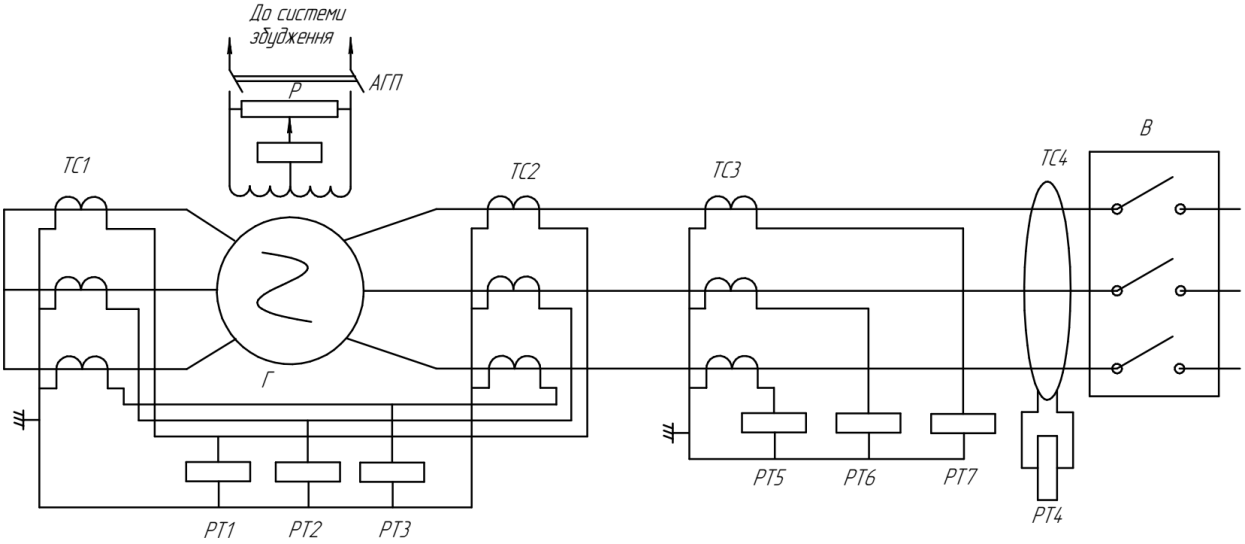


Рисунок 2.12 – Схема захисту обмотки статора генератора

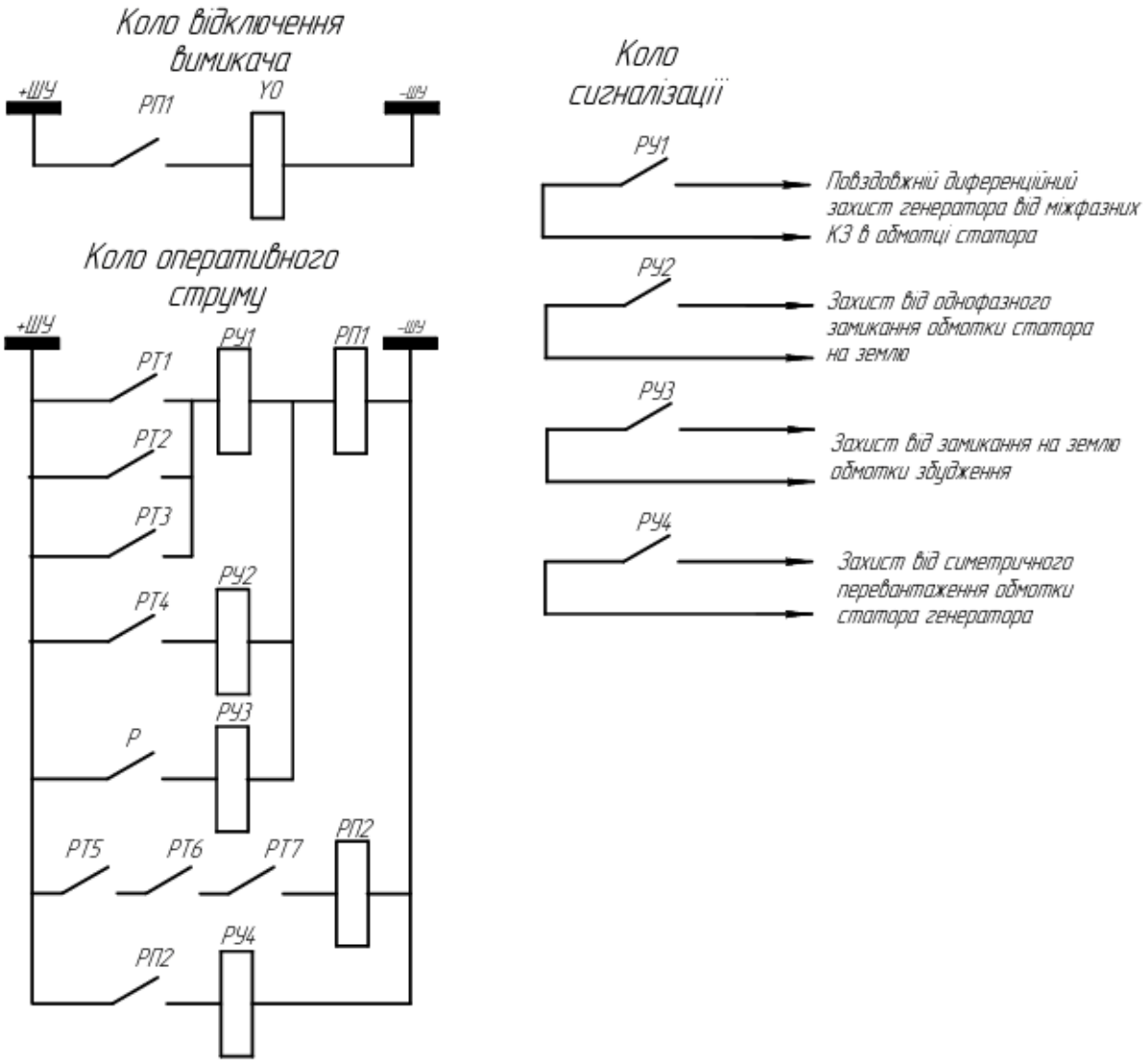


Рисунок 2.13 – Схема логіки роботи РЗА генератора

Термічний захист обмоток реалізується через платинові термоопори (Pt100) у статорі і термодатчики в підшипниках; вони підключаються до цифрового релейного блоку і до PLC. Налаштування порогів: попередня тривога при T ≥ 70–80 % максимально допустимої температури обмотки, аварійне відключення при досягненні 95–100 % граничного значення. Для підшипників установка порогу за температурою + вібраційне реле; при одночасному перевищенні — автоматична зупинка двигуна і блокування запуску до усунення причин. Вібраційний моніторинг повинен мати два рівні: попередній (маскування при пускових вібраціях) і аварійний з тригером у

полях допустимих значень, налаштованих відповідно до заводських паспортів підшипників.

Критичною є координація дій релейних захистів із механічними та паливними інтерлоками. В разі аварії електричного типу (наприклад внутрішнє КЗ) релейний захист повинен подати команду на відключення генераторного вимикача та одночасну послідовну відсічку газового клапана (двоступеневий стоп: попередній – команда на закриття через електромагнітний клапан, резервний – механічний кульовий клапан з електроприводом). Сигнал від захисту має йти до PLC, яке послідовно контролює завершення операцій (перевірка стану клапанів через кінцеві вимикачі) і лише після цього допускає повторне включення за процедурою ручного або автоматичного відновлення.

Особливу увагу приділяють захисту паливного тракту: два незалежні датчики полум'я на пальнику (основний і резервний), диференційний тиск газу на вході газової арматури, датчики витоку газу в машинному залі. При відсутності полум'я після подачі палива відбувається негайне блокування подачі і сигнал аварії; при виявленні витоку газу – аварійне закриття головного кульового клапана і евакуація персоналу згідно інструкцій. Рекомендується реалізувати логіку «two out of two» (2oo2) для критичних сигналів газового контролю або 1oo2 з ручною перевіркою, залежно від вимог безпеки.

Захист теплотехнічної частини повинен закривати весь спектр гідродинамічних і парових ризиків. Основні елементи: контроль рівня у паровому барабані або буфері (головний захист low-level trip), захист від надлишкового тиску (high-pressure trip) через запобіжні клапани і редундантні датчики тиску, контроль температури на виході HRSG та датчики температури вихлопних газів. Низький рівень пари у буфері повинен автоматично ініціювати зниження навантаження по електриці та, при необхідності, зупинку подачі палива – алгоритм load-shedding реалізується на PLC з чітко прописаними пріоритетами та таймінгами.

Для захисту від «сухого пуску» котла-утилізатора потрібно мати блокування подачі пари/гази за умовою недостатнього потоку охолоджуючої води або низького рівня (рекомендація – мінімальний потік води чи теплоносія не менше 1.1 × мін. проектного, фіксація через витратоміри з імпульсним виходом). Байпасні клапани та обхідні лінії дозволяють перенаправити потік при аваріях без критичного перепаду тиску у технологічних агрегаціях.

Запобіжні клапани і їхнє тестування: кожний барабан і магістраль пари повинні мати мінімум один запобіжний клапан (схема redundant – 1oo2) з номінальним тиском, що трохи перевищує робочий тиск, та вторинними засобами ручного скидного випробування. Програмні блоки повинні фіксувати спрацьовування запобіжника і ініціювати аудит системи; після скиду необхідна ручна перевірка і розбір причин. Рекомендується щорічна калібрувка клапанів і щомісячні функціональні випробування за протоколом.

Дублювання критичних сенсорів – стандартна вимога. Для датчиків рівня, тиску та полум'я рекомендується схема 2oo3 (дві з трьох для тригеру) або 1oo2 з супутніми перевірками, щоб уникнути хибних спрацьовувань і одночасно гарантувати безпеку. Сигнали зі всіх критичних датчиків мають надходити як на релейні блоки безпосередньо, так і на PLC для запису, аналізу та реалізації більш складних логік (наприклад, поступове зниження навантаження, багаторівневе оповіщення).

Інтеграція із SCADA і протокол дій оператора. Всі сигнали від захистів і сенсорів повинні архівуватися і бути доступні на HMI для миттєвого перегляду станів. При спрацюванні захисту система має виводити покрокове вікно з указівками: яка дія виконана автоматично, які дії необхідні від оператора, які датчики спрацювали, стан клапанів і вимикачів та логи перед- і післяподії. Після будь-якого аварійного відключення необхідна фіксація подій, формування протоколу інциденту і виконання контролю якості та огляду обладнання перед повторним запуском.

Рекомендовані інтервали тестування та обслуговування: диференційні захисти та релейні комплекси – функціональні тести щоквартально, повна

калібрування щорічно; термоопори та вібраційні датчики – перевірки щомісяця, калібрування щороку; запобіжні клапани – щомісячні функціональні випробування і щорічне калібрування; газові клапани і датчики полум'я – функціональні перевірки перед кожним сезоном і тест після кожного сервісного втручання.

В підсумку, захист генератора та теплотехнічної частини – це сукупність швидкодіючих релейних алгоритмів, надійних апаратних відсічних механізмів і продуманих процедур підтримки. Правильне поєднання миттєвих і селективних елементів, дублювання критичних каналів і інтеграція з PLC/SCADA дають не лише безпеку, а й можливість мінімізувати втрати виробництва при аваріях і скоротити час відновлення експлуатації.

2.4. Перевірка відповідності технічних рішень

Для підтвердження ефективності встановлення когненераційних установок з метою забезпечення потреби підприємства в електричній енергії та видачі її надлишку в електроенергетичну систему за допомогою програмного забезпечення Matlab Simulink виконано моделювання електричної мережі підприємства. Модель мережі представлена на рисунку 2.14.

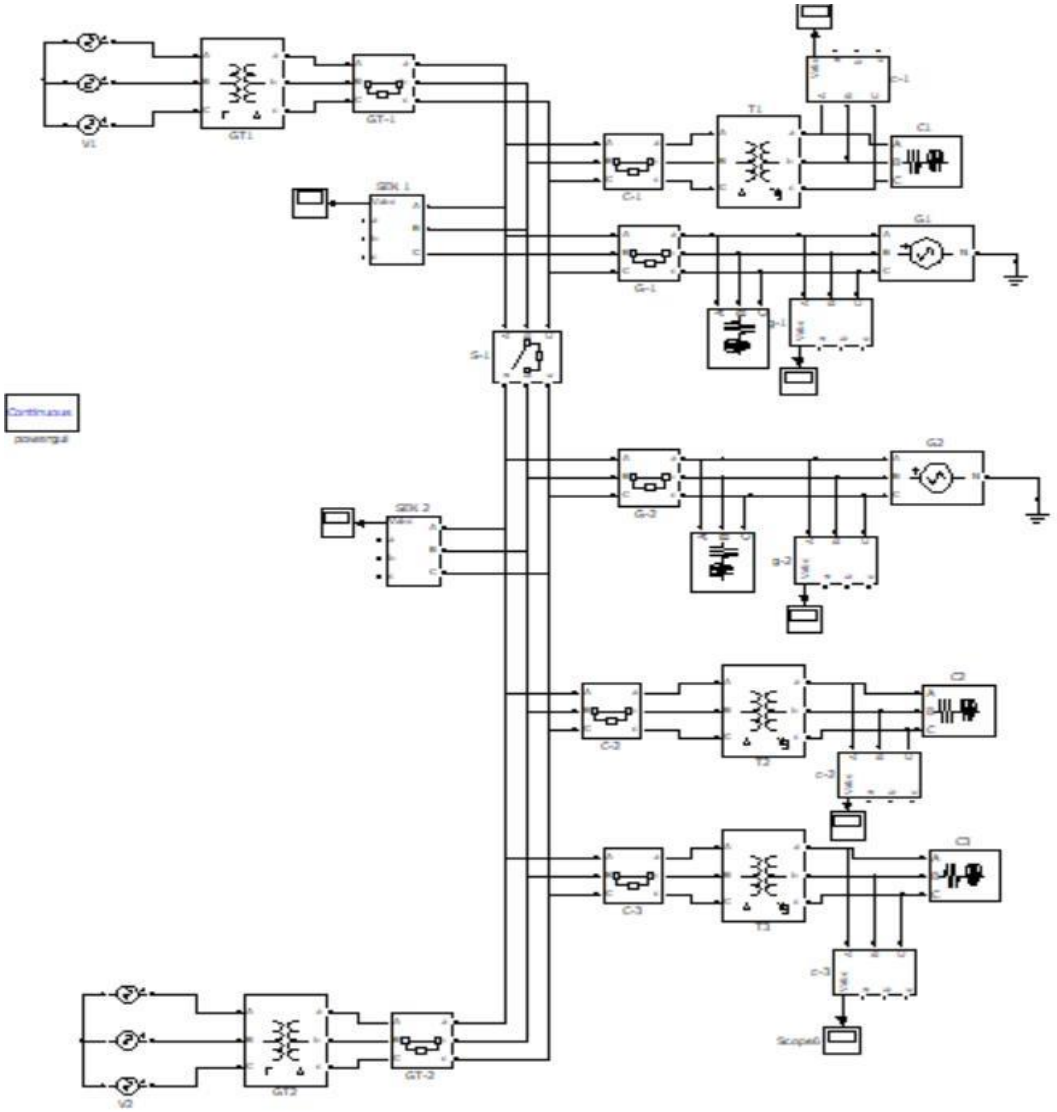


Рисунок 2.14 – Модель мережі підприємства Matlab

Для перевірки ефективності виконано розрахунок усталеного режиму за наступних режимних даних:

1. Генератори когенераційних установок Г1 та Г2 відключені, трансформатори зв'язку ГТ1 та ГТ2 в роботі, секційний вимикач відключений.

2. Генератори когенераційних установок Г1 та Г2 відключені, трансформатор зв'язку ГТ1 відключений ГТ2 в роботі; секційний вимикач включений.

3. Генератори когенераційних установок Г1 та Г2 в роботі, трансформатори зв'язку ГТ1 та ГТ2 в роботі, секційний вимикач відключений.

4. Генератор когенераційної установки Г1 в роботі, Г2 відключений, трансформатори зв'язку ГТ1 відключений, ГТ2 в роботі, секційний вимикач відключений.

5. Генератори когенераційних установок Г1 та Г2 в роботі трансформатори зв'язку ГТ1 в роботі, та ГТ2 відключений, секційний вимикач відключений.

6. Генератори когенераційних установок Г1 та Г2 в роботі, трансформатори зв'язку ГТ1 та ГТ2 відключені, секційний вимикач включений.

Результати моделювання режимів та режимні дані представлені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати моделювання режимів

Параметри	Режими					
	1	2	3	4	5	6
Напруга 1 секцій, В	6434,36	6203,3	6310,1	6299	6299	6299,8
Напруга 2 секції, В	6422,15	6203,3	6303,2	6337	6301	6299,8
Напруга на вводі цеху 1, В	397,45	383,17	388,65	389,14	389,14	388,6
Активна потужність цеху 1. МВт	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Реактивна потужність цеху 1, МВАр	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Напруга на вводі цеху 2, В	383,7	375,59	381,2	383,7	381,42	381,1
Активна потужність цеху 2, МВт	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Реактивна потужність цеху 2, МВАр	1,125	1,125	1,125	1,125	1,125	1,125
Напруга на вводі цеху 3, В	384,1	375,97	382,3	384,1	381,8	381,5
Активна потужність цеху 3, МВт	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Реактивна потужність цеху 3, МВАр	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

За отриманим значеннями напруги можна зробити висновок, що при використанні генераторів когенераційних установок працюючих на ізольоване навантаження просідання напруги не відбувається, навантаження цехів працює як за нормального режиму. При відсутності живлення від одного з головних трансформаторів введення в роботу одного генератора дозволяє утримати значення напруги на нормальному рівні. При використанні одного з головних трансформаторів та відключених генераторах напруга несуттєво знижується, але провалу не відбувається.

Виходячи з цього, можна стверджувати що вибір генераторів та головних трансформаторів здійснено вірно.

3. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЄКТУ

3.1. Розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення когенераційної установки

Для впровадження когенераційної установки на базі Гайсинського цукрового заводу прийнято технічно обґрунтоване рішення використати два газопоршневі когенераційні модулі потужністю по 4 МВт кожний, що забезпечує загальну електричну потужність 8 МВт та теплову – близько 9 МВт. Така конфігурація дозволяє повністю покривати теплові потреби заводу в сезоні та частково або повністю – електричні, із можливістю реалізації надлишкової електроенергії в енергосистему [18].

Розрахунок капітальних витрат виконувався з урахуванням ринкових цін на обладнання, монтажні роботи, допоміжні системи та підключення до інфраструктури підприємства. Середня вартість когенераційних установок на природному газі потужністю 4 МВт складає приблизно 700–750 тис. євро за 1 МВт встановленої електричної потужності (станом на 2024–2025 рр.). Враховуючи це, базова вартість двох модулів становить орієнтовно 11,5–12,0 млн євро.

До капітальних витрат, також, входять витрати на системи автоматики, теплообмінне обладнання, монтаж і пусконалагоджувальні роботи, інженерні мережі, паливопровід, охолодження та будівельні роботи. Орієнтовна структура капітальних витрат подана в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Структура капітальних витрат на впровадження когенераційної установки потужністю 8 МВт

№	Стаття витрат	Опис складових	Орієнтовна вартість, млн. євро	Частка %
1	2	3	4	5
1	Закупівля когенераційного обладнання (2 × 4 МВт)	Газопоршневі агрегати, генератори, теплообмінники	11 600	64
2	Системи управління, автоматики та моніторингу	PLC-контролери, SCADA-система, релейний захист, кабельні траси	1 000	5
3	Система теплового утилізатора (HRU)	Котли-утилізатори, конденсаційні теплообмінники, трубопроводи	1 500	9
4	Інженерна інфраструктура (паливопровід, охолодження, вентиляція, димові канали)	Газова рампа, насосні, водообіг, охолоджувальні градирні	1 200	6
5	Будівельно-монтажні роботи	Фундаменти, металоконструкції, кабельні канали, підключення	2 000	10

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5
6	Пусконалагоджувальні роботи, випробування, сертифікація	Технічний аудит, налагодження, навчання персоналу	600	3
7	Резерв непередбачених витрат (≈5%)	Логістика, інфляційні коливання, непередбачені зміни	600	3
Разом:			18 500	100

Тому, загальна сума капітальних інвестицій у проєкт становить близько 18,5 млн євро, що еквівалентно приблизно 900 млн грн (за середнім курсом 48,5 грн/євро).

У вартість не включено витрати на підготовку документації, технічний нагляд і можливе дооснащення енергомереж заводу, оскільки вони залежать від внутрішнього стану об’єкта. Зазвичай ці витрати становлять 2–3 % від загальної суми проєкту, тобто додатково близько 15–20 млн грн [24].

Оцінка експлуатаційних витрат включає в себе витрати на паливо, технічне обслуговування, амортизацію, зарплату персоналу, витратні матеріали та витрати на охолоджувальну воду. Для орієнтовного розрахунку було прийнято середню витрату природного газу для двох модулів сумарною електричною потужністю 8 МВт на рівні ≈2 050 м³/год, що відповідає ≈49 200 м³/добу. При роботі 4000 годин на рік це становить близько 8,2 млн м³ газу.

За середньою ціною газу для промислових споживачів 16 грн/м³ річні паливні витрати складуть ≈131,2 млн грн.

Витрати на технічне обслуговування, з урахуванням регламентних робіт і заміни витратних матеріалів, становлять орієнтовно 3–4 % від вартості обладнання на рік, тобто 23–30 млн грн/рік.

Додаткові статті включають:

— заробітну плату обслуговуючого персоналу (3–5 операторів, ≈2 млн грн/рік);

— витрати на воду, мастильні матеріали, хімічні реагенти — близько 0,5– 1 млн грн/рік;

— страховий фонд, ліцензії, податки – до 2 % від експлуатаційних витрат (≈3 млн грн/рік).

Узагальнюючи, річні експлуатаційні витрати на роботу когенераційної установки оцінюються на рівні 160 млн грн/рік, з яких близько 82 % припадає на паливо [29].

Якщо врахувати, що при власному виробництві електроенергії завод економить близько 12–18 млн грн/міс (тобто 150–200 млн грн/рік) на закупівлі електрики, то вже з першого року експлуатації установка забезпечує чисту економію близько 40 млн грн/рік навіть без урахування можливого продажу надлишкової енергії в мережу.

З урахуванням визначеної вартості обладнання та монтажу, подальший економічний розрахунок доцільно доповнити оцінкою витрат на паливо та технічне обслуговування когенераційної установки, адже саме ці статті формують основу її експлуатаційних витрат і суттєво впливають на загальну економічну ефективність проєкту. Для повноцінного розуміння економіки роботи установки важливо не лише врахувати початкові капітальні інвестиції, але й оцінити, наскільки рентабельним буде виробництво електричної та теплової енергії у поточних умовах цін на енергоносії.

Когенераційна установка, що складається з двох газопоршневих модулів потужністю по 4 МВт, працює на природному газі як основному паливі. Згідно з технічними характеристиками подібних енергетичних систем, питомі витрати палива для виробництва 1 кВт·год електроенергії становлять у

середньому 0,22–0,24 м³ природного газу. З урахуванням теплової ефективності, при сумарній електричній потужності 8 МВт і тепловій 9 МВт, повна витрата газу в номінальному режимі становить близько 2 050 м³/год, що еквівалентно 49 200 м³ на добу або близько 8,2 млн м³ на рік при середній тривалості роботи 4000 годин на сезон активної експлуатації.

Середня вартість природного газу для промислових споживачів у 2025 році коливається в межах 16–17 грн за 1 м³ (включно з транспортуванням та податками). За цих умов річні витрати на паливо складуть орієнтовно 131–139 млн грн. При цьому паливо становить основну частку у структурі експлуатаційних витрат — приблизно 80–82 % від загальної суми.

З метою підвищення точності економічної оцінки доцільно розрахувати орієнтовну собівартість виробленої енергії в грошовому вираженні. Для цього враховуються не лише паливні витрати, а й витрати на технічне обслуговування, персонал, мастильні матеріали, амортизацію, страхування та допоміжні ресурси. Узагальнені дані наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Річні експлуатаційні витрати когенераційних установок сумарною потужністю 8 МВт

№	Стаття витрат	Опис	Орієнтовна сума, млн грн/рік	Частка, %
1	2	3	4	5
1	Природний газ	Основне паливо для роботи двох модулів (8,2 млн м³/рік × 16 грн/м³)	131,2	82
2	Технічне обслуговування	Регламентні ТО, запасні частини, мастильні матеріали, сервісні послуги	25,0	15

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5
3	Персонал	Заробітна плата обслуговуючого персоналу (3–5 операторів, черговий інженер, електрик)	2,0	1,3
4	Витрати на воду, реагенти, допоміжні матеріали	Водо підготовка, охолодження, антифриз, фільтри, інгібітори корозії	0,8	0,5
5	Амортизація обладнання	Умовна річна амортизація (строк служби 15 років), 18,5млн. євро = 900 млн. грн.	60	–
6	Інші варіанти (страхування, сертифікація, податки)	Супутні операційні витрати, ліцензії, аудит	1,5	1,2
Разом (без амортизації			160,5	100
Разом з амортизацією			220,5	–

Тому, річна вартість експлуатації когенераційної системи становить близько 160,5 млн грн без урахування амортизації, або приблизно 220,5 млн грн з урахуванням її впливу на собівартість енергії. Для підприємства, яке протягом виробничого сезону (близько 4 місяців) споживає близько 2,5–3,0 млн кВт·год електроенергії та понад 170–200 Гкал теплової енергії на добу,

такі витрати є прийнятними і забезпечують економічну доцільність використання когенерації [25].

Розрахуємо орієнтовну собівартість виробленої енергії на основі зазначених даних. За умов роботи установки впродовж 4000 годин на рік при виробництві 8 МВт електроенергії отримуємо 32 000 МВт·год електричної енергії на рік. Водночас, когенераційна система додатково виробляє близько 9 МВт теплової потужності, тобто 36 000 МВт·год теплової енергії на рік, або близько 31 000 Гкал. Якщо розподілити загальні експлуатаційні витрати між двома видами енергії пропорційно до їхньої частки в енергетичному балансі, то на електричну енергію припадає 47 %, а на теплову — 53 % від загальних витрат.

За цих умов собівартість 1 кВт·год електроенергії становить:

$$S_{\text{ел}} = \frac{B_{\text{заг}}}{E_{\text{вир}}} \tag{3.1}$$

де $S_{\text{ел}}$– собівартість 1 кВт · год електроенергії, $\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$;

$B_{\text{заг}}$ – загальні витрати на виробництво електроенергії, грн;

$E_{\text{вир}}$ – загальний обсяг виробленої електроенергії, кВт · год.

$$S_1 = \frac{160{,}5 \cdot 0{,}47}{32000000} = 2{,}36 \ \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

Собівартість теплової енергії становить:

$$S_{\text{т}} = \frac{B_{\text{заг}}}{Q_{\text{вир}}} \tag{3.2}$$

де $S_{\text{т}}$– собівартість 1 Гкал теплової енергії, $\frac{\text{грн}}{\text{Гкал}}$;

$B_{\text{заг}}$ – загальні витрати на виробництво теплової енергії, грн;

$Q_{\text{вир}}$ – обсяг виробленої теплової енергії, Гкал.

$$S_{\text{т}} = \frac{160{,}5 \cdot 0{,}53}{31000} = 2{,}74 \ \frac{\text{тис. грн}}{\text{Гкал}}$$

Отже, власна електроенергія, вироблена когенераційною установкою, обходиться підприємству у приблизно 2,4 грн/кВт·год, що майже вдвічі дешевше за тариф закупівлі електроенергії з мережі (5–6 грн/кВт·год). Теплова енергія має собівартість близько 2,7 тис. грн/Гкал, тоді як при традиційному спалюванні газу в котельні цей показник сягає 3,5–4,0 тис. грн/Гкал.

Тому, загальна економія підприємства становить близько 35–40 % на енергоресурсах у порівнянні з діючою системою енергопостачання. Додатковою перевагою є стабільність собівартості енергії, оскільки залежність від коливань тарифів на електроенергію суттєво зменшується.

Когенераційна установка, окрім прямої економії, знижує навантаження на зовнішні мережі, підвищує енергетичну автономність підприємства і дає можливість реалізовувати надлишкову електроенергію у загальну мережу за «зеленим», або ринковим тарифом, що додатково підвищує рентабельність проєкту.

Загалом, проведені розрахунки підтверджують, що витрати на паливо й обслуговування когенераційної установки залишаються економічно виправданими навіть за умов підвищення цін на енергоресурси. Оптимальне співвідношення між собівартістю власної енергії та тарифами зовнішнього постачання свідчить про високу ефективність та фінансову доцільність впровадження когенерації на Гайсинському цукровому заводі.

3.2. Оцінка економічного ефекту від впровадження

Для промислового підприємства, такого як Гайсинський цукровий завод, енергоресурси є однією з найбільших статей собівартості продукції, тому будь-яке скорочення енерговитрат має істотний вплив на фінансові результати діяльності.

До впровадження когенераційної системи підприємство повністю залежало від централізованого електропостачання з енергомережі та власної

котельні, що працювала на природному газі. Середня вартість електроенергії для промислових споживачів у 2024–2025 роках становить близько 5,8–6,2 грн за 1 кВт·год (з урахуванням тарифу на передачу, розподіл і ПДВ). Теплова енергія, що виробляється на газових котлах підприємства, обходилася в середньому 3,6–3,8 тис. грн за 1 Гкал, при цьому частка палива у її собівартості перевищувала 80 %.

За результатами аналізу енергоспоживання підприємства визначено, що загальна річна потреба у електроенергії становить близько 32 000 МВт·год, а в тепловій – приблизно 31 000 Гкал. У грошовому вираженні витрати на електроенергію з мережі до впровадження когенераційної установки становили:

$$B_{\text{ел}} = E \cdot C_{\text{ел}} \tag{3.3}$$

де $B_{\text{ел}}$ – загальні витрати на електроенергію, грн;

E – спожита електроенергія, $\frac{\text{кВт}}{\text{год}}$;

$C_{\text{ел}}$ – вартість 1 кВт · год, $\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$.

$$B_{\text{ел}} = 32000000 \cdot 6{,}0 = 192000000 \text{ грн.}$$

Витрати на виробництво теплової енергії в газових котлах становили:

$$B_{\text{т}} = Q \cdot C_{\text{т}} \tag{3.4}$$

де $B_{\text{т}}$ – загальні витрати, грн;

Q – вироблена теплова енергія, Гкал;

$C_{\text{т}}$ – вартість 1Гкал, $\frac{\text{грн}}{\text{Гкал}}$.

$$B_{\text{т}} = 31000 \cdot 3700 = 11470000 \text{ грн.}$$

Тому, загальні енергетичні витрати підприємства до впровадження когенерації становили близько 306,7 млн грн на рік. Ця сума формувала суттєву частину собівартості кінцевої продукції та створювала залежність від коливань ринкових тарифів.

Після встановлення двох когенераційних модулів сумарною електричною потужністю 8 МВт підприємство отримало можливість виробляти електроенергію власними силами за собівартістю близько 2,36 грн/(кВт·год), а теплову енергію – за 2,74 тис. грн/Гкал, як було визначено у попередньому підпункті [26]. Таким чином, нові витрати на забезпечення тих самих енергетичних потреб можна розрахувати за такими показниками:

$$B_{\text{ел}} = 32000000 \cdot 2{,}36 = 75520000 \text{ грн.} \quad (3.5)$$

$$B_{\text{т}} = 31000 \cdot 2740 = 84940000 \text{ грн.} \quad (3.6)$$

Сумарні витрати на енергоресурси після впровадження когенерації становлять 160,46 млн грн на рік, що майже удвічі менше порівняно з попередніми показниками. Це дозволяє оцінити річну економію коштів на рівні близько 146 млн грн, або близько 48 % від початкових витрат підприємства на енергозабезпечення [23].

Крім прямої економії, варто врахувати й додаткові фактори, які підсилюють фінансову ефективність проєкту. По-перше, когенераційна установка дозволяє частково або повністю уникнути пікових тарифів на електроенергію, які традиційно підвищують витрати у періоди максимального навантаження мережі. По-друге, у разі надлишкового виробництва електроенергії підприємство може реалізовувати її до енергосистеми за ринковою ціною, що становить близько 4,5–5 грн/кВт·год, отримуючи додатковий дохід.

Для наочності проведене порівняння витрат на електро- та теплопостачання до і після впровадження когенераційної установки наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Порівняння річних витрат на електро- та теплопостачання підприємства до і після впровадження когенерації (млн. рік)

Показник	До впровадження	Після впровадження	Економія	Зниження, %
Електроенергія	192,0	75,5	116,5	60,7
Теплова енергія	114,7	84,9	29,8	26,0
Разом	306,7	160,4	146,3	47,7

Як видно з наведених даних, найбільша економія досягається саме за рахунок переходу на власне виробництво електроенергії, тоді як зниження вартості теплової енергії має дещо менший, але стабільний ефект. У комплексі ці два фактори забезпечують значне скорочення витрат на енергозабезпечення підприємства, що безпосередньо впливає на його рентабельність і конкурентоспроможність [33].

Зменшення щорічних витрат більш ніж на 140 млн грн дозволяє не лише компенсувати значну частину інвестиційних витрат протягом перших п’яти років експлуатації, але й створює додатковий фінансовий резерв для модернізації обладнання та розширення виробництва. В перспективі це підвищує стабільність підприємства, зменшує залежність від зовнішніх енергоресурсів і робить його діяльність більш передбачуваною з точки зору фінансового планування [34].

Також, зниження власного енергоспоживання до оптимального рівня після впровадження когенераційної установки відкриває для підприємства додаткові економічні можливості, зокрема – отримання прибутку від продажу надлишкової електроенергії у зовнішню мережу. Когенераційна система, що має сумарну електричну потужність 8 МВт, здатна виробляти значно більше електроенергії, ніж підприємство споживає у певні періоди доби чи сезону. Це створює умови для реалізації надлишків на ринку електроенергії, що є одним із важливих джерел підвищення загальної ефективності проєкту.

Гайсинський цукровий завод має сезонний характер роботи, пов’язаний із переробкою цукрових буряків, тому найбільше енергоспоживання припадає на осінньо-зимовий період. В міжсезоння виробничі потужності заводу працюють не на повну, і в цей час когенераційна установка може частково або повністю перенаправляти вироблену електроенергію до загальної енергосистеми. За оцінками, при роботі когенераційного комплексу протягом 4000 годин на рік, середній рівень внутрішнього споживання підприємства становить близько 6 МВт, тоді як загальна встановлена електрична потужність – 8 МВт. Таким чином, приблизно 2 МВт залишаються надлишковими, що еквівалентно близько 8 000 МВт·год електроенергії на рік, яку можна реалізовувати в енергомережу.

Вартість реалізації електроенергії на ринку залежить від поточної ситуації на балансуючому ринку та обсягів закупівлі системним оператором. Середня ціна продажу промисловими виробниками у 2025 році становить близько 4,5–5,0 грн за 1 кВт·год. Якщо взяти середню ринкову ціну 4,7 грн/кВт·год, орієнтовний річний дохід від продажу надлишків електроенергії становитиме:

$$D = E_{\text{надл}} \cdot C_{\text{прод}} \tag{3.7}$$

де D – річний дохід від продажу надлишкової електроенергії, грн;

$E_{\text{надл}}$ – обсяг надлишків електроенергії, проданий у мережу за рік, кВт · год;

$C_{\text{прод}}$ – ціна продажу 1 кВт · год , $\frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$.

$$D = 8000000 \cdot 4{,}7 = 37600000 \text{ грн.}$$

Отже, потенційний додатковий прибуток підприємства може перевищувати 37,6 млн грн на рік, за умови стабільної роботи когенераційного обладнання та наявності технічних можливостей для експорту енергії в

мережу. Враховуючи, що основні витрати на виробництво електроенергії вже покриті поточними експлуатаційними витратами (паливо, обслуговування, амортизація), ця сума майже повністю формує чистий додатковий дохід, який може бути використаний для прискорення окупності проєкту або реінвестований у подальшу модернізацію виробництва.

Крім економічної вигоди, реалізація надлишкової електроенергії має стратегічне значення для підприємства. По-перше, вона забезпечує підвищення гнучкості енергетичної політики заводу, оскільки виробник може оперативно реагувати на коливання тарифів, змінюючи частку споживання власної або зовнішньої електроенергії. По-друге, це підвищує стійкість до ринкових ризиків, адже навіть за умов зростання цін на природний газ, підприємство залишається енергетично незалежним і здатним компенсувати витрати за рахунок реалізації надлишків.

Додатковим аргументом на користь когенерації є можливість отримання сертифікатів скорочення викидів CO_2, що відкриває перспективу участі у програмах «зеленого» фінансування або отримання компенсацій у рамках екологічних ініціатив. Це не лише покращує екологічний імідж підприємства, але й може стати додатковим джерелом доходу у довгостроковій перспективі.

Отже, економічний ефект від продажу надлишкової електроенергії посилює загальну рентабельність проєкту. Навіть, при консервативних розрахунках, за яких реалізується лише 10–15 % виробленої електроенергії, додатковий дохід у десятки мільйонів гривень на рік забезпечує скорочення терміну окупності когенераційної установки до 4–5 років. В підсумку це перетворює когенераційну систему не просто на енергетичний інструмент економії, а на повноцінний актив, що генерує стабільний фінансовий результат та зміцнює позиції підприємства на ринку.

3.3. Термін окупності та додаткові переваги проєкту

Економічна доцільність будь-якого енергетичного проєкту визначається не лише сумою капітальних та експлуатаційних витрат, а насамперед терміном, за який вкладені інвестиції повертаються за рахунок отриманої економії або додаткових доходів. Як вже було сказано, для Гайсинського цукрового заводу впровадження когенераційної установки є стратегічним рішенням, спрямованим на скорочення енергетичних витрат, підвищення незалежності від зовнішніх постачальників та формування довгострокової економічної стійкості.

На основі попередніх розрахунків встановлено, що загальні капітальні витрати на реалізацію проєкту становлять близько 18,5 млн євро, або приблизно 900 млн грн за середнім курсом 48,5 грн/євро. Щорічна економія підприємства внаслідок зниження вартості електро- та теплопостачання оцінюється на рівні 146 млн грн, що відображає скорочення енергетичних витрат майже на 48 %. Додатковий дохід від продажу надлишкової електроенергії становить близько 37,6 млн грн на рік, тому загальний економічний ефект від впровадження когенераційної системи можна оцінити у 183,6 млн грн/рік.

Для визначення терміну окупності використовується базова формула:

$$T = \frac{I}{D_{\text{річн}}} \tag{3.8}$$

де T – термін окупності, роки;

I – обсяг інвестицій, грн;

$D_{\text{річн}}$ – річний чистий дохід або річна економія коштів, грн/рік.

Підставивши значення, отримуємо:

$$T = \frac{900\,000\,000}{183\,600\,000} = 4{,}9 \text{ роки.}$$

Отже, розрахований простий термін окупності становить близько 4,9 років, що є дуже сприятливим показником для промислового енергетичного проєкту. Для порівняння, середній строк окупності подібних когенераційних систем у промисловості України зазвичай становить 5–7 років, тому отриманий результат свідчить про високу ефективність запропонованого рішення.

В разі зростання цін на електроенергію з боку зовнішнього постачальника або підвищення тарифів на розподіл, економічний ефект від власного виробництва буде ще вищим, що відповідно скоротить термін окупності до 4–4,5 років. Якщо ж розглядати консервативний сценарій із коливанням ціни на природний газ до 18–19 грн/м³, строк повернення інвестицій збільшиться незначно – до 4,7–5,1 років, що все одно залишається у межах прийнятної норми для енергетичних проєктів із тривалим строком експлуатації.

Важливо, також, врахувати фактор амортизації. Орієнтовний строк служби когенераційних газопоршневих установок становить 15–20 років, при цьому капітальний ремонт здійснюється приблизно кожні 60–70 тис. годин роботи. Навіть за врахуванням амортизаційних відрахувань і можливих ремонтних витрат, після 4–5 років експлуатації підприємство отримує чистий прибуток від експлуатації установки у розмірі не менше 140–150 млн грн на рік, що суттєво перевищує її експлуатаційні витрати.

Крім розрахунку простого терміну окупності, для повноцінного економічного аналізу важливо оцінити дисконтований термін окупності, який враховує вартість грошей у часі. Якщо прийняти ставку дисконтування на рівні 10 %, а щорічний грошовий потік від економії та продажу енергії залишити на рівні 183,6 млн грн, то дисконтований термін окупності становитиме приблизно 5,3 року. Це підтверджує стабільність проєкту навіть за консервативного підходу до фінансових оцінок.

Отримані результати економічних розрахунків свідчать, що впровадження когенераційної установки є не лише фінансово вигідним, але й

має суттєвий екологічний ефект. Важливою складовою енергетичної модернізації промислових підприємств сьогодні є зменшення негативного впливу на навколишнє середовище, зокрема скорочення викидів парникових газів, передусім вуглекислого газу (CO_2). Когенераційні системи, що поєднують виробництво електричної та теплової енергії, належать до найбільш екологічно ефективних технологій, оскільки забезпечують максимально повне використання енергії палива, мінімізуючи втрати, характерні для традиційних схем окремого виробництва електрики та тепла.

До впровадження когенерації Гайсинський цукровий завод отримував електроенергію з централізованої енергомережі, де більша частина генерації здійснювалася на теплових електростанціях, що спалюють вугілля або газ. ККД таких станцій зазвичай не перевищує 35–38 %, у той час як когенераційна установка забезпечує загальний коефіцієнт корисного використання енергії палива на рівні 85–90 %, тобто практично удвічі вищий. Завдяки цьому досягається значне скорочення питомих викидів CO_2 на одиницю виробленої енергії [30].

Відомо, що при спалюванні 1м³ природного газу утворюється близько 1,9 кг CO_2. Для двох когенераційних модулів сумарною потужністю 8 МВт річне споживання палива становить близько 8,2 млн м³ газу, що відповідає приблизно 15,6 тис. тонн CO_2 на рік. Якщо ж для виробництва тієї ж кількості електричної та теплової енергії використовувати окремо газові котли та централізовану електроенергію, загальний обсяг викидів становив би близько 25–27 тис. тонн CO_2 на рік. Таким чином, завдяки когенераційній установці скорочення викидів становить приблизно 10–11 тис. тонн CO_2 щороку, що є надзвичайно вагомим показником для одного підприємства.

Крім зменшення обсягів вуглекислого газу, когенераційна технологія сприяє зниженню викидів оксидів азоту (NO_x), чадного газу (CO) та незгорілих вуглеводнів (CH_4), які утворюються під час неповного згоряння палива. Сучасні газопоршневі установки обладнані системами рециркуляції відпрацьованих газів і каталізаторами окиснення, що дозволяє зменшити

концентрацію шкідливих речовин у викидах у 1,5–2 рази порівняно зі звичайними котельнями. Завдяки цьому поліпшується якість повітря у промисловій зоні, знижується навантаження на місцеву екосистему та створюються безпечніші умови для працівників заводу та мешканців прилеглих територій.

З екологічної точки зору особливу цінність має те, що когенераційна установка не лише зменшує абсолютну кількість викидів, але й забезпечує зниження питомих викидів на одиницю виробленої енергії. Якщо в традиційній схемі на кожен вироблений кіловат-годину електроенергії припадає приблизно 0,45–0,5 кг CO_2, то в когенераційній системі цей показник знижується до 0,25–0,28 кг/кВт·год, що відповідає європейським нормам енергоефективності та екологічної безпеки. Такий рівень екологічної продуктивності дозволяє підприємству не лише зменшити свій вуглецевий слід, а й претендувати на участь у міжнародних програмах декарбонізації промисловості та схемах компенсації викидів [21].

Скорочення обсягів шкідливих викидів позитивно впливає й на стратегічні позиції підприємства. В сучасних умовах дедалі більше покупців і партнерів звертають увагу на екологічну відповідальність виробника, особливо у харчовій та переробній галузях. Відтак реалізація проєкту з когенерації зміцнює екологічний імідж заводу, дозволяє позиціонувати його як підприємство, що впроваджує принципи сталого розвитку та енергоощадного виробництва.

Водночас, зниження споживання енергії з централізованої мережі зменшує навантаження на енергетичну інфраструктуру регіону, що має системний позитивний ефект. Менше споживання електроенергії з традиційних теплових станцій означає менше спалювання викопного палива на загальнодержавному рівні, а отже – менше сумарних викидів парникових газів.

В сучасних умовах енергетичної нестабільності, коливань цін на паливо, періодичних обмежень електропостачання та зростання тарифів на розподіл

енергії, автономність промислового виробництва стає ключовим чинником його стійкості. Для великого промислового споживача, яким є Гайсинський цукровий завод, створення власного енергетичного комплексу – це не лише спосіб оптимізувати витрати, а й стратегічний крок до гарантування безперервності виробничого циклу.

Когенераційна установка дає підприємству можливість забезпечувати себе електричною та тепловою енергією незалежно від зовнішніх постачальників. Завдяки комбінованому виробництву двох видів енергії в межах одного технологічного процесу підприємство отримує стабільне джерело енергопостачання, яке може працювати як у паралельному режимі із загальною енергосистемою, так і в повністю автономному форматі. Така гнучкість є надзвичайно важливою у випадках аварійних відключень, дефіциту електроенергії або сезонних пікових навантажень у регіоні. Власна генерація дозволяє уникати простоїв технологічних ліній, зберігати якість виробництва та запобігати втратам сировини чи продукції.

Підвищення енергетичної незалежності варто розглядати не лише як технічну характеристику, а й як комплексне управлінське завдання, що охоплює питання енергетичного планування, безпеки, резервування та оптимізації ресурсів. Важливим напрямом є розроблення системи внутрішнього енергоменеджменту, яка дозволяє підприємству в режимі реального часу відстежувати споживання електричної та теплової енергії, виявляти перевитрати, аналізувати ефективність роботи окремих агрегатів і своєчасно реагувати на відхилення. Така система сприяє глибшому розумінню структури енергоспоживання і дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо режимів роботи когенераційного комплексу.

Важливим інструментом підвищення енергетичної незалежності є оптимізація режимів роботи установки. Для цього необхідно забезпечити раціональний баланс між виробництвом і споживанням енергії – тобто підтримувати роботу когенераційних модулів у режимі, максимально наближеному до номінальної потужності, але без перевиробництва. В періоди

зниження навантаження доцільно частково зменшувати генерацію або переводити один із модулів у резервний режим, що дозволяє знизити витрати палива та підвищити загальну ефективність. Крім того, підприємство може розглядати перспективу інтеграції когенераційної системи з акумуляційними резервуарами тепла або невеликими системами зберігання електроенергії, що забезпечить гнучкість у керуванні потоками енергії.

Підприємству доцільно, також, поступово впроваджувати стратегію диверсифікації енергоресурсів. Хоча основним паливом для когенераційної установки є природний газ, існують перспективні можливості переходу на біометан або змішані газові суміші з відновлюваними компонентами. Це дозволить зменшити залежність від викопного палива та забезпечити підприємству стійкість у разі різких коливань ринку природного газу. Додатковим напрямом може стати використання теплових відходів виробництва – наприклад, вторинного тепла сушильних апаратів або парових конденсатів – для підігріву робочих середовищ у когенераційній системі, що знизить загальне енергоспоживання.

Для забезпечення повної автономності в енергопостачанні необхідно розробити модульну схему резервування живлення. Це передбачає можливість оперативного перемикання між різними джерелами енергії – зовнішньою мережею, когенераційною установкою та, за необхідності, резервними дизельними або акумуляторними системами. Наявність кількох сценаріїв роботи гарантує безперервність виробничого процесу навіть у разі аварійних ситуацій або нестабільної подачі енергії з боку постачальника.

Не менш важливою складовою енергетичної незалежності є кадрова підготовка та розвиток внутрішньої експертизи у сфері енергетичного менеджменту. Для ефективної експлуатації когенераційної системи підприємству слід створити висококваліфіковану команду операторів, інженерів і техніків, здатних здійснювати контроль, діагностику, технічне обслуговування та аналітичний моніторинг обладнання. Регулярне навчання

персоналу новим технологіям управління енергоресурсами забезпечить довгострокову стабільність і безаварійність експлуатації.

Слід, теж, підкреслити роль інтелектуалізації енергетичної інфраструктури. Використання сучасних програмних систем диспетчеризації, прогнозування навантажень, аналізу виробництва та споживання енергії сприяє створенню цифрової моделі енергокомплексу підприємства. На основі такої моделі можна розробити оптимальні сценарії роботи когенераційної установки залежно від сезонних і технологічних умов, що дозволяє підвищити ефективність і гнучкість управління.

Загалом, підвищення енергетичної незалежності підприємства має багатовимірний характер: воно поєднує технічну модернізацію, раціональне управління ресурсами, кадровий розвиток і екологічну відповідальність. Реалізація комплексу таких заходів дозволяє перетворити систему енергозабезпечення з витратного елементу у стратегічну перевагу, що забезпечує стабільність, безпеку та конкурентоспроможність підприємства у довгостроковій перспективі. Когенераційна технологія в цьому контексті виступає не лише технічним рішенням, а фундаментом нової енергетичної філософії виробництва – раціональної, автономної та орієнтованої на майбутнє.

ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської роботи було комплексно досліджено питання підвищення енергоефективності промислових підприємств на прикладі Гайсинського цукрового заводу за рахунок впровадження когенераційної установки. Робота охопила як теоретичні аспекти, так і практичні розрахунки, що дозволило отримати цілісну картину техніко-економічної доцільності проєкту.

Насамперед, було проаналізовано сучасні проблеми до зниження енерговитрат у промисловості та показано, що саме когенерація є найбільш ефективним інструментом, оскільки дозволяє одночасно виробляти теплову та електричну енергію з одного джерела палива. Розгляд світового та українського досвіду підтвердив значний потенціал цієї технології для енергоємних галузей, зокрема для цукрової промисловості, яка характеризується великими тепловими та електричними навантаженнями.

Детально охарактеризовано досліджуване підприємство – Гайсинський цукровий завод. Проаналізовано його виробничу структуру, основні технологічні процеси та енергоспоживання ключових цехів. Було встановлено, що найбільші обсяги енергії споживають дифузійний, випарний та сушильний цехи, що потребують значної кількості пари, гарячої води та електроенергії. Поточна структура витрат на енергоресурси показала високу залежність заводу від зовнішнього постачання електроенергії та природного газу, що суттєво збільшує собівартість продукції та знижує конкурентоспроможність підприємства.

В практичній частині дослідження було обґрунтовано вибір оптимальної когенераційної установки – двох газопоршневих модулів по 4 МВт, що сумарно забезпечують 8 МВт електричної потужності та близько 9 МВт теплової. Розроблена принципова схема інтеграції установки у внутрішню енергетичну систему заводу включає генераторні блоки, трансформатори, релейні захисти, автоматику синхронізації та SCADA. Передбачено

можливість як паралельної роботи з мережею, так і автономного режиму, що значно підвищує надійність енергопостачання.

Особливу увагу приділено системам захисту та автоматики: описано функціонування релейного захисту, автоматики аварійного відключення, захисту генераторів і теплотехнічної частини. Це забезпечує безпечну експлуатацію установки, запобігає пошкодженню обладнання та мінімізує ризики технологічних простоїв.

В економічному розділі проведено детальний розрахунок капітальних і експлуатаційних витрат, а також визначено термін окупності проєкту. Капітальні інвестиції оцінено на рівні близько 18,5 млн євро (900 млн грн), що включає вартість обладнання, монтаж, системи управління та будівельно-монтажні роботи. Річні експлуатаційні витрати з урахуванням палива, обслуговування, персоналу та допоміжних ресурсів склали близько 160–212 млн грн залежно від методики розрахунку. Разом з тим, завдяки власному виробництву енергії підприємство отримує щорічну економію у розмірі 146 млн грн та додатковий дохід від продажу надлишкової електроенергії у мережу – до 37,6 млн грн. В підсумку річний економічний ефект оцінюється у понад 180 млн грн, що дозволяє повернути інвестиції менш ніж за 4,9 роки, а у сприятливих сценаріях – за 4–4,5 роки.

Окрім прямої економії, впровадження когенераційної системи забезпечує низку стратегічних переваг:

— підвищення енергетичної незалежності підприємства;
— зниження ризику перебоїв електропостачання та аварійних зупинок виробництва;
— стабілізація собівартості енергії і зменшення залежності від коливань тарифів;
— екологічний ефект у вигляді зниження викидів CO_2 та можливості участі у програмах «зеленого» фінансування.

Загалом, у роботі доведено технічну, економічну та екологічну доцільність впровадження когенераційної установки на Гайсинському цукровому заводі. Результати дослідження свідчать, що когенерація є не лише інструментом скорочення витрат, а й стратегічним рішенням, яке забезпечує довгострокову стійкість і конкурентоспроможність промислового підприємства.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Енергозбереження як напрям підвищення ефективності виробничої діяльності. 2017. URL: https://economyandsociety.in.ua/journals/9_ukr/74.pdf (дата звернення: 24.06.2025)
2. Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання. 2020. URL: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/34721/2/AZST_2020v2_Babiuk_S_M-Ways_to_increase_energy_82-83.pdf (дата звернення 10.10.2025)
3. Севастьянов Р. В. Проблеми та перспективи енергозбереження на промислових підприємствах. Теоретичні і практичні аспекти економіки та інтелектуальної власності: Зб. наук. праць. Маріуполь: ДВНЗ «ПДТУ», 2013. Випуск 1. Т.2. С. 107-110
4. Смірнов, А. П., Ковальчук. В. І. Енергоефективність когенераційних систем. Харків: Видавництво "Техніка", 2018. 249 с.
5. Гайсинський цукровий завод. URL: https://latifundist.com/kompanii/1392-gajsinskij-saharnyj-zavod (дата звернення: 26.06.2025)
6. Гайсинський цукровий завод нарощення виробництва цукру. 2025. URL: https://agrotimes.ua/agromarket/gajsynskyj-zavod-naroshhuye-vyrobnycztvo-czukru/ (дата звернення: 26.06.2025)
7. Рисунок ВАТ «Гайсинський цукровий завод». URL: https://latifundist.com/storage/untitled%20folder/photo_2024-06-19_15-52-32.jpg (дата звернення: 02.07.2025)
8. Підвищення енергоефективності промислових підприємств. 2024. URL: https://journals.snu.edu.ua/index.php/ITP_SNU/article/view/589 (дата звернення: 05.07.2025)
9. Випарні установки та теплові схеми цукрових заводів. 2015. URL: https://dspace.nuft.edu.ua/server/api/core/bitstreams/f6819c69-03a9-4e66-b2e1-3db31e991166/content (дата звернення: 08.07.2025)

10. Крутогорський Я.В., Півень М.А. Шляхи стимулювання впровадження технологій енергозбереження. *Вісник Хмельницького національного університету* 2020, № 2 С. 63–67
11. Афанасьєв М.В. Стратегія підвищення енергоефективності промисловості регіону: теоретико-методичні аспекти формування: [монографія] / М.В. Афанасьєв, Т.І. Салашенко. Харків: ХНЕУ, 2014.127 с.
12. Когенераційні технології в малій енергетиці : монографія / В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, Ін-т проблем машинобуд. ім. А. М. Підгорного. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 454 с.
13. Джеджула В.В. Енергозбереження промислових підприємств: методологія формування, механізм управління : монографія / В. В. Джеджула. Вінниця: ВНТУ, 2014. 346 с.
14. Сайт виробника EURODIESEL. URL: https://eurodiesel.com.ua/products/kogeneratsiyni-ustanovki/ (дата звернення: 22.07.2025)
15. Петренко, В. М. Оптимізація роботи когенераційних установок у промислових умовах / В. М. Петренко, О. І. Сидоренко // Енергетика та електропостачання. 2021. Т. 15, № 3. С. 45-52
16. Літвінов В. В. Проектування електричної частини ГЕС. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліні «Проектування електричної частини станції» для студентів ЗДІА спеціальності 6.05060201 «Гідроенергетика» денної і заочної форм навчання / Укл. Літвінов В.В. Запоріжжя: ЗДІА, 2014. 110 с.
17. Параметри комутаційних апаратів. 2025. URL: https://studfile.net/preview/10111731/page:11/ (дата звернення: 20.07.2025)
18. Коваль, І. П. Економічні аспекти використання когенераційних установок / І. П. Коваль // Відновлювана енергетика. 2019. Т. 10, № 2. С. 78-85.

19. Renewable Energy Industry. 2025. URL: https://surl.lu/vhevxn (дата звернення: 19.07.2025)
20. Філоненко, В. М. Когенерація Київ: ЮНІДО, 2015. 58 с.
21. «Кращі з доступних технологій для житлово-комунального господарства України». Керівництво з відбору технологій/ Під редакцією С. Єрмілова. К.: «Поліграф плюс», 2016. 134 с.
22. В.О. Ходаківський, Д.С. Карпенко, Оцінювання рівня ефективності впровадження когенерації в умовах модернізації та резервування системи теплопостачання. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. № 2 С. 12-17
23. Байдик О., Нормативний метод обліку витрат на виробництво продукції. Баланс. 2018. №7. С.50-62.
24. Бойчик І. М. Економіка підприємства: навчальний посібник. Фінанси і статистика, 2019. 330 с.
25. Турило А.М., Кравчук Ю.Б., Турило А.А. Управління витратами підприємства: навчальний посібник. Київ: Центр навчальної літератури, 2020. 120 с.
26. Сопко В.В., Петрик О.М., Облік витрат і калькулювання собівартості продукції у промисловості: навчальний посібник. Київ 2020. 112 с.
27. Guide to Combined Heat and Power (CHP) in Industry. 2022. U.S. Environmental Protection Agency. URL: https://www.epa.gov/chp (дата звернення: 09.10.2025).
28. Степанов Д.В., Резидент Н.В. Ефективність газопоршневих когенераційних установок в системах централізованого теплопостачання. *Вісник Вінницького політехнічного університету*. 2023. №2 С. 36-40
29. В.В. Яценко, К.О. Могильна, Економічні та соціальні аспекти створення автономних енергетичних регіонів в Україні. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. № 4 С. 150-155
30. V. Dudin, M. Polehenka, O. Tkalich, A. Pavlychenko, H. Hapich, H. Roubik Ecological and economic assessment of the effectiveness of implementing

bioenergy technologies in the conditions of post-war recovery of Ukraine/ Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2024. № 1 С. 203-208

31. Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р. 73 с.
32. Гелетуха Г.Г., Залізна Т.А, Праховик А.К.// Аналіз енергетичних стратегій країн ЄС та світу та ролі в них відновлюваних джерел енергії. Аналітична записка БАУ № 13. Біоенергетична асоціація України. 2015. 18 с. URL: www.uabio.org/activity/uabio-analytics.
33. Боровик Ю.Т, енергозбереження та енергоефективність як фактори підвищення конкурентоспроможності підприємств залізничого транспорту //*Вісник економіки транспорту і промисловості*. 2018 №61 105 с.
34. Іполітова І.Я. Формування організаційно-економічного механізму енергозбереження на підприємстві / І.Я. Іполітова, К.С. Сорокотяженко // Глобальні та національні проблеми економіки. 2015. Вип. 8. С. 406–411
35. Танковський Д. А. Науковий керівник- к.т.н., доц. Башлій С. В. Актуальність та енергоефективність когенераційних установок в 2025 році. Збірник наукових праць студентів, аспірантів, докторантів і молодих вчених «Молода наука-2025»: у 5 т. / Запорізький національний університет. Запоріжжя: ЗНУ, 2025. Т.5. 471 с. С.193-193