

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:
«Автоматизована система керування тепловою генерацією
когенераційної установки»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕПА-24м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка)
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Максим МАШУКОВ

(ім'я ПРИЗВИЩЕ, підпис)

Керівник: к.т.н., ст. викл.. кафедри КЕМСК

Андрій КОВАЛЬ

(ім'я ПРИЗВИЩЕ, підпис)

«25» листопада 2025 р.

Опонент:

к.т.н., доц. кафедри ЕОЕ ЕН

Михайло П.А.
(прізвище та ініціали)

«19» грудня 2025 р.

Допущено до захисту

Зав. кафедри

к.т.н, доц. Микола МОШНОРИЗ

«25» 11 2025 р.

Вінниця ВНТУ – 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет Електроенергетики та електромеханіки
Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів
Рівень вищої освіти другий (магістерський)
Галузь знань 14 – Електрична інженерія
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма «Електромеханічні системи автоматизації та електропривод»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

к.т.н., доц.

Микола МОШНОРИЗ

“14” 10 / 2025 року

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Машукову Максиму Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Автоматизована система керування тепловою генерацією когенераційної установки

Керівник роботи Коваль Андрій Миколайович, к.т.н., ст. викл. каф. КЕМСК
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом вищого навчального закладу від “14” 09 2025 року № 313

2. Термін подання студентом роботи 25.11.2025р.

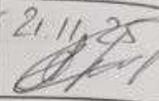
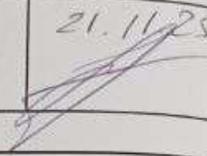
3. Вихідні дані до роботи: Номінальна електрична потужність: 1495 кВт; номінальна теплова потужність: 0,966 Гкал/год; температура води на вході 55°; номінальна витрата води 25 м³/год;

4. Зміст текстової частини: 1. Аналіз стану впровадження когенераційної генерації в системах електропостачання непромислових підприємств; 2. Розробка системи автоматизованого керування тепловою генерацією когенераційної установки; 3. Вибір основного обладнання автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки; 4. Математичні моделі системи керування тепловою генерацією КГУ; 5. Техніко-економічне обґрунтування; 6. Охорона праці; Висновки; Список використаної літератури; Додатки

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Порівняння електропостачання електростанцією з КГУ. Одноетапна система охолодження з абсорбційним ефектом. Принцип дії КГУ. Блочна когенераційна установка Vitobloc 200 NG 530-2-1. Сторона управління та сторона підключення КГУ. Розміри когенераційної установки. Річний графік споживання електричної енергії. Річний графік споживання теплової енергії в ТРЦ. Сумарний графік споживання тепла. Співвідношення споживання до виробництва тепла. Добове споживання тепла зима. Порівняння споживання електричної енергії з виробництвом теплової енергії взимку. Порівняння споживання електричної

енергії з виробництвом теплової енергії влітку. Теплотехнічна схема КГУ. Часові діаграми розімкненої системи відбору тепла з КГУ. Часові діаграми збурювальної впливу. Структурна схема системи керування КГУ

6. Консультанти розділів роботи

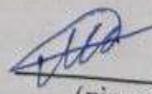
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	к. т. н., доц. каф. КЕМСК Коваль А.М.	14.10.25 	21.11.25 
Економічна частина	Шулле Ю. А. к.т.н., доц. каф. ЕСЕЕМ	14.10.25 	21.11.25 

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Формування та затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)	24.09.25	
2	Виконання спеціальної частини МКР. Перший рубіжний контроль виконання МКР	28.10.25	
3	Виконання спеціальної частини МКР. Другий рубіжний контроль виконання МКР	21.11.25	
4	Виконання розділу «Економічна частина»	21.11.25	
5	Виконання розділу «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях»	25.11.25	
6	Попередній захист БКР	25.11.25	
7	Нормоконтроль МКР	29.11.25	
8	Рецензування МКР	19.12.25	
	Захист БКР	24.12.25	

Студент


(підпис) Малашко М.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис) Коваль А.М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Машуков М. Ю. Автоматизована система керування тепловою генерацією когенераційної установки. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 –Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма -електромеханічні системи автоматизації та електропривод. Вінниця: ВНТУ, 2025. 155с.

На укр. мові. Бібліогр.: 39 назв; рис.: 32; табл. 24.

Робота присвячена розробці та дослідженню автоматизованої системи керування з відбору та розподілу теплової енергії когенераційної установки в умовах непромислового підприємства. У роботі обґрунтовано енергетичну доцільність впровадження КГУ, що дозволяє досягти загального ККД на рівні 80-90%.

Розроблено лінеаризовану модель динаміки теплообмінного апарату КГУ на основі методу зосереджених параметрів та системи рівнянь енергетичного балансу.

Розроблено концепцію тригенерації із використанням абсорбційних холодильних машин, що дозволяє ефективно використовувати надлишкове тепло в літній період для кондиціонування приміщень та нівелювати сезонну нерівномірність навантаження. Проведено гідравлічний розрахунок мережі, визначено потужність насосного обладнання та обрано сучасну елементну базу.

Графічна частина складається з 18 плакатів із результатами роботи

В розділі охорони праці визначено основні положення щодо безпечної експлуатації досліджуваного електротехнічного комплексу в умовах дії шкідливих чинників оточуючого середовища.

Ключові слова: *когенераційна установка, автоматизація, теплова генерація, математичне моделювання, тригенерація, абсорційна холодильна машина, ПІ-регулятор.*

ANNOTATION

Mashykov M. Y. Automated Control System for Thermal Generation of a Cogeneration Unit. Master's qualification work in the specialty 141 – Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics, educational program - electromechanical automation systems and electric drive. Vinnytsia: VNTU, 2025. 155 p.

In Ukrainian language. Bibliographer: 39 titles; fig.: 32; tabl. 24

The work is dedicated to the development and research of an automated control system for the extraction and distribution of thermal energy from a cogeneration unit (CGU) within a non-industrial enterprise. The study substantiates the energy feasibility of CGU implementation, which enables achieving an overall efficiency of 80–90%.

A linearized dynamic model of the CGU heat exchanger has been developed based on the lumped parameter method and a system of energy balance equations.

The concept of trigeneration using absorption refrigeration machines (absorption chillers) was developed, allowing for the efficient use of excess heat during the summer period for space cooling and the mitigation of seasonal load fluctuations. A hydraulic network calculation was performed, the capacity of the pumping equipment was determined, and a modern component base was selected.

The graphic part consists of 18 posters with the results of the work.

In the section on labor protection, the main provisions regarding the safe operation of the studied electrotechnical complex under the influence of harmful factors of the surrounding environment are defined.

Keywords: *cogeneration unit, automation, thermal generation, mathematical modeling, trigeneration, absorption refrigeration machine, PI controller.*

ЗМІСТ

ЗМІСТ	4
ВСТУП	6
1 АНАЛІЗ СТАНУ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НЕПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	10
1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження та аналіз сучасного стану	10
1.2 Економічна та енергетична ефективність когенераційних установок	12
1.3 Існуючі системи керування тепловим споживанням і генерацією	14
1.4 Перетворення теплової енергії в холод.....	20
1.5 Будова і принцип дії КГУ	24
1.6 Технічні характеристики когенераційної установки.....	26
2 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ	39
2.1 Режими роботи когенераційних установок, які встановлюються на непромисловому підприємстві.	39
2.1.1 Сезонні графіки споживання електричної та теплової енергії.....	40
2.1.2 Добові графіки споживання електричної та теплової енергії	48
2.2 Визначення інформаційних параметрів системи керування	54
2.3 Розробка структурних схем системи автоматизованого керування тепловою генерацією КГУ	59
2.4 Розрахунок номінальних параметрів виконавчих механізмів.....	64
3 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ	68
3.1 Вибір сенсорів та контрольно-вимірювальних приладів.....	68
3.2 Вибір приладів обліку теплової генерації	72
3.3 Вибір регулюючих пристроїв	73
3.4 Вибір насосного обладнання та двигунів	76
3.5 Вибір частотного перетворювача	79
4 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ КГУ	84
4.1 Математичні моделі динаміки теплового процесу відбору тепла	84
4.2 Ідентифікація параметрів математичної моделі відбору тепла від КГУ ...	87
4.3 Розробка законів регулювання системи автоматизованого керування тепловою генерацією	91

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	98
5.1 Технічне обґрунтування	98
5.2 Економічне обґрунтування.....	100
6 ОХОРОНА ПРАЦІ	107
6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	107
6.2 Електробезпека	109
6.3 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	111
6.4. Пожежна безпека.....	118
ВИСНОВКИ	122
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	124
Додаток А (обов'язковий) технічне завдання	127
Додаток Б (обов'язковий) ілюстративна частина	131
Додаток В - протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	154

ВСТУП

Актуальність теми Когенераційні установки (КГУ) – це енергетичні системи, які одночасно виробляють як електричну, так і теплову види енергії. Вони працюють на основі принципу комбінованого виробництва енергії (когенерації), що дозволяє значно підвищити ефективність використання палива та зменшити втрати енергії. У традиційних електростанціях (ТЕС) значна частина енергії, що виділяється під час спалювання палива, втрачається у вигляді тепла. КГУ використовують це тепло для опалення, гарячого водопостачання або промислових процесів. У складних умовах, в яких перебуває енергетика України, когенерація є перспективним напрямком через необхідність запровадження розосереджених джерел електричної енергії, зниження споживання природнього газу за рахунок використання теплової енергії, забезпечення електропостачання в умовах постійних відключень.

Оскільки, КГУ забезпечують одночасне виробництво електричної та теплової енергії, вони стають ключовим інструментом для зменшення питомих витрат палива та забезпечення енергетичної незалежності споживачів. Проте ефективність роботи КГУ суттєво залежить від точності керування тепловою генерацією в умовах змінного попиту. Традиційні системи керування часто не враховують інерційність теплових процесів та динаміку теплообмінних апаратів, що призводить до перевитрат палива або недоотримання теплової енергії. Таким чином, розробка та вдосконалення автоматизованої системи керування тепловою генерацією КГУ є актуальним науково-технічним завданням.

Метою пропонованої роботи є підвищення ефективності роботи когенераційної установки за рахунок забезпечення системою автоматизованого керування теплової генерації оптимальних режимів її роботи.

У відповідності із поставленою метою необхідно вирішити наступні завдання:

1. Проаналізувати технологічні особливості когенераційних установок

та сучасні підходи до їх автоматизації.

2. Проаналізувати режими роботи когенераційних установок в залежності від сезону

3. Розробити математичну модель динаміки теплообмінника КГУ як об'єкта керування з врахуванням розподілених параметрів.

4. Обґрунтувати структуру системи автоматичного керування тепловою генерацією та вибрати закони регулювання.

5. Провести комп'ютерне моделювання розробленої САК для оцінки її стійкості та якості в перехідних режимах.

6. Розробити технічні рішення щодо апаратної реалізації системи та оцінити техніко-економічну ефективність впровадження.

Об'єкт дослідження. Об'єктом дослідження є процес керування тепловими режимами системи відведення та розподілу теплової генерації когенераційної установки.

Предметом дослідження. Математичні моделі, алгоритми та апаратні засоби для реалізації автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки.

Методи дослідження. Для досягнення поставлених завдань у роботі використано методи математичного моделювання, цифрової обробки сигналів, системного аналізу, а також принципи побудови мікропроцесорних систем автоматизованого керування.

Наукова новизна. Вдосконалено математичну модель динаміки теплообмінних процесів когенераційної установки, яка, на відміну від існуючих, враховує особливості режимів роботи об'єкту та забезпечує вищу точність синтезу законів регулювання в умовах динамічної зміни витрати теплоносія.

Дістав подальшого розвитку метод автоматичного керування інерційними тепловими процесами, що, на відміну від існуючих має два контури регулювання температури теплоносія на подачі та зворотному трубопроводі, що дало змогу підвищити ефективність відбору тепла з

когенераційної установки

Практичне значення одержаних результатів полягає у розробці комплексу технічних та алгоритмічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності експлуатації когенераційних установок малого та середнього класів потужності.

Основними складовими практичної цінності роботи є:

На основі типових річних та добових графіків споживання теплової та електричної енергії встановлено можливі графіки генерації електричної енергії когенераційної установки з максимальним використанням згенерованої теплової енергії.

Розроблено структурну схему системи автоматизованого керування тепловою генерацією когенераційної установки, що забезпечує ефективне використання виробленої теплової енергії в різних режимах роботи підприємства.

Визначено набір інформаційних параметрів необхідних для здійснення керування тепловою генерацією когенераційної установки та здійснено розрахунок та вибір виконавчих механізмів, що забезпечують ефективне використання виробленої теплової енергії.

Розроблено прикладну методику розрахунку та налаштування параметрів ПІ-регуляторів для контурів керування тепловою потужністю КГУ, що дозволяє на етапі проектування визначити оптимальні коефіцієнти підсилення, що забезпечують мінімальну тривалість перехідних процесів при обмеженні на перерегулювання.

Особистий внесок здобувача. Основні положення і результати магістерської кваліфікаційної роботи отримані автором практично самостійно.

Структура і обсяг роботи. Магістерська кваліфікаційна робота складається зі вступу, 6 розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел.

Апробація і публікації. Результати роботи опубліковані у вигляді тез доповідей на міжнародній науково-технічній конференції: Коваль А. М.,

Машуков М. Ю., Коваль Т. М. «Інформаційні параметри системи керування тепловою генерацією когенераційної установки» в матеріалах конференції "Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ)", Вінниця, 2025.

1 АНАЛІЗ СТАНУ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НЕПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження та аналіз сучасного стану

Непромислове підприємство — це організаційна структура, діяльність якої не спрямована безпосередньо на виробництво матеріальних товарів, але потребує стабільного енергопостачання для забезпечення внутрішніх процесів. До таких підприємств належать: офісні центри, навчальні заклади, медичні установи, торговельні комплекси тощо. Основними видами енергії, які споживає господарство є електрична та теплова. Електрична енергія використовується для живлення офісного обладнання, систем освітлення, вентиляції, насосних установок. Теплова енергія необхідна для опалення, гарячого водопостачання, вентиляції, кондиціонування та підтримання мікроклімату в приміщеннях.

Енергоспоживання непромислових підприємств має суттєву сезонну нерівномірність. В осінньо-зимовий період переважає теплова складова, тоді як у весняно-літній — електрична, зокрема через активне використання систем кондиціонування. Це створює труднощі при виборі оптимальної схеми енергозабезпечення. Зазвичай такі об'єкти підключені до централізованих електричних і теплових мереж, що формує значну залежність від зовнішніх джерел, тарифної політики постачальників і надійності мережевої інфраструктури.

Особливістю непромислових підприємств є те, що вони мають постійне базове навантаження, незалежно від часу доби, зумовлене потребою у вентиляції, освітленні, роботі серверних, холодильних установок. Така характеристика робить їх потенційно придатними до впровадження локальних джерел енергії, зокрема когенераційних установок, які дозволяють самостійно виробляти електричну та теплову енергію, зменшуючи обсяги закупівлі від

централізованих систем.

На сьогодні більшість непромислових підприємств в Україні використовують традиційні системи енергопостачання, де електроенергія надходить з єдиної енергосистеми, а теплова енергія — від централізованих або індивідуальних котелень. Така схема має низку недоліків: значні втрати енергії під час транспортування, низький коефіцієнт корисної дії (ККД) котельного обладнання, залежність від енергетичних тарифів і відсутність інтегрованого управління різними видами енергії.

Основною тенденцією останніх років є зростання енергоспоживання у сфері обслуговування та адміністративних будівлях через збільшення кількості електронного обладнання, підвищення вимог до комфорту, розширення площ приміщень і перехід на цілорічні режими кліматичного контролю. Водночас ці об'єкти залишаються малоефективними з точки зору енергобалансу. Більшість підприємств не мають систем автоматичного моніторингу та оптимізації споживання, тому витрати енергії перевищують реальні потреби на 15–30 %. Існуючі системи не забезпечують взаємозв'язку між споживанням електричної та теплової енергії. Це призводить до того, що під час пікового електричного навантаження теплова енергія може залишатися невикористаною, а в міжсезоння котельне обладнання працює в неоптимальних режимах. У результаті знижується загальна ефективність енергоспоживання. Отже, сучасний стан систем енергозабезпечення непромислових підприємств потребує впровадження нових технологій, спрямованих на інтеграцію різних видів енергії, підвищення їх ефективності та зменшення впливу на довкілля.

1.2 Економічна та енергетична ефективність когенераційних установок

Когенераційна установка (КГУ) — це енергетична система, яка забезпечує одночасне виробництво електричної та теплової енергії із використанням одного джерела палива. Основною перевагою КГУ є високий рівень енергетичного використання палива, оскільки теплота, яка при звичайній генерації електроенергії відводиться у навколишнє середовище, у когенераційних системах застосовується для опалення, вентиляції, гарячого водопостачання або технологічних потреб. Загальний ККД таких систем може досягати 80–90 %, що суттєво перевищує ефективність традиційних схем 35–45 %.

Когенераційні системи відзначаються високою економічною доцільністю завдяки зменшенню витрат на електроенергію та тепlopостачання. Електроенергія, вироблена безпосередньо на місці споживання, має нижчу собівартість порівняно з енергією, отриманою з централізованих мереж.

Додатковим фактором економічної ефективності є зниження витрат на транспортування енергії та можливість продажу надлишкової електроенергії до мережі загального користування. Це створює умови для швидкої окупності інвестицій у встановлення когенераційних установок. Висока енергетична ефективність КГУ пояснюється одночасним використанням двох видів енергії — теплової та електричної. Когенераційна система дозволяє поєднати виробництво цих енергійних потоків у межах одного об'єкта, забезпечуючи локальне енергопостачання та мінімальні втрати. У літній період надлишкову теплоту від когенераційної установки можна використовувати для охолодження приміщень за допомогою абсорбційних холодильних машин.

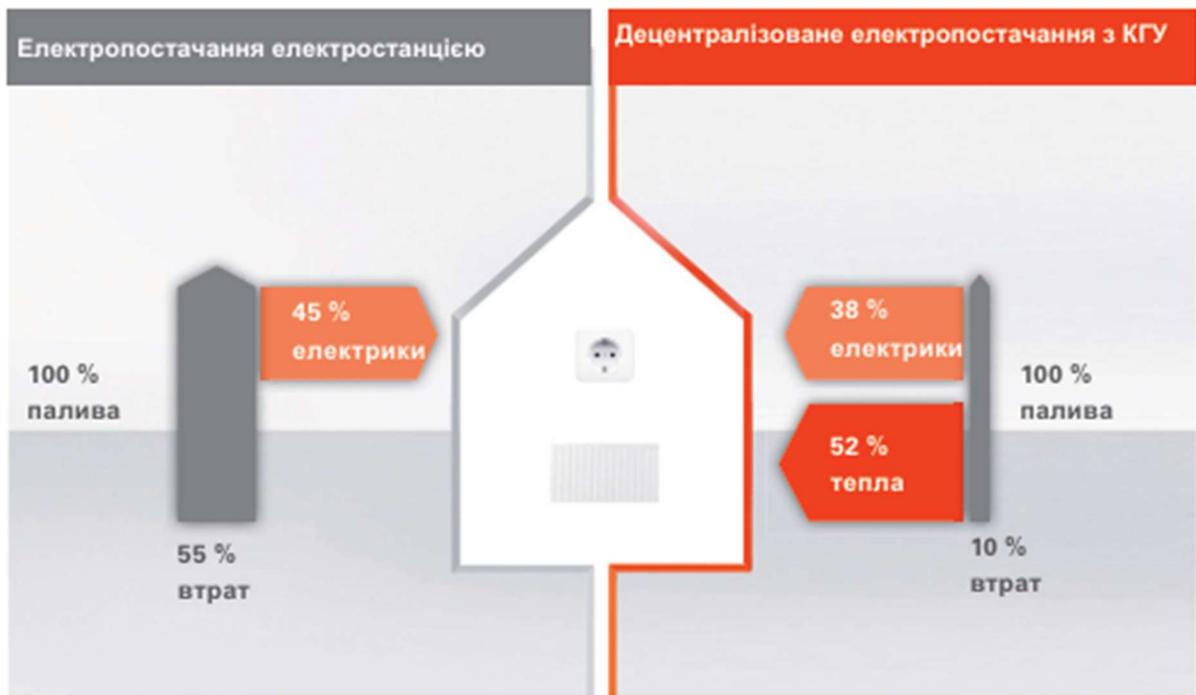


Рисунок 1.1 – Порівняння електропостачання електростанцією з КГУ

Така схема утворює тригенераційну систему, яка дає змогу протягом усього року експлуатувати енергетичне обладнання, забезпечуючи стабільний режим роботи та підвищуючи загальний ККД. Крім того, впровадження КГУ сприяє економії палива, скороченню викидів вуглекислого газу, підвищенню енергетичної незалежності підприємства та створенню можливостей для продажу надлишкової електроенергії у мережу.

Отже, когенераційні установки є перспективним напрямом розвитку енергетики для непромислових підприємств, де потрібні одночасно обидва види енергії, а стабільність постачання і економічність мають вирішальне значення.

1.3 Існуючі системи керування тепловим споживанням і генерацією

На більшості непромислових об'єктів функціонують автоматизовані системи управління тепловим споживанням (АСТС), які здійснюють контроль за температурою теплоносія, витратою гарячої води, роботою насосів, котлів, теплообмінників, систем опалення та кондиціонування. Основною метою таких систем є підтримання заданих температурних параметрів у приміщеннях при мінімальних енергетичних витратах. Зазвичай вони використовують алгоритми пропорційно-інтегрального регулювання (ПІ-регулятори), сенсори температури, тиску та витрати.

Попри достатню ефективність на рівні окремих контурів, більшість АСТС працюють автономно, без інтеграції із системами електропостачання. Вони не враховують взаємозалежність між електричним і тепловим навантаженням. Наприклад, робота електричних кондиціонерів збільшує електроспоживання, але знижує потребу у тепловій енергії, що не відображається у стратегії керування. Крім того, існуючі системи часто не мають адаптивних механізмів реагування на зміну зовнішніх умов (температури повітря, вологості, кількості людей у приміщеннях) або вартості енергії.

В умовах інтеграції когенераційних установок постає потреба у створенні єдиної системи керування, яка б узгоджувала процеси генерації електроенергії та тепла, регулювала потоки енергії в залежності від навантаження, забезпечувала баланс попиту і пропозиції. Така система має базуватись на принципах енергетичного менеджменту, передбачати збір та аналіз даних у реальному часі, прогнозування навантажень і прийняття оптимізаційних рішень.

Попри очевидні переваги когенераційних технологій, рівень їх впровадження у непромисловому секторі залишається обмеженим. Основною проблемою є відсутність комплексного підходу до інтеграції систем електричного та теплового постачання. Більшість існуючих об'єктів експлуатує роздільні системи енергозабезпечення, які не дозволяють

ефективно розподіляти енергетичні потоки, координувати режими роботи обладнання та адаптуватися до змін попиту, як наслідок, значна частина енергії втрачається, а собівартість експлуатації систем зростає.

Другою суттєвою проблемою є відсутність сучасних систем керування когенераційними установками, здатних забезпечити оптимальний баланс між виробництвом електроенергії, тепла та споживанням об'єкта. У більшості випадків відсутні механізми прогнозування навантажень, автоматичного перемикання режимів, розподілу теплової енергії у літній період або її використання для абсорбційного охолодження.

Таким чином, постає необхідність у розробленні інтелектуальної системи управління енергетичними потоками непромислового підприємства, яка:

- забезпечує інтеграцію когенераційної установки до існуючої інфраструктури;
- здійснює узгоджене керування виробництвом і споживанням електричної та теплової енергії;
- мінімізує втрати та підвищує енергоефективність;
- гарантує стабільність енергопостачання протягом року.

Розв'язання цієї проблеми має стратегічне значення для зниження енергозалежності, скорочення експлуатаційних витрат та переходу до сталих, екологічно безпечних технологій енергозабезпечення непромислових підприємств.

Когенераційні установки відрізняються між собою за типом приводу, видом палива, конструктивним виконанням, діапазоном потужності та умовами експлуатації. Ці відмінності зумовлюють різні показники енергоефективності, екологічності, вартості обслуговування та доцільності використання у певних галузях. Основу класифікації становить тип первинного двигуна, який перетворює енергію згоряння палива у механічну роботу. Від вибору цього елемента залежать такі характеристики, як коефіцієнт корисної дії, тривалість експлуатації, гнучкість у керуванні та

особливості тепловідбору.

За типом силового агрегату когенераційні установки поділяють на газопоршневі, газотурбінні, паротурбінні та мікротурбінні. Кожен із цих різновидів має свої переваги та обмеження. Газопоршневі установки відзначаються високим загальним ККД і швидким запуском, тому їх доцільно застосовувати для непромислових підприємств, де важлива оперативність і стабільність роботи. Газотурбінні системи характеризуються більшою питомою потужністю і тривалим терміном служби, однак потребують більших капіталовкладень. Паротурбінні установки здатні працювати на різних видах палива та забезпечують виробництво пари високих параметрів, що актуально для великих теплоелектроцентралей. Мікротурбінні системи, своєю чергою, вирізняються компактністю, низькими викидами та мінімальними вимогами до технічного обслуговування, що робить їх перспективними для малих об'єктів і локальних енергетичних мереж.

Окрім типу двигуна, важливу роль відіграє вид використовуваного палива. Найпоширенішим є природний газ, який забезпечує найкраще співвідношення між теплотворною здатністю, економічністю та екологічною безпекою. Альтернативні варіанти — біогаз, зріджений газ або дизельне паливо — застосовуються залежно від наявності ресурсів та технічних умов конкретного об'єкта.

Крім того, когенераційні установки класифікують за діапазоном номінальної потужності — від мікроустановок для індивідуальних об'єктів до великих систем промислового рівня. Така класифікація дозволяє адаптувати технологію когенерації до потреб будь-якого споживача — від приватного будинку до енергетичного комплексу міського масштабу.

Для систематизації основних параметрів і зручності порівняння різних типів когенераційних установок нижче наведено узагальнені таблиці, у яких подано їх основні технічні, паливні та характеристики потужностей.

Таблиця 1.1 – Види КГУ за типом силового агрегату

Тип КГУ	Первинний двигун	Діапазон потужностей	Основні переваги
Газопоршневі	Газопоршневий двигун внутрішнього згоряння	Від кількох десятків кВт до 20 МВт	Високий загальний ККД (до 90%), гнучкість, швидкий запуск
Газотурбінні	Газова турбіна	Від 1 МВт до понад 100 МВт	Довгий термін служби, менші розміри на одиницю потужності, високотемпературне тепло для пари
Паротурбінні	Парова турбіна	Понад 100 МВт	Можливість використання будь-якого палива (вугілля, мазут) застосовуються в ТЕЦ
Мікротурбінні	Мікротурбіна (спрощена газова турбіна)	До 300 кВт	Дуже компактні, низькі викиди, мінімальне обслуговування

Таблиця 1.2 – Види КГУ за типом палива

Вид палива	Характеристика
Природний газ	Найпоширеніший і економічно вигідний вид палива
Біогаз	Важливий елемент біогазових установок, що сприяє відновлюваній енергетиці
Зріджений газ	Використовують, там де немає підключення до центральної газової магістралі
Дизельне паливо	Дизельні двигуни можуть бути адаптовані для когенерації, але це менш поширено через високу вартість палива та вищі викиди, порівняно з газом

Таблиця 1.3 – Класифікація КГУ за потужністю

	Потужність	Характеристика
Мікро КГУ	До 50 кВт	Використовуються для невеликих комерційних об'єктів або приватних будинків
Малі КГУ	Від 50 кВт до 1 МВт	Для невеликих фабрик, готелів, офісних центрів
Середні КГУ	Від 1 МВт до 10 МВт	Для великих промислових об'єктів, великих теплиць
Великі КГУ	Понад 10 МВт	Для потужних промислових комплексів, великих ТЕЦ

Когенераційна установка є складним енерготехнологічним комплексом, що поєднує механічні, електричні, теплотехнічні та автоматизовані підсистеми в єдину структуру. Вона призначена для забезпечення максимально ефективного перетворення хімічної енергії палива в електричну та теплову енергію з мінімальними втратами. Конструктивне виконання установки визначає її надійність, довговічність, рівень шуму, зручність технічного обслуговування та можливість інтеграції в існуючу інженерну інфраструктуру об'єкта.

Усі вузли когенераційної установки розміщуються у компактному модульному блоці, що дозволяє зменшити габарити та спростити транспортування і монтаж. Така конструкція забезпечує високу ступінь заводської готовності, а також мінімізацію монтажних робіт безпосередньо на місці встановлення. Компоновка передбачає оптимальне розташування елементів для ефективного теплообміну, безпечної експлуатації та зручного доступу до основних агрегатів.

Загальна конструкція когенераційної установки включає такі основні елементи:

1. Блочна когенераційна установка містить наступні компоненти:
2. Карбюраторний мотор з турбонадувом, 2-ступеневим охолодженням суміші та контролем газової суміші;
3. Синхронний генератор;
4. Блок подачі газу;
5. Система мастильної оливи;
6. Закритий внутрішній контур охолодження з пластинчатим теплообмінником для відведення тепла;
7. Ізольований теплообмінник відхідних газів для використання тепла продуктів згоряння (тільки для варіанта ST);
8. Система видалення продуктів згоряння з ізоляцією;
9. Система очищення відхідних газів;
10. Розподільний пристрій з блоком керування та індикації.

Принцип функціонування когенераційної установки ґрунтується на комплексній взаємодії її основних підсистем — механічної, електричної, теплотехнічної та автоматизованої. Робота всіх компонентів узгоджена в єдиному енерготехнологічному циклі, що забезпечує безперервне перетворення енергії палива у корисну електричну та теплову енергію.

Механічна частина відповідає за вироблення крутного моменту за рахунок згоряння газоповітряної суміші у двигуні внутрішнього згоряння. Електрична підсистема перетворює механічну енергію обертання у трифазну електроенергію, придатну для безпосереднього споживання або паралельної роботи з мережею. Теплотехнічна частина виконує збір і передачу відпрацьованої теплоти від двигуна та вихлопних газів до споживача через систему теплообмінників.

Автоматизована система керування координує роботу всіх вузлів, підтримує оптимальні параметри навантаження, здійснює контроль температур, тиску та витрат палива, а також забезпечує аварійний захист і можливість дистанційного моніторингу. Такий підхід дає змогу досягти високого рівня енергетичної ефективності, стабільності та безпеки експлуатації. Блочна когенераційна установка для роботи на природному Газі. Готовий до підключення компактний модуль із синхронним генератором з повітряним охолодженням для генерації трифазного струму 400 В, 50 Гц та гарячої води. Як термічні, так і електричні параметри можливої експлуатації залежать від навантаження у діапазоні електричного навантаження 50 - 100 %.

1.4 Перетворення теплової енергії в холод

Паливні елементи класифікуються, головним чином, за двома критеріями: типом використовуваного електроліту та робочою температурою. Щодо останнього пункту, ми виділимо технології MCFC та SOFC як типи високої температури (від 65°C до 1050°C) та PEMFC, DMFC, AFC і мембранні PAFC як типи низької температури (від 60°C до 250°C). показано типовий PEM-паливний елемент (низькотемпературний), в якому реагенти подаються на анод і катод.

Паливні елементи розвивають електрохімічні екзотермічні реакції, тому комбіноване використання електрики та тепла забезпечує їм високу загальну ефективність, близько 85%. Ця теплова енергія може використовуватися для багатьох цілей: всередині системи паливних елементів, передаватися назовні для задоволення потреб процесів нагрівання або охолодження або вивільнятися в навколишнє середовище без будь-якого застосування. З метою оптимізації ефективності цих пристроїв проводяться дослідження щодо використання теплової енергії для водопостачання та кондиціонування повітря в будинках, службах та промислових об'єктах.

Перетворення теплової енергії на холододу в абсорбційних системах охолодження є термодинамічним процесом, який ґрунтується на використанні енергії низько- або середньотемпературного теплоносія для виконання циклу випаровування–абсорбції–десорбції робочої пари. На відміну від компресійних холодильних машин, де охолодження забезпечується за рахунок механічної роботи компресора, у абсорбційних установках рушійною силою циклу є тепло, що надходить до генератора. Це дозволяє ефективно використовувати відпрацьоване тепло паливних елементів, когенераційних установок або інших низькопотенційних джерел, перетворюючи його в корисний холод.

Абсорбційна холодильна машина реалізує цикл, подібний до циклу пароконпресійного охолодження, але з принциповою відмінністю: роль компресора виконує фізико-хімічна взаємодія робочої пари з абсорбентом, яка забезпечує циркуляцію холодоагенту без виконання механічної роботи.

Системи зазвичай використовують одну з двох робочих пар:

Вода – бромід літію ($\text{H}_2\text{O}/\text{LiBr}$) для кондиціонування повітря ($5\text{--}10\text{ }^\circ\text{C}$) або аміак – вода ($\text{NH}_3/\text{H}_2\text{O}$) для низькотемпературного холоду (до $-60\text{ }^\circ\text{C}$). У випарнику холодоагент (вода або аміак) при низькому тиску інтенсивно випаровується, відбираючи теплоту від охолоджуваного середовища.

Цей процес створює холододу потужність, що позначається Q_{EV} . Пара холодоагенту надходить до абсорбера, де екзотермічно поглинається

концентрованим абсорбентом. Це призводить до утворення розведеного розчину, збагаченого холодоагентом. Виділене тепло Q_{AB} необхідно відводити охолоджувальною водою, що забезпечує стабільність процесу. Розведений розчин подається до генератора насосом. На відміну від компресора парокомпресійного циклу, насос виконує мінімальну роботу, оскільки перекачує рідину, а не газ.

У генераторі розчин нагрівається порцією теплової енергії Q_{GE} . Під дією тепла холодоагент випаровується та відділяється від абсорбенту. Це є ключовим моментом, де тепла енергія перетворюється в здатність системи здійснювати інтенсивне випаровування холодоагенту у випарнику, тобто в холодову потужність. Енергетичні витрати на цей процес несуттєві.

Пара холодоагенту із генератора надходить до конденсатора, де конденсується, віддаючи тепло Q_{CC} у навколишнє середовище. Утворена рідина через дросельний (розширювальний) вентиль повертається до випарника, і цикл повторюється. Процес перетворення теплової енергії у холодову ґрунтується на таких фізичних принципах:

Теплова енергія розриває зв'язок між холодоагентом і абсорбентом. Це створює високий тиск у генераторі та конденсаторі. Те, що холодоагент активно поглинається абсорбентом, дозволяє підтримувати низький тиск та продовжувати інтенсивне випаровування холодоагенту, яке забезпечує охолодження. Завдяки різниці тисків та фазових переходів система перетворює тепло низького потенціалу на здатність створювати холод.

Ефективність роботи оцінюється коефіцієнтом теплової ефективності (COP):

$$\text{COP} = \frac{Q_{EV}}{Q_{GE}} \quad (1.1)$$

Таким чином, 1 кВт тепла може забезпечити до 1 кВт холоду, залежно від типу машини. У системах на основі паливних елементів відпрацьоване тепло (80–1000 °С залежно від типу FC) є цінним ресурсом для активації абсорбційних холодильних машин. Це дозволяє: одночасно виробляти

електроенергію, тепло та холод; досягати загальної ефективності до 90–96 % зменшувати використання електроенергії для кондиціонування; підвищувати економічність роботи мікромереж.

У випадку газоподібного потоку нам потрібні мінімальні температури близько 250 °С, через необхідність проміжного контуру гарячої води, призначеного для генерації гарячої води з температурою до 120 °С. Системи на основі води/аміаку використовуються для виробництва холоду при низьких температурах (до -60 °С) і потребують джерела тепла від 100 °С до 120 °С для систем абсорбції простого ефекту. Системи на основі води/бромиду літію використовуються для кондиціонування повітря або для процесів охолодження, в яких температура знаходиться в діапазоні від 5 °С до 10 °С. На рисунку 2 показана блок-схема, що відповідає абсорбційній системі охолодження простого ефекту

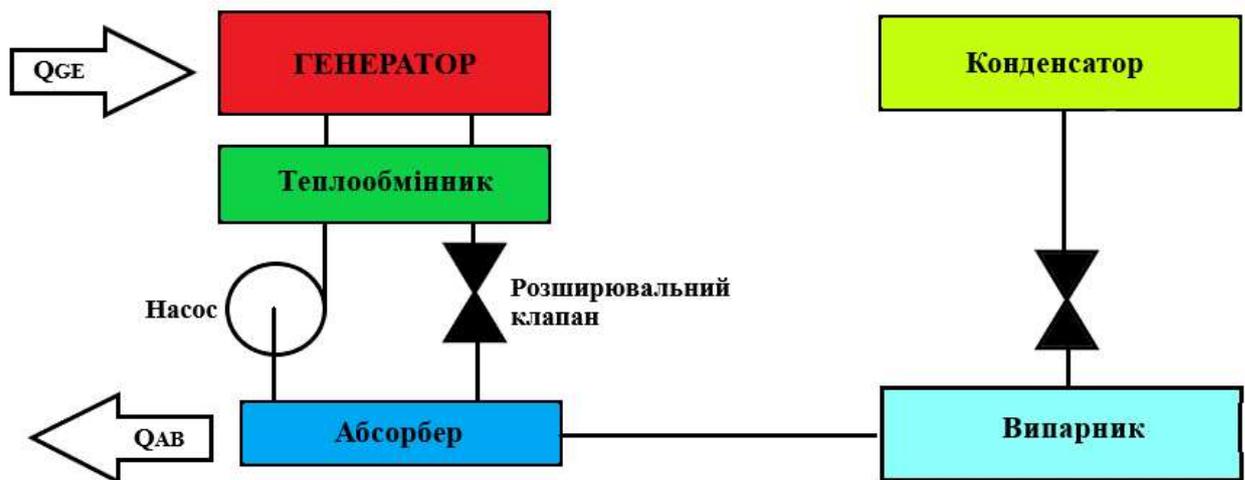


Рисунок 1.2 - Одноетапна система охолодження з абсорбційним ефектом

1.5 Будова і принцип дії КГУ

Одним з найчастіше використовуваних видів палива для КГУ є природній або біогаз у вигляді палива, який дозволяє значно підвищити загальний коефіцієнт використання палива ККД, який може сягати 85-90% і вище.

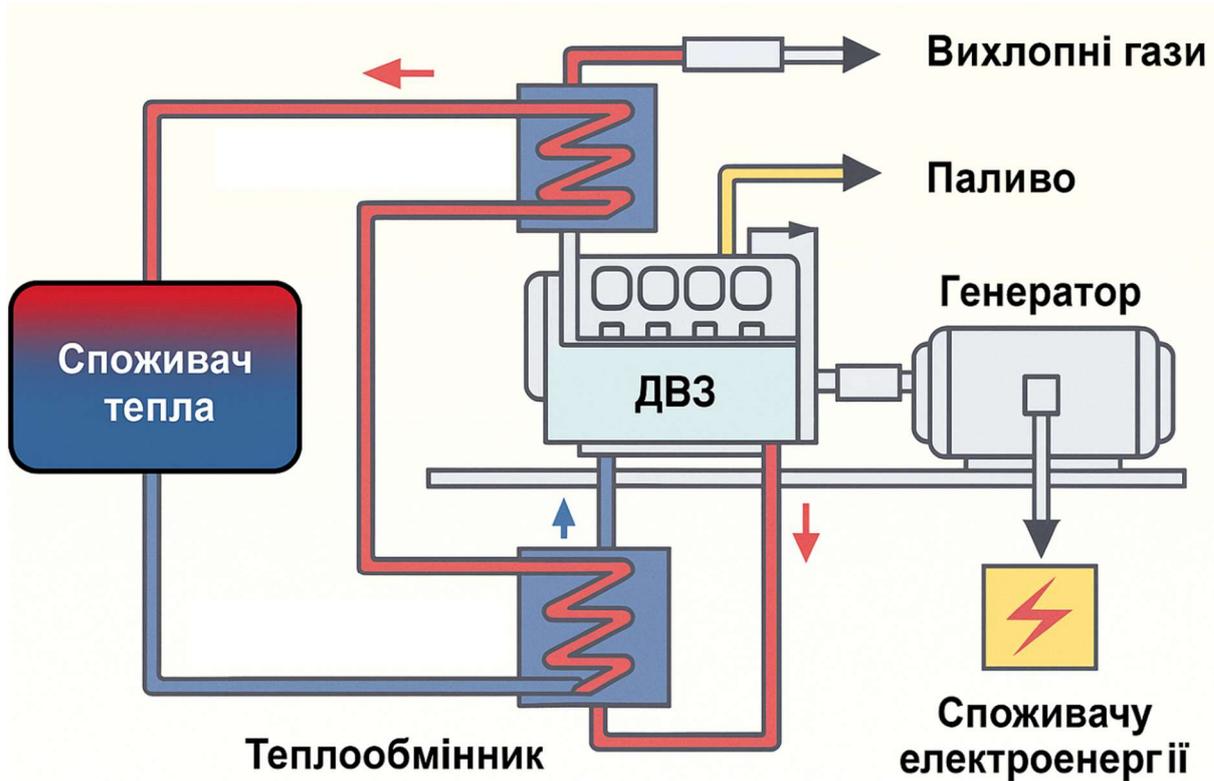


Рисунок 1.3 – Принцип дії КГУ

Основні компоненти газопоршневої когенераційної установки:

1. Газопоршневий двигун (ГПД) – модифікований ДВЗ, який працює на газовому паливі.
2. Генератор – приводиться в обертання валом ГПД і перетворює механічну енергію в електричну
3. Теплообмінники – ключовий елемент когенерації, який складається з декількох видів теплообмінників, які збирають тепло з різних джерел двигуна:
 - 3.1 Теплообмінник вихлопних газів – збирає теплоту високотемпературних вихлопних газів двигуна

3.2 Теплообмінник контуру охолодження двигуна – збирає тепло з системи охолодження сорочки циліндрів і масла двигуна

4. Система керування та автоматики – комплекс приладів, що контролює роботу двигуна, генератора, теплових контурів, синхронізацію з мережею, безпеку та ефективність установки.

5. Рама та шумозахисний кожух/контейнер – служить для монтажу всіх компонентів, а також для зниження рівня шуму та захисту від зовнішнього середовища.

Принцип дії когенераційної установки полягає в наступному: газове паливо подається у газопоршневий двигун, де відбувається його згоряння. Енергія згоряння розширює газ, які рухають поршні перетворюючи її в механічну енергію обертання колінчатого валу, який в свою чергу приводить в рух електрогенератор. Генератор перетворює механічну енергію в електричну з ККД близько 35-45%, готову до споживання або передачі в мережу. Під час роботи двигуна виділяється значна кількість тепла, яке в звичайних генераторах розсіюється, КГУ дане тепло збирає і використовує, а саме охолоджувальна рідина двигуна циркулює через теплообмінники, передаючи своє тепло, та гарячі вихлопні газы проходять через спеціальний теплообмінник віддаючи свою енергію. Зібране тепло з температурою 90-120С спрямовується до споживача для потреб опалення, гарячого водопостачання або використання у промислових технологічних процесах, тепловий ККД також близько 40-50%.

Таким чином, КГУ максимально ефективно використовує енергію палива, виробляючи два корисних види енергії одночасно, що робить її економічно вигідною та екологічнішою, ніж окреме виробництво електрики і тепла.

1.6 Технічні характеристики когенераційної установки

Когенераційні установки типу Vitobloc 200 NG 530-2-1 посідають важливе місце в сучасних енергетичних системах, орієнтованих на підвищення ефективності використання палива та зменшення екологічного навантаження. Поєднуючи виробництво електричної та теплової енергії в єдиному технологічному циклі, такі установки забезпечують високий коефіцієнт корисної дії й стабільне енергопостачання для об'єктів різного призначення. Розгляд видів і технічних характеристик когенераційної системи цієї моделі є необхідним для обґрунтованого вибору обладнання, аналізу його експлуатаційних можливостей та визначення оптимальних умов інтеграції у наявну інженерну інфраструктуру.

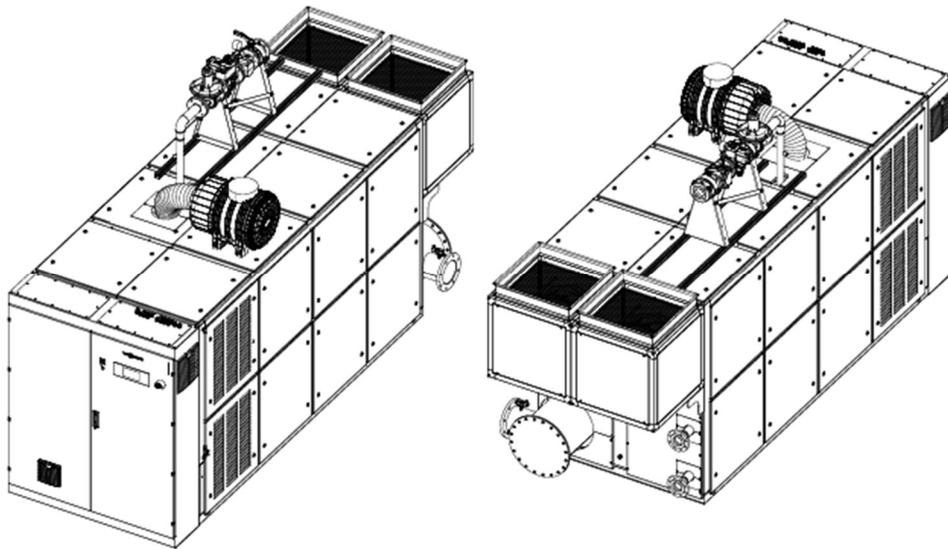


Рисунок 1.4 - Блочна когенераційна установка Vitobloc 200 NG 530-2-1

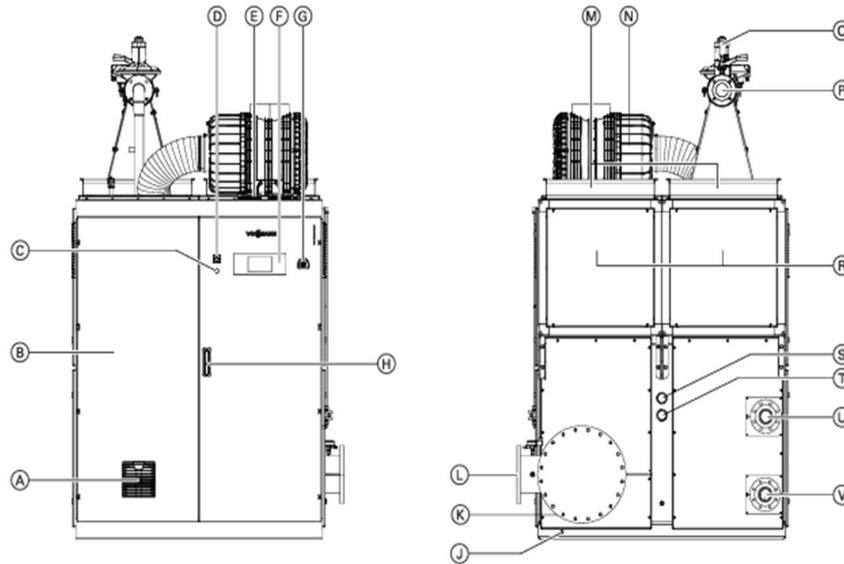


Рисунок 1.5 - Сторона управління та сторона підключення КГУ

Позначення до рисунка 4:

- А Вентиляційна решітка шафи керування
- В Шафа керування
- С Інтерфейс USB
- D Перемикач
- Е Входи для електричних кабелів
- F Блок керування та індикації
- G Кнопка аварійного вимкнення
- H Замок шафи керування
- J Підключення заземлення
- K Вихід конденсату КО
- L Вихід відхідних газів AGA
- M Вихід відхідного повітря AL
- N Повітряний фільтр
- Блок регулювання газу
- P Підключення газу GAS
- R Вентилятор відхідного повітря
- S Патрубок подаючої магістралі охолоджувального контуру GKV
- T Патрубок зворотної магістралі охолоджувального контуру GKR

- U Підключення подаючої магістралі опалювального контуру HV
- V Підключення зворотної магістралі опалювального контуру HR
- W Підключення карбаміду UR (UREA)
- Z Підключення стиснутого повітря DL

Когенераційна установка, як високотехнологічний енергетичний комплекс, має низку технічних, експлуатаційних та економічних переваг, що зумовлюють її широке застосування у системах локального енергопостачання. Поєднання виробництва електричної та теплової енергії в одному агрегаті забезпечує значне підвищення загальної ефективності використання палива, зниження експлуатаційних витрат і скорочення втрат енергії під час транспортування.

Завдяки сучасним конструктивним рішенням, застосуванню високоефективних двигунів та систем автоматизації, когенераційні установки демонструють високий рівень надійності, екологічної безпеки та технологічної адаптивності. Вони здатні стабільно функціонувати в автономному режимі, забезпечуючи безперервне електро- і теплопостачання споживачів навіть за відсутності зовнішніх джерел енергії.

У таблицях і технічних характеристиках наведено ключові параметри, що підтверджують практичну ефективність цих установок. Узагальнюючи, можна виділити основні переваги, які роблять когенераційні системи конкурентоспроможним рішенням для сучасних енергетичних об'єктів:

- Екологічність Значне зменшення CO₂ у порівнянні з роздільною генерацією струму і тепла;
- Паралельна генерація струму і тепла для мінімізації витрат на генерацію електроенергії;
- Економія первинної енергії згідно з директивою ЄС про одночасну генерацію теплової та електричної енергії, завдяки цьому забезпечується висока ефективність блочної когенераційної установки;
- Блоки повністю готові до підключення та перевірені на заводі виробнику, що дозволяє досягти мінімальних витрат під час встановлення;

- Вбудоване розділення системи завдяки теплообмінникам забезпечує безпечну та надійну експлуатацію;
- Відповідає високим технічним умовам підключення (ТАВ);
- Показники потужності, перевіряється у на заводі-виробнику, у складі повної блочної когенераційної установки (мотор-генератор-теплообмінник-шафа керування);
- Серійне оснащення пусковими акумуляторами та синхронним генератором, завдяки чому блочна когенераційна установка придатна для інтенсивної експлуатації;
- Інтегроване забезпечення мастильною оливою з оптимальним об'ємом резервуара робить можливим довгі інтервали між технічним обслуговуванням, що в свою чергу дозволяє мінімізувати експлуатаційні витрати та періоди простою обладнання;
- Опціональний звукоізоляційний кожух також дозволяє встановлення в зонах, де дотримання звукового режиму є критичним фактором, наприклад, у лікарнях, школах та аналогічних закладах;
- Еластичні з'єднання для акустичної розв'язки входять у комплект постачання;
- Випробувані компоненти відомих виробників;
- Економія часу та коштів під час проектування, монтажу, введенні в експлуатацію та роботи завдяки використанню серійного обладнання;
- Системи дистанційного контролю та автоматизації, які довели свою надійність;
- ViNCI - розроблений компанією Viessmann пристрій керування БКГУ;
- Сертифіковано згідно з VDE AR-N 4110 для підключення до мережі середньої напруги (сертифікат модуля).

Комплект постачання когенераційної установки формується з урахуванням забезпечення повного циклу її експлуатації — від монтажу та пусконаладження до стабільної довготривалої роботи в автоматичному

режимі. До складу постачання входять усі основні вузли, агрегати, системи керування та допоміжне обладнання, необхідні для інтеграції установки у локальну енергетичну мережу.

Виробник постачає установку у вигляді готового блоку з високим ступенем заводської готовності, що мінімізує час монтажу, підключення і введення в експлуатацію. Кожен компонент попередньо перевіряється на відповідність технічним умовам та стандартам безпеки, що гарантує надійну і стабільну роботу протягом усього життєвого циклу.

Комплект постачання включає такі основні елементи та системи:

- Блочна когенераційна установка:
- Карбюраторний мотор з турбонаддувом і 2-ступеневим охолодженням суміші та контролером газової суміші;
- Синхронний генератор трифазного струму з малим вмістом гармонік, придатний для автономного режиму;
- Газова рампа включно з термічним арматурним запобіжником, газовим кульовим краном і контролем герметичності;
- Внутрішня система забезпечення мастильною оливою з резервним баком, з параметрами для ≥ 1 інтервалу техобслуговування;
- Система чищення відхідних газів для скорочення викидів відхідних газів нижче значень, які вимагає положення "TA-Luft";
- Система теплообміну, що складається з теплообмінника охолоджувальної води та теплообмінника відхідних газів (тільки у варіанті ST);
- Теплообмінник і мотор з повними трубними підключеннями, з теплоізоляцією згідно з існуючими потребами;
- Розподільний пристрій з пристроєм керування та силовим блоком генератора, вбудований з економією простору, немає потреби у додатковому місці, немає додаткових витрат на прокладання кабелів;
- Пускова установка із зарядним пристроєм і акумулятором;
- Інтерфейси передачі даних у різних протоколах;

- Робочі повідомлення та загальні сигнали несправності через контакти з потенціалом для систем керування інженерними мережами будівлі замовника;
- Дистанційний контроль за допомогою TeleControl LAN;
- Технічна документація (комплект технічної документації) у паперовій формі, мовою відповідної країни.
- Серійне приладдя для підключення в окремій коробці:
- Осьовий компенсатор відхідних газів;
- 2 гофровані шланги опалення для гідравлічного контуру;
- 2 гофровані шланги опалення для охолодження суміші;
- Газовий гофрований шланг;
- Силіконовий шланг з 2 хомутами з кульовими шарнірами для конденсатовідвідника;
- Стрічки з матеріалу Sylomer для звукоізоляції.

Рівень ефективності когенераційної установки визначається сукупністю її електричних і теплових показників, що відображають здатність системи максимально використовувати енергетичний потенціал палива. Аналіз потужності та коефіцієнтів корисної дії (ККД) дає змогу оцінити ступінь енергетичної доцільності роботи установки в різних режимах навантаження, а також її адаптивність до змін енергоспоживання.

Високий ККД є ключовим критерієм енергоефективності, адже він характеризує не лише перетворення хімічної енергії палива в електричну, а й утилізацію відпрацьованої теплоти. Для когенераційних систем цього типу досягнення загального ККД понад 90 % є свідченням оптимальної взаємодії між механічними, тепловими та електричними процесами.

Далі наведено узагальнені дані потужності та значення коефіцієнтів корисної дії (ККД) когенераційної установки в різних режимах навантаження, що дозволяють проаналізувати її експлуатаційну ефективність та підтвердити доцільність використання в системах комбінованого енергопостачання:

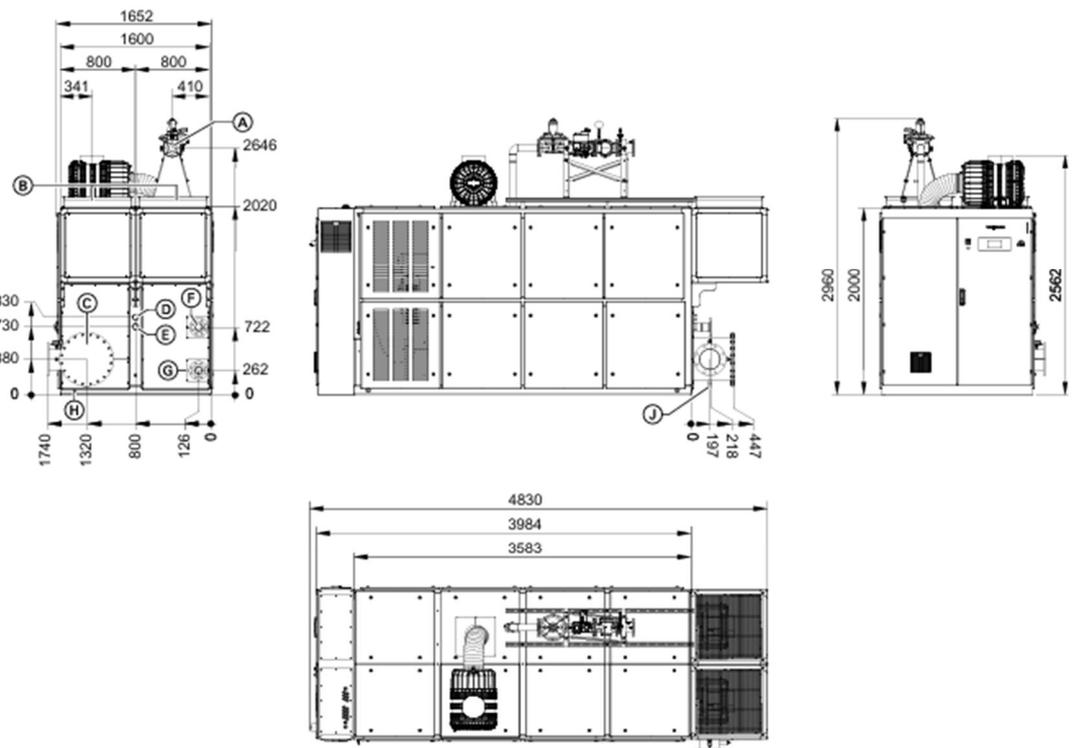
Тривала потужність у режимі паралельної роботи згідно з ISO 3046 частина1, (при тиску повітря 1000 мбар, температурі повітря 25 °С, відносній вологості повітря 30 % і $\cos \varphi = 1$)

Таблиця 1.4 – Потужність та коефіцієнт корисної дії в залежності від режиму роботи

Тривала потужність у режимі паралельної роботи	ОВ	Значення
Електрична потужність		
100 % навантаження	кВт	530,00
75 % навантаження	кВт	398,00
50 % навантаження	кВт	265,00
Теплова потужність високої температури		
100 % навантаження	кВт	675,00
75 % навантаження	кВт	524,00
50 % навантаження	кВт	378,00
Теплова потужність низької температури		
100 % навантаження	кВт	36,00
75 % навантаження	кВт	25,00
50 % навантаження	кВт	16,00
Використання палива при $N_i = 10$ кВт/м³		
100 % навантаження	кВт	1350,00
75 % навантаження	кВт	1038,00
50 % навантаження	кВт	726,00
Коефіцієнт когенерації згідно з AGFW FW308 (електрична потужність/термічна потужність)		0,73
Коефіцієнт первинної енергії fPE згідно з DIN V 18599-9		0,04
Економія первинної енергії згідно з директивою 2012/27/ЄС	%	29,30
ККД у режимі паралельної роботи		
Електричний ККД		
100 % навантаження	%	39.3
75 % навантаження	%	38.3
50 % навантаження	%	36.5
Тепловий ККД високої температури		
100 % навантаження	%	50,00
75 % навантаження	%	50.5
50 % навантаження	%	52,00
Тепловий ККД низької температури		

Продовження таблиці 1.4

100 % навантаження	%	2,50
75 % навантаження	%	2,20
50 % навантаження	%	2,00
Загальний ККД		
100 % навантаження	%	91,90
75 % навантаження	%	91,30
50 % навантаження	%	90,70
Загальний ККД з опціональним теплообмінником відхідних газів		
100 % навантаження	%	91,90
75 % навантаження	%	91,30
50 % навантаження	%	90,70



Розміри (мм)

Рисунок 1.6 – Розміри когенераційної установки

Позначення до рисунку 1.6:

- А Підключення газу GAS
- В Вихід відхідного повітря AL
- С Вихід відхідного повітря AGA з вимірювальним штуцером
- D Патрубок подаючої магістралі охолоджувального контуру
- E Патрубок зворотньої магістралі охолоджувального контуру

- F Підключення подаючої магістралі опалювального контуру
- G Підключення зворотної магістралі опалювального контуру
- H Підключення заземлення
- J Конденсатовідвідник

Робочі параметри когенераційної установки визначають її реальні експлуатаційні можливості та характеризують стабільність функціонування основних систем під навантаженням. Ці параметри включають температурні, гідравлічні, електричні та газодинамічні показники, що забезпечують оптимальний баланс між виробництвом електроенергії, утилізацією теплоти та безпечним режимом роботи обладнання.

Дотримання номінальних робочих параметрів є необхідною умовою для досягнення високого коефіцієнта корисної дії, зниження втрат енергії та продовження ресурсу агрегату. У процесі експлуатації всі величини — тиск, температура, витрати теплоносія, об'єм газу — контролюються автоматизованою системою керування, яка здійснює їхнє регулювання в реальному часі.

Для забезпечення стабільної генерації теплової та електричної енергії установка працює в межах заданих технічних параметрів, що наведені у таблиці нижче. Робочі параметри когенераційної установки подано для основних контурів: теплового, охолоджувального, електричного та газового.

Таблиця 1.5 – Робочі параметри КГУ

Робочі параметри		
Генерація тепла (опалення)		
Температура зворотної магістралі перед блочною когенераційною установкою		
Мінімальна	°C	50
Максимальна	°C	55
Температура подаючої магістралі		
Мінімальна	°C	85
Максимальна	°C	90
Об'ємна витрата теплоносія при стандартній різниці температури	м3/год	31
Макс. Допустимий робочий тиск, висока температура	бар	16
Втрата тиску при стандартній витраті та стандартній різниці температури у модулі високої температури (без з'єднувачів для підключення, без клапанів)	мбар	160
Втрата тиску, включно зі з'єднувальними шлангами	мбар	180
Охолодження суміші, низька температура		
Температура охолодж. води Вхід макс	°C	42
Об'ємна витрата охолоджувальної води	м3/год	7
Макс. допустимий робочий тиск, низька температура	бар	3
Втрата тиску при стандартному протоці в модулі низької (без з'єднувачів для підключення, без клапанів)	мбар	375
Втрата тиску, включно зі з'єднувальними шлангами	мбар	388
Електроенергія (генераторний агрегат)		
Розрахункова напруга	В	400
Номінальний струм I_n при $\cos \varphi = 1$	А	765
Частота	Гц	50
Електрична потужність при:		
$\cos \varphi = 1$ і U_n	кВт	530
$\cos \varphi = 0,95$ і U_n	кВт	530
$\cos \varphi = 1$ і $U_n - 10\%$	кВт	530
$\cos \varphi = 0,95$ і $U_n - 10\%$	кВт	530
Подача палива - природний газ		
Динамічний тиск газу		
Мінімальна	мбар	30
Максимальна	мбар	50

Продовження таблиці 1.5

Об'єм наповнення		
Мастильна олива	л	102
Додатковий резервуар свіжої оливи	л	150
Охолоджувальна вода	л	270
Теплоносій	л	50
Викиди шкідливих речовин		
Вміст NOX (чадний газ, виміряний як NO ₂)	г/Нм ³	< 0,25
Вміст CO (окис вуглецю)	г/Нм ³	< 0,25
Вміст CH ₂ O (формальдегід)	г/Нм ³	< 0,02
Вміст NH ₃ (аміак)	г/Нм ³	< 0,03
Вміст HC (вуглеводні, виміряно як загальний вміст C)	г/Нм ³	< 1,3
Утворення шумів		
Відхідні гази (з опціональним шумоглушником)	дБ(А)	75
Блочна когенераційна установка з кожухом	дБ(А)	90
Блочна когенераційна установка без кожуха	дБ(А)	99
Вентиляція та відхідні гази		
Теплове випромінювання блочної когенераційної установки	кВт	85
Номінальна об'ємна витрата припливного повітря	м ³ /год	20196
Об'ємна витрата повітря для згорання	м ³ /год	2596
Номінальна об'ємна витрата відхідного повітря	м ³ /год	17600
Об'ємна витрата відхідного повітря при $\Delta T = 25$ К	м ³ /год	10400
Остаточне нагнітання вентилятора відхідного повітря при номінальній об'ємній витраті відхідного повітря	Па	250
Температура припливного повітря		
Мінімальна	°С	10
Максимальна	°С	35
Відхідні гази		
Масова витрата відхідних газів, волог.	кг/г	3133
Об'ємна витрата відхідних газів	Нм ³ /г	2171
Макс. допустимий протитиск	мбар	15
Макс. температура відхідних газів	°С	120

Таблиця 1.6 – Технічні характеристики генераторного агрегату

Технічні характеристики БКГУ генераторного агрегату		
Мотор		
Вид	Газовий карбюраторний мотор	
Виробник	MAN	
Тип мотора	E 3262 LE 202	
Механічна стандартна потужність	кВт	550,00
Споживання мастильної оливи:		
Середнє значення	г/год	80,00
Максимальне значення	г/год	180,00
Генератор		
Вид	Синхронний генератор	
Тип генератора	LSA 47, 3 L10	
Номінальна потужність S_n при $\cos\varphi = 0,8$	кВА	660,00
Номінальний струм	А	953,00
Сталий струм КЗ	А	2859,00
Надперехідний струм КЗ	А	8987,00
ККД при нормальній потужності БКГУ і $\cos\varphi = 1$	%	96,70
Число обертів	Об/хв	1500,00
Перемикання обмоток статора	Зірка	
Вид захисту	IP 23	
Технічні характеристики генераторного агрегату		
Розрахункова активна потужність	кВт	530,00
Розрахункова повна потужність	кВА	589,00
Розрахункова напруга	В	400,00
Розрахунковий струм	А	851,00
Електроенергія необхідна для власних потреб (насос охолодж. води, вентилятор, пристрій зарядки АКБ, керуючий тр-ор):		
Номінальна	кВт	9,10
Максимальна	кВт	13,20
Співвідношення пусків та зупинок		
Мінімальний час роботи на один пуск	хв	180,00
Співвідношення пусків та зупинок на один день	мін.	3:1

Висновки до розділу

Проаналізовано стан впровадження когенераційної генерації в системах електропостачання непромислових підприємств, визначено економічну та енергетичну ефективність, розглянуто існуючі системи керування тепловим споживанням та генерацією електроенергії і з цього можна зробити висновки, що на даний момент переважає в непромислових підприємствах окреме електро і теплопостачання яке являється не ефективним в порівнянні з когенерацією. Впровадження цієї технології зменшить втрати як з економічної так і з енергетичної сторін на 45%. Абсорбційні системи охолодження забезпечують ефективне перетворення теплової енергії в холодову за рахунок фізико-хімічних процесів абсорбції та десорбції, що замінюють механічну компресію. Теплова енергія, яка часто є відходом у традиційних системах, стає корисним ресурсом для створення холодоагентного циклу. У тригенераційних системах, зокрема з використанням паливних елементів, це перетворення дозволяє досягти надзвичайно високої загальної енергоефективності та зниження навантаження на електричні мережі.

Проведений аналіз технічних параметрів когенераційної установки Vitobloc 200 NG 530-2-1 підтверджує її придатність для застосування у системах енергопостачання непромислових підприємств. Високий рівень енергетичної ефективності, мінімальні викиди шкідливих речовин, низькі експлуатаційні витрати та можливість автоматизованого керування роблять її одним із найоптимальніших рішень для сучасних енергоефективних об'єктів.

Таким чином, використання даної КГУ сприяє:

- зниженню споживання первинної енергії на 25–30 %;
- зменшенню викидів CO₂ до 40 % порівняно з традиційними схемами;
- підвищенню рівня енергетичної незалежності об'єкта;
- покращенню стабільності теплових і електричних режимів у системі.

2 РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

2.1 Режими роботи когенераційних установок, які встановлюються на непромисловому підприємстві.

Раціональне формування теплових та електричних навантажень є ключовою передумовою ефективного проектування системи автоматизованого керування когенераційною установкою. Для непромислових підприємств, до яких належать адміністративні, торговельно-побутові та інші об'єкти громадської інфраструктури, характерним є суттєве коливання споживання енергоресурсів упродовж доби, тижня та сезону. Тому визначення реальних потреб у тепловій та електричній енергії є необхідною умовою вибору оптимальних режимів роботи когенераційного обладнання, забезпечення енергетичної надійності та досягнення економічно обґрунтованої ефективності.

Виконання поставлених задач вимагає провести аналітичне обґрунтування теплових і електричних навантажень, що формуються споживачами об'єкта. Особливу увагу слід приділити оцінюванню структури та динаміки енергоспоживання, оскільки саме ці параметри визначають доцільність застосування когенерації, вибір її встановленої потужності та алгоритмів автоматизованого регулювання. Застосування когенераційної технології передбачає одночасне виробництво теплової та електричної енергії, тому точність вихідних розрахункових даних безпосередньо впливає на здатність системи керування підтримувати баланс між попитом та виробітком, мінімізуючи витрати палива та експлуатаційні ризики.

2.1.1 Сезонні графіки споживання електричної та теплової енергії

Особливістю непромислових підприємств, таких як торговельно-розважальні центри, є суттєва сезонна нерівномірність споживання енергії, що зумовлена зміною зовнішніх кліматичних умов та технологічними особливостями підтримання мікроклімату. Основними факторами, що визначають профіль навантаження, є потреба в опаленні в зимовий період та необхідність інтенсивного кондиціонування приміщень у літній час.

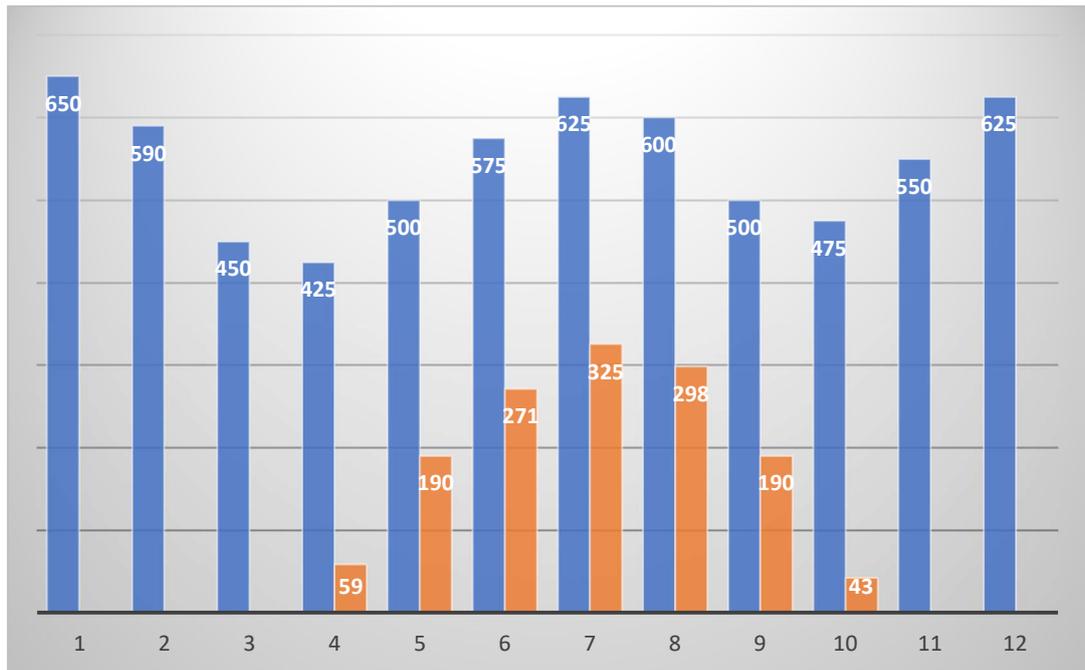


Рисунок 2.1 – Річний графік споживання електричної енергії

Графік ілюструє загальне річне споживання електроенергії (сині стовпці) за 12 місяців і показує, яка частина цього споживання припадає на кондиціонування приміщення (помаранчеві стовпці).

Ключові показники та тенденції:

Загальне Річне Споживання (Сині стовпці):

Максимальне споживання: Фіксується на початку року - січень 650 кВт.

Мінімальне споживання: Спостерігається у весняні місяці: березень 450кВт та квітень 425 кВт

Літній пік: Влітку споживання залишається високим червень 575 кВт, липень 625 кВт, серпень 600 кВт, що пов'язано з використанням кондиціонерів.

Споживання на Кондиціювання (Помаранчеві стовпці):

Пік кондиціювання: Найбільше споживання енергії на кондиціювання відбувається у літні місяці, а саме в липні 325 кВт та серпні 298 кВт.

Середнє споживання за рік становить 547 кВт.

Важливим етапом дослідження енергоефективності торговельно-розважальних центрів (ТРЦ), є аналіз динаміки споживання теплової енергії протягом річного циклу. Специфіка теплового режиму ТРЦ зумовлена значними об'ємами приміщень, великою площею скління та наявністю суттєвих внутрішніх тепловиділень від освітлення, технологічного обладнання та відвідувачів.

Для оцінки характеру теплового навантаження на основі фактичних даних комерційного обліку було побудовано графік споживання теплової енергії за місяцями року рисунок 2.2.

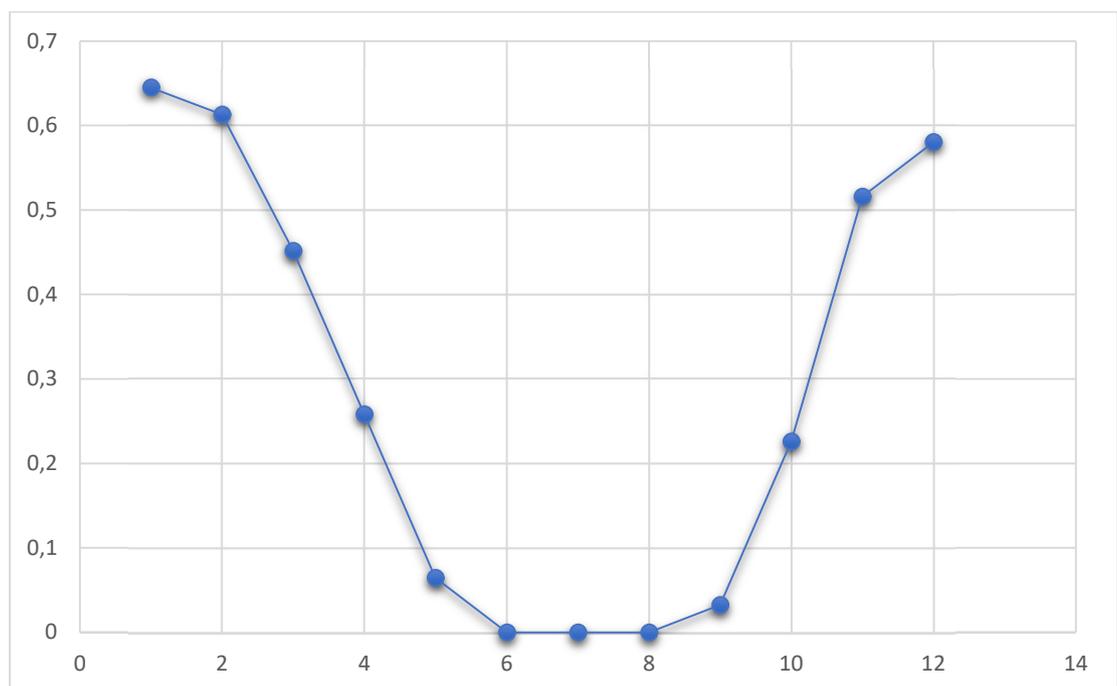


Рисунок 2.2 – Річний графік споживання теплової енергії в ТРЦ

Результати візуалізації даних свідчать про чітко виражену сезонну нерівномірність теплоспоживання, що відповідає кліматичним особливостям регіону розташування об'єкта. Проведений аналіз дозволяє виділити наступні характерні періоди:

Період максимального опалювального навантаження (грудень – лютий).

Пікові значення споживання спостерігаються у січні та становлять

0,65 Гкал/год. Високі показники в цей період зумовлені необхідністю компенсації значних трансмісійних тепловтрат та підігріву великих об'ємів припливного повітря в системах вентиляції.

Перехідні періоди (березень – травень та вересень – листопад). У весняний період спостерігається стрімке зниження потреби в тепловій енергії. Зниження споживання у травні (менше 0,1 Гкал/год) свідчить про завершення опалювального сезону та перехід систем на режим мінімального забезпечення технологічних потреб (ГВП). Осіннє зростання навантаження починається у вересні та досягає значень $\sim 0,5$ Гкал/год у листопаді, що корелює зі зниженням температури зовнішнього повітря.

Літній мінімум (червень – серпень). Протягом літніх місяців зафіксовано нульове або близьке до нуля споживання теплової енергії. Це вказує на відсутність потреби в опаленні. Основним енергетичним навантаженням будівлі в цей час є кондиціонування повітря, яке не відображене на даному графіку теплової потужності.

В умовах сучасних ТРЦ використання когенераційних установок супроводжується виділенням тепла, яке в літній період можна використовувати для охолодження приміщення. Ключовим вузлом такої системи є абсорбційна холодильна машина (АХМ), яка дозволяє трансформувати теплову енергію у холодоагент для систем кондиціонування повітря. Принцип роботи АХМ базується на циклі абсорбції-десорбції робочого тіла (найчастіше пари води) абсорбентом (розчином літію броміду). На відміну від компресійних циклів, де використовується механічна енергія, в АХМ рушійною силою є тепла енергія, що подається до генератора машини. Це забезпечує значне зниження споживання електричної енергії в пікові літні місяці. Ефективність такої трансформації характеризується коефіцієнтом корисної дії (тепловим коефіцієнтом) абсорбційної машини — $\eta_{\text{перетв}}$. Для сучасних одноступеневих АХМ цей показник зазвичай становить 0,7-0,8 що вказує на частку теплоти, яка безпосередньо конвертується в потужність

охолодження. Для оцінки необхідних витрат теплової енергії на забезпечення потреб ТРЦ у холоді використовується наступна залежність:

$$P_{\text{охол}} = \frac{P_{\text{конд}}}{\eta_{\text{перетв}}}, \quad (2.1)$$

Де $P_{\text{охол}}$ – питома витрата тепла (кВт);

$P_{\text{конд}}$ – потужність необхідна для виробництва холоду 1-го місяця;

$\eta_{\text{перетв}}$ – коефіцієнт корисної дії абсорбційних холодильних машин.

Результати розрахунку потреби в тепловій енергії для генерації холоду протягом річного циклу наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок витрат тепла на виробництво холоду

Місяць	Кондиціонування	Витрати тепла на виробництво холоду
Січень	0	0,00
Лютий	0	0,00
Березень	0	0,00
Квітень	59	84,29
Травень	190	271,43
Червень	271	387,14
Липень	325	464,29
Серпень	298	425,71
Вересень	190	271,43
Жовтень	43	61,43
Листопад	0	0,00
Грудень	0	0,00

Аналіз розрахункових даних показує, що активна експлуатація АХМ розпочинається у квітні та досягає свого максимуму в липні, коли витрати тепла на виробництво холоду становлять 464,29 Гкал. Це відповідає піковому запиту на кондиціонування приміщень у 325 Гкал. Слід зазначити, що використання АХМ дозволяє ефективно завантажити теплові потужності об'єкта в між опалювальний період, нівелюючи сезонний спад теплоспоживання, що був проаналізований у попередніх розділах.

Розрахована величина є базовою для визначення загального паливного балансу об'єкта та оцінки економічної доцільності заміни класичних компресорних чилерів на абсорбційні аналоги.

Для отримання повної картини енергетичних потоків об'єкта необхідно провести інтеграцію сезонних витрат на опалення та технологічних потреб у тепловій енергії для генерації холоду. Таке поєднання дозволяє визначити реальне навантаження на джерело теплопостачання (когенераційну установку або централізовану мережу) протягом усього календарного року.

Сумарне споживання теплової енергії будівлею ТРЦ визначається як адитивна величина, що включає витрати на опалення та гаряче водопостачання в зимовий і перехідний періоди, а також теплову потужність, необхідну для роботи абсорбційної холодильної машини в літній період. Математично цей процес описується залежністю:

$$P_{Q\Sigma i} = P_{Q\text{тепл}} + P_{Q\text{хол}} \quad (2.2)$$

Де P_{QE} – сумарна необхідна теплова енергія і-го місяця;

$P_{Q\text{тепл}}$ – сумарна кількість теплоти необхідна для обігріву ТРЦ;

$P_{Q\text{охол}}$ – сумарна кількість теплоти необхідна для охолодження ТРЦ;

Таблиця 2.2 – Сумарний графік споживання тепла

Місяць	сезонне тепло до встановлення КГУ	витрати тепла на виробництво холоду	Сумарне споживання тепла
Січень	750,00	0,00	750,00
Лютий	713,00	0,00	713,00
Березень	525,00	0,00	525,00
Квітень	300,00	84,29	384,29
Травень	75,00	271,43	346,43
Червень	0,00	387,14	387,14
Липень	0,00	464,29	464,29
Серпень	0,00	425,71	425,71
Вересень	38,00	271,43	309,43
Жовтень	263,00	61,43	324,43
Листопад	600,00	0,00	600,00
Грудень	675,00	0,00	675,00

Результатом проведеного розрахунку даних є сумарний графік споживання тепла рисунок 3, який наочно демонструє перерозподіл енергетичних потоків.

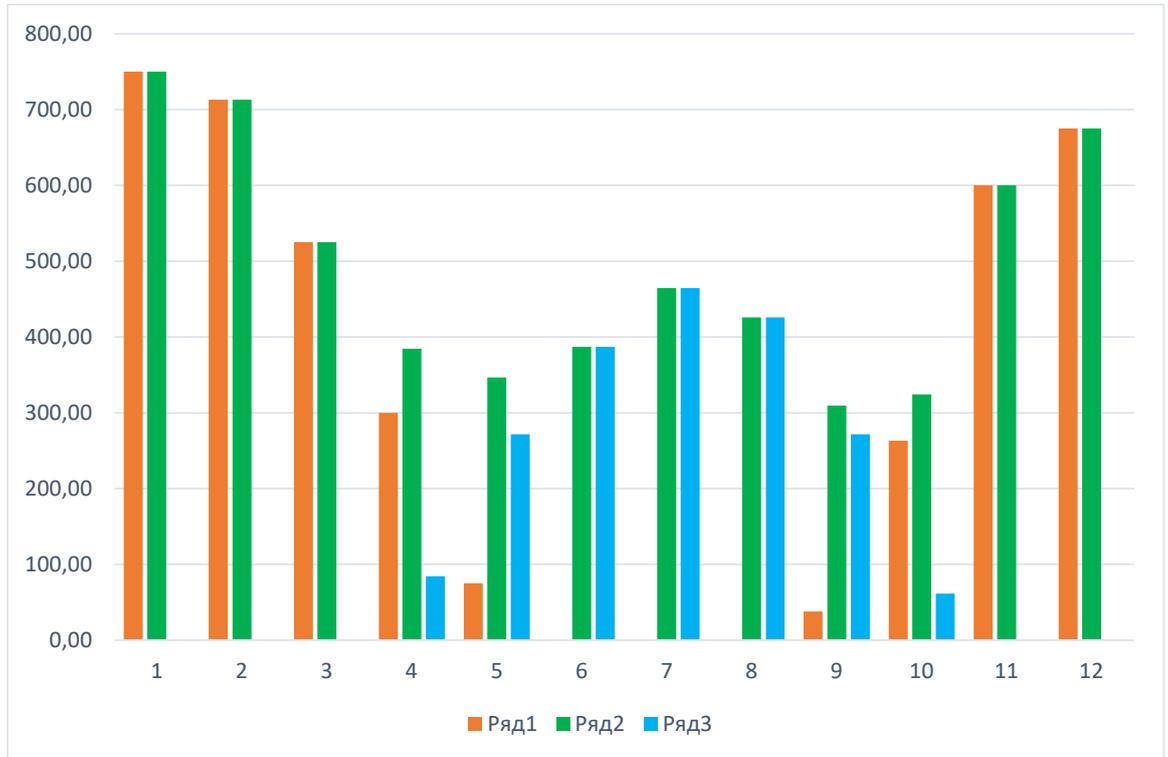


Рисунок 2.3 – Сумарний графік споживання тепла

Згладжування сезонної нерівномірності. Традиційний «провал» теплоспоживання в літні місяці (червень–серпень) у даному випадку нівелюється роботою АХМ. На графіку чітко видно, що витрати тепла на виробництво холоду (синій колір) повністю заміщують відсутнє опалювальне навантаження (помаранчевий колір), забезпечуючи стабільну роботу теплогенеруючого обладнання.

Пікові навантаження. Максимальне сумарне споживання тепла залишається в зимовий період січень — 750 Гкал, проте літній пік споживання АХМ у липні 464,29 Гкал становить понад 60% від зимового максимуму. Це підтверджує доцільність переходу на тригенераційний цикл, оскільки коефіцієнт використання встановленої потужності джерела тепла суттєво зростає.

Таблиця 2.3 – Розподіл тепла та електричної енергії

Місяць	Витрати ел. Енергії на кондиціонування	Витрати тепла на виробництво холоду	Сезонне тепло до встановлення КГУ	Сумарне споживання тепла
Січень	0	0,00	750,00	750,00
Лютий	0	0,00	713,00	713,00
Березень	0	0,00	525,00	525,00
Квітень	59	84,29	300,00	384,29
Травень	190	271,43	75,00	346,43
Червень	271	387,14	0,00	387,14
Липень	325	464,29	0,00	464,29
Серпень	298	425,71	0,00	425,71
Вересень	190	271,43	38,00	309,43
Жовтень	43	61,43	263,00	324,43
Листопад	0	0,00	600,00	600,00
Грудень	0	0,00	675,00	675,00

$$P_{\text{тепл}} = \frac{P_{\text{ел}} \cdot \eta_{\text{тепл}}}{\eta_{\text{ел}}} \quad (2.3)$$

Де $P_{\text{ел}}$ – електрична потужність в і-му місяці;

$\eta_{\text{тепл}}$ – ККД теплового перетворення;

$\eta_{\text{ел}}$ – ККД електричного перетворення;

Таблиця 2.4 – Виробництво тепла КГУ за графіком споживання електричної енергії

Місяць	середня потужність	кондиціонування	Потужність без витрат на кондиціонування	Виробництво тепла КГУ за графіком споживання електричної енергії
Січень	650,00	0,00	650,00	845,00
Лютий	590,00	0,00	590,00	767,00
Березень	450,00	0,00	450,00	585,00
Квітень	425,00	59,00	366,00	475,80
Травень	500,00	190,00	310,00	403,00
Червень	575,00	271,00	304,00	395,20
Липень	625,00	325,00	300,00	390,00
Серпень	600,00	298,00	302,00	392,60
Вересень	500,00	190,00	310,00	403,00
Жовтень	475,00	43,00	432,00	561,60
Листопад	550,00	0,00	550,00	715,00
Грудень	625,00	0,00	625,00	812,50

На даному рисунку наведено результати аналізу динаміки енергетичних потоків у системі теплопостачання протягом річного циклу. Графік відображає кількісні показники виробництва та фактичного споживання теплової енергії, виражені в гікалоріях (Гкал).

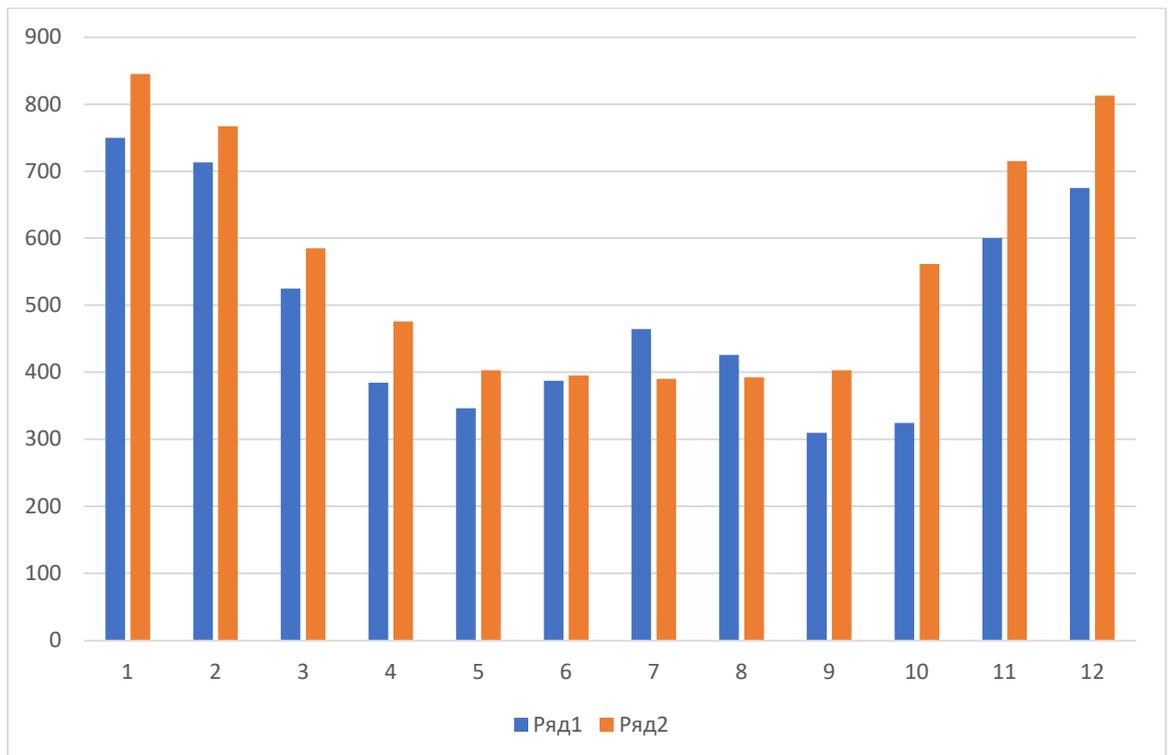


Рисунок 2.4 - Співвідношення споживання до виробництва тепла

2.1.2 Добові графіки споживання електричної та теплової енергії

Для коректного синтезу алгоритмів автоматизованого керування тепловою генерацією недостатньо оперувати лише усередненими сезонними показниками. Важливе значення має аналіз добової нерівномірності споживання енергії, оскільки саме короточасні коливання навантаження визначають вимоги до швидкодії та динамічної точності системи регулювання когенераційної установки.

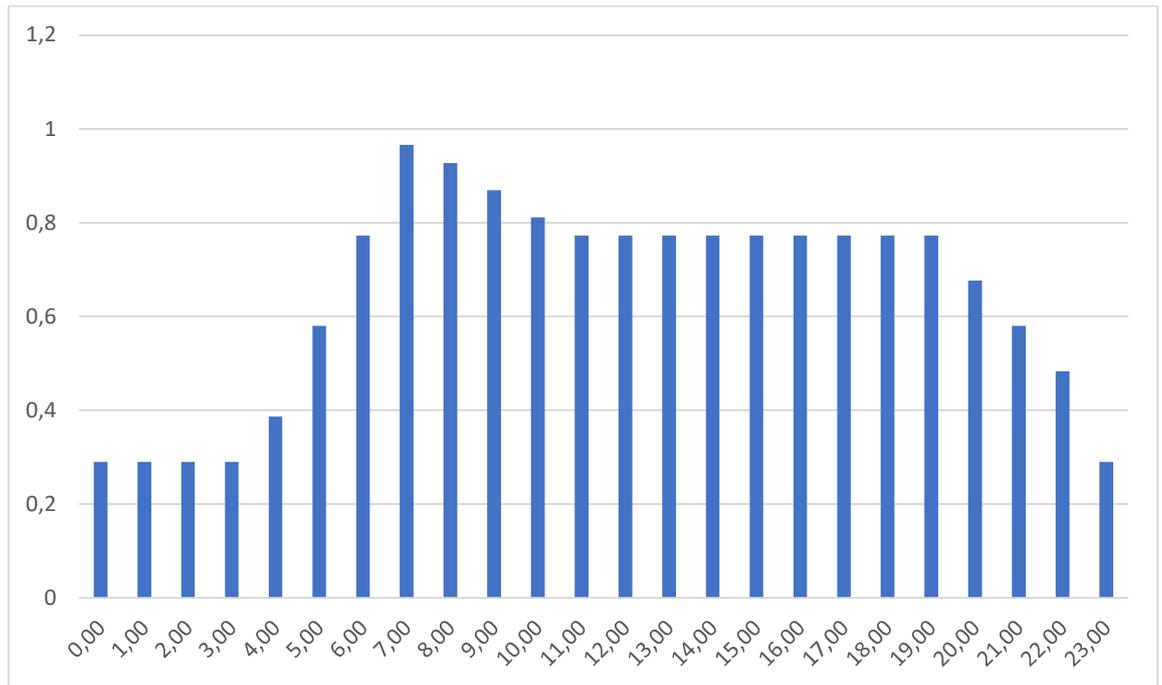


Рисунок 2.5 – Добове споживання тепла зима

Зимовий графік характеризується високою базовою лінією та вираженим ранковим піком:

Максимальне навантаження: Спостерігається у проміжку 7:00 – 9:00, що пов'язано з відновленням теплового балансу будівель після нічного зниження температури та інтенсивним використанням гарячого водопостачання (ГВП).

Денний проміжок: У період з 11:00 до 19:00 споживання стабілізується на рівні 0,8 Гкал, що зумовлено необхідністю компенсації трансмісійних втрат через огорожувальні конструкції в умовах низьких зовнішніх температур.

Нічний мінімум: Зниження до 0,3 Гкал пояснюється переходом системи в енергоощадний режим або зниженням розбору ГВП.

Використання АХМ у літній період докорінно змінює профіль теплового

навантаження, що відображено на Рис. 6. В даному режимі теплова енергія, що виробляється когенераційною установкою (КГУ), виступає не як кінцевий продукт для опалення, а як енергетичний ресурс (паливо) для термохімічного процесу в абсорбері.

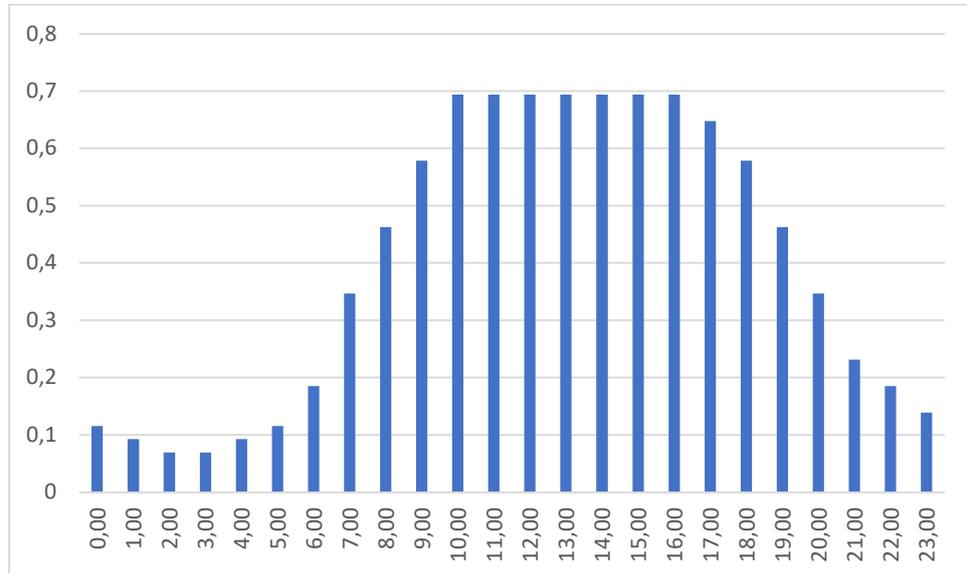


Рисунок 2.6 – Добове споживання тепла літо

Природа денного піка: Максимальне споживання тепла в період з 10:00 до 17:00 (до 0,7 Гкал) безпосередньо корелює з піковими температурами зовнішнього повітря. Саме в цей час потреба в охолодженні приміщень є найвищою, що змушує АХМ працювати на повну потужність, споживаючи максимальну кількість теплової енергії. Енергетична ефективність: Це дозволяє утилізувати скидне тепло КГУ, яке влітку зазвичай викидається в атмосферу, суттєво підвищуючи загальний ККД системи.

Для детального аналізу ефективності роботи когенераційної установки необхідно розглянути добові профілі теплоспоживання. На відміну від річних графіків, добові дозволяють оцінити пікові навантаження в реальному часі та синхронізувати роботу КГУ з режимом функціонування торговельного центру. Характер теплоспоживання будівлі визначається графіком роботи закладу, інтенсивністю відвідування та роботою систем припливно-витяжної вентиляції.

Для оцінки роботи системи в літній період, коли основне теплове навантаження створюється абсорбційною холодильною машиною для потреб

кондиціонування, побудовано відповідний добовий графік рисунок 7.



Рисунок 2.7 - Добове споживання електричної енергії влітку

Аналіз літнього енергоспоживання: Літній графік корелює з добовим ходом температури зовнішнього повітря та інтенсивністю сонячної радіації:

Максимальне споживання: 0,69 Гкал/год спостерігається в період з 10:00 до 16:00. Саме в цей час АХМ потребує найбільшої кількості теплової енергії для генерації холоду, щоб компенсувати зовнішні та внутрішні теплопритоки.

Середнє споживання: У активні години функціонування системи кондиціонування середній показник становить близько 0,55 Гкал/год.

Мінімальне споживання: У нічний час (02:00–03:00) навантаження знижується до 0,07 Гкал/год, оскільки потреба в охолодженні приміщень практично зникає.

На основі зібраних даних було побудовано добовий графік споживання теплової енергії для зимового періоду рисунок 8, коли тепло використовується переважно для опалення та підігріву вентиляційного повітря.



Рисунок 2.8 - Добове споживання електричної енергії взимку

Зимовий графік відображає роботу будівлі в режимі максимального обігріву. Можна виділити наступні ключові показники:

Максимальне споживання: 0,97 Гкал/год зафіксовано о 07:00. Це зумовлено інтенсивним прогріванням приміщень перед відкриттям ТРЦ та запуском систем вентиляції на повну потужність.

Середнє споживання: Протягом основного робочого дня (з 11:00 до 19:00) навантаження стабілізується на рівні 0,77 Гкал/год.

Мінімальне споживання: У нічний період (з 00:00 до 04:00) споживання падає до 0,29 Гкал/год, що відповідає режиму чергового опалення будівлі.

Заключним етапом технічного аудиту є порівняння генерованої когенераційною установкою (КГУ) теплової енергії з реальними потребами ТРЦ у різні періоди доби. Це дозволяє визначити ступінь автономності об'єкта та ефективність використання скидного тепла двигуна. На відміну від попередніх розрахунків, дані графіки демонструють кореляцію між виробництвом (генерованою потужністю КГУ) та фактичним споживанням (навантаженням будівлі).

Першочергово розглянемо енергетичний баланс у зимовий період (рис. 2.9), де порівнюється теплова потужність КГУ та сумарна потреба в опаленні.

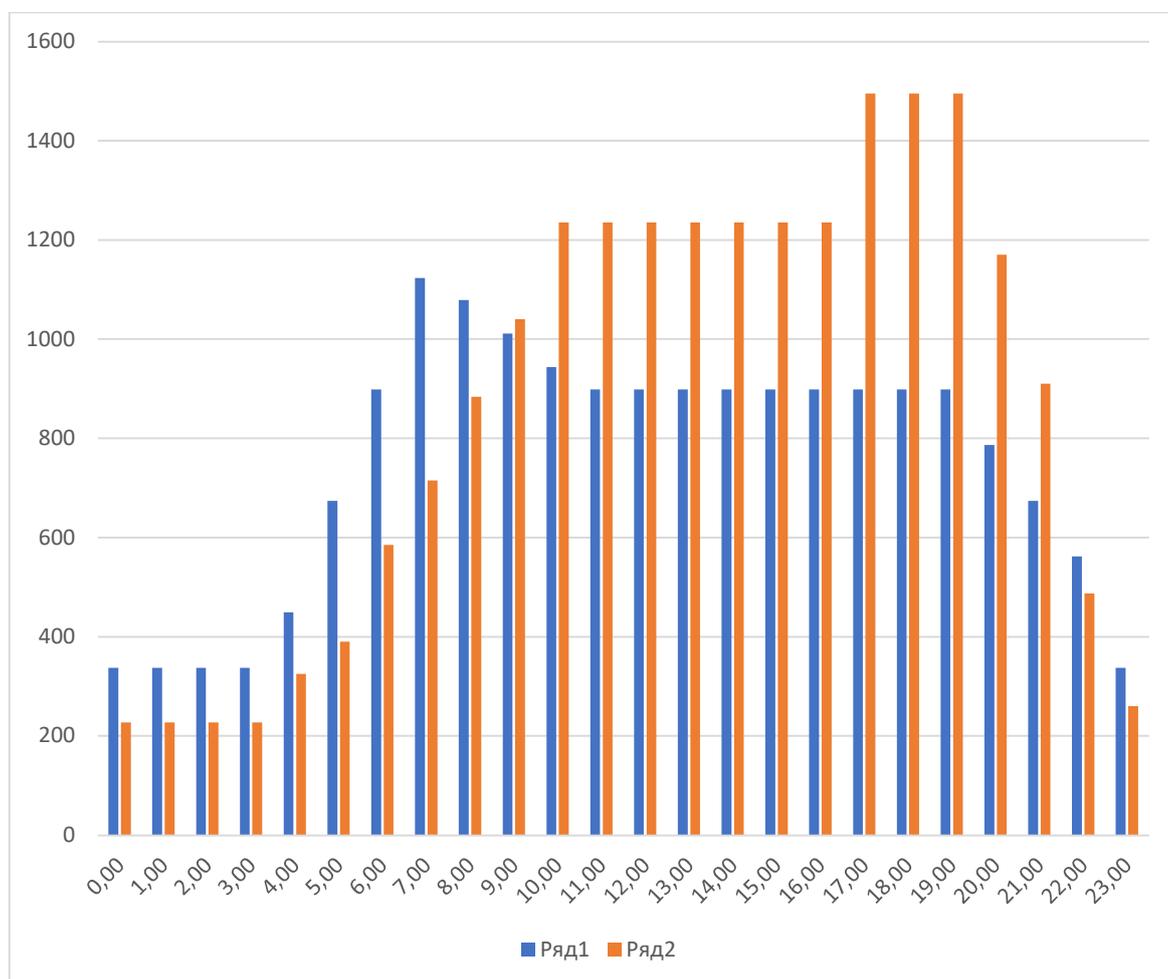


Рисунок 2.9 – Порівняння споживання електричної енергії з виробництвом теплової енергії взимку

Генерація ряд 2: Демонструє стабільно високий рівень у денні години (до 1500 кВт), що відповідає режиму максимального електричного навантаження.

Споживання ряд 1: Характеризується ранковим піком (близько 1150 кВт о 07:00) та стабільним споживанням протягом дня на рівні 900–1000 кВт.

Енергоефективність: У більшості часових інтервалів потужність КГУ перевищує потреби будівлі, що гарантує повне покриття теплових дефіцитів за рахунок власної генерації без залучення сторонніх джерел.

Для літнього періоду критично важливим є баланс між виробництвом

електричної енергії та потребою в тепловій енергії для роботи АХМ рисунок 2.10.

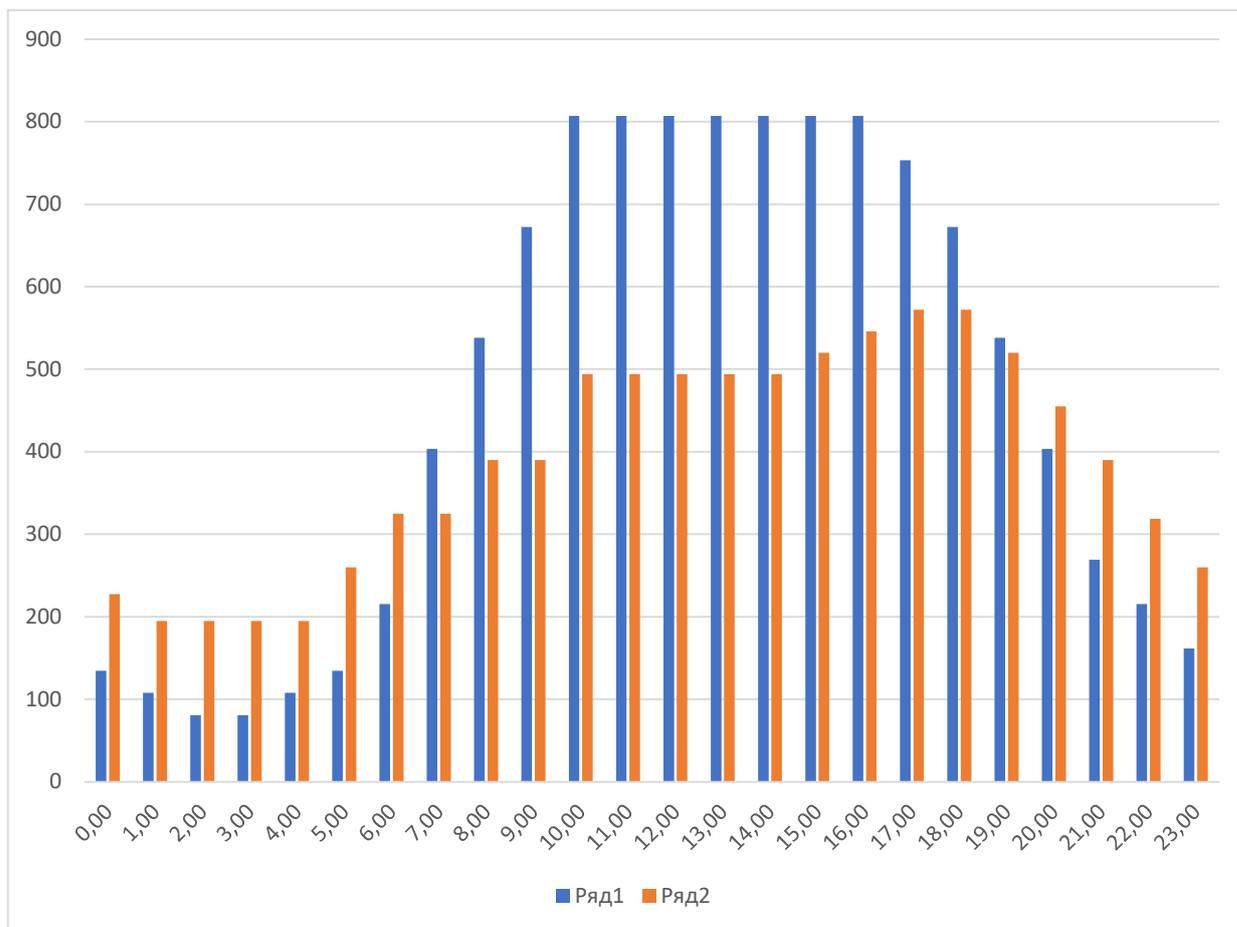


Рисунок 2.10 – Порівняння споживання електричної енергії з виробництвом теплової енергії влітку

Графік демонструє високу кореляцію між попитом на холод і генерацією тепла. В обідні години (10:00–16:00) спостерігається максимальний рівень виробництва тепла (800 кВт), що практично повністю утилізується абсорбційною машиною.

Максимальне значення: 800 кВт (період сонячної активності).

Середнє значення: 500–600 кВт у робочі години ТРЦ.

Мінімальне значення: 100–150 кВт у нічний час.

Сезонна оптимізація. Впровадження тригенераційного циклу на базі КГУ та АХМ дозволило трансформувати сезонний профіль споживання тепла.

Традиційний літній мінімум навантаження був заміщений технологічною потребою в енергії для генерації холоду, що забезпечило

вирівнювання річного графіка теплоспоживання. Технічна ефективність АХМ. Застосування абсорбційної технології дозволяє перетворювати теплову потужність у холод із коефіцієнтом. Розрахунки підтверджують, що пікове літнє навантаження у 464,29 кВт тепла повністю покриває потреби ТРЦ у кондиціонуванні (325 кВт холоду), суттєво розвантажуючи електричну мережу. Енергетична автономність. Аналіз добових графіків показав, що КГУ спроможна забезпечити базові потреби об'єкта як у зимовий (опалювальний), так і в літній (холодильний) періоди.

Максимальні добові значення споживання (0,97 Гкал/год взимку та 0,69 Гкал/год влітку) знаходяться в межах робочих характеристик спроектованої системи. Економічна доцільність. Синхронізація піків електричної та теплової генерації влітку дозволяє досягти максимального значення КВВП (коефіцієнта використання встановленої потужності) установки. Це зменшує термін окупності капітальних інвестицій у систему тригенерації та знижує собівартість енергоресурсів для ТРЦ.

2.2 Визначення інформаційних параметрів системи керування

Як було зазначено вище КГУ Vitobloc 200 EM-430-SCR виробництва компанії Wiessmann з наступними номінальними параметрами: номінальна електрична потужність 530 кВт, номінальна теплова потужність 675 кВт, електричне ККД – 39,6%, загальне ККД – до 90%. Вказана КГУ оснащена надійним двигуном з низькими вимогами до обслуговування, та можливістю онлайн моніторингу. Дана модель газопоршнєвої машини працює на природньому газі та оснащена системою керування, яка керує електричною генерацією, яка поставлена одразу з самою КГУ.

Такі системи генерації широко використовуються на промислових підприємствах різних галузей із середнім споживанням електричної та теплової енергії для технологічних потреб. Також їх доцільно використовувати для теплопостачання житлових та нежитлових приміщень.

На рис. 1 подана функціональна схема системи теплопостачання згенерованої теплової енергії когенераційною установкою, яка як видно є

багатоконтурною системою. Основними завданнями якої є забезпечення теплового режиму КГУ, передача необхідної кількості тепла в систему тепlopостачання, а також розсіювання лишньої енергії в градирнях у періоди, коли теплова генерація більша за теплове споживання.

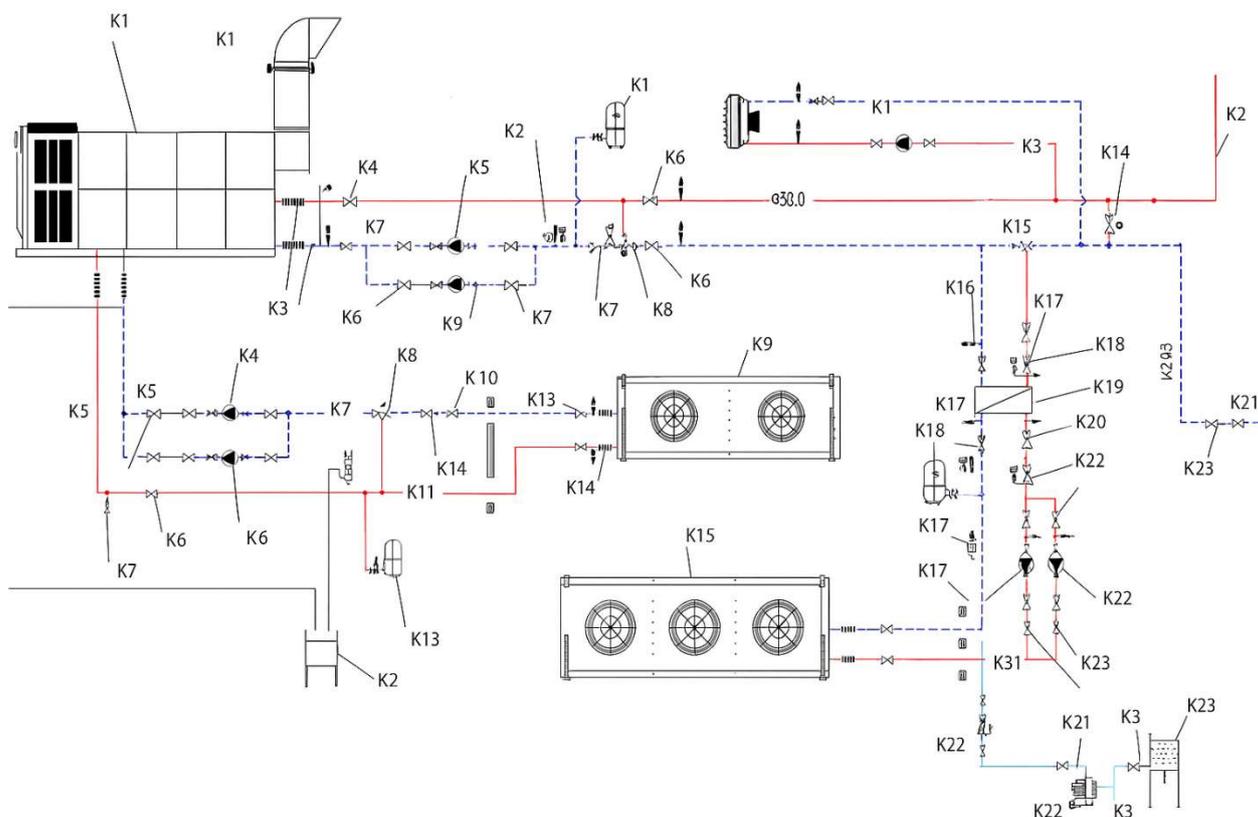


Рисунок 2.11 – Теплотехнічна схема КГУ

Система теплообміну включає три теплообмінники, які передають тепло від вихлопних газів та системи охолодження двигуна у систему тепlopостачання. Для регулювання потоків теплоносія використовують керовані запірні крани, що використовують для зміни потоку теплоносія в залежності від режиму роботи установки. Контури охолодження використовують також вентиляторні теплообмінники для охолодження теплоносія та обігріву приміщення, у якому встановлено КГУ.

Двигун когенераційної установки виробляє тепло, яке передається в теплообмінники. Частина тепла використовується в споживчій системі (через контур T1). Надлишкове тепло скидається через вентиляторні радіатори. Насоси забезпечують циркуляцію теплоносія, а сенсори контролюють робочі параметри. У разі аварійної ситуації (перегрів, надлишковий тиск) система

відводить тепло або скидає теплоносій в резервну ємність.

Робота когенераційної установки значною мірою залежить від сезону, оскільки вона виробляє не тільки електроенергію, але й теплову. Основні особливості роботи в різні пори року наступні. В зимову пору спостерігається максимальне завантаження через підвищений попит на тепло: опалення, гаряче водопостачання.

В теплу пору року споживання тепла значно знижується через відсутність опалення. Система може працювати у скороченому режимі зі зменшенням електричної генерації або з додатковим розсіюванням теплової енергії розсіюється через градирні.

Таким чином система керування тепловою генерацією когенераційної установки є складним об'єктом автоматизації, що вимагає здійснення контролю за великою кількістю параметрів, які є за своєю природою наступними фізичними величинами: тиск, температура, витрата тепла, рівень рідин тощо. Необхідні інформаційні параметри системи керування тепловою генерацією когенераційною установкою зведені у таблиці 2.5

Таблиця 2.5 – Інформаційні параметри системи керування

Фізична величина параметру	Позначення на схемі	Об'єкт інформаційного параметру	Можливий засіб моніторингу
Температура	T1	вихід з КГУ	Сенсор температури
	T2	зворотній трубопровід КГУ	
	T3	магістральний трубопровід подачі до системи опалення	
	T4	навколишнього середовища	
	T5	приміщення, де встановлено КГУ	
	T6	повітря на виході з КГУ	
	T7	охолоджуючої рідини системи охолодження КГУ	
	T8	теплоносія на вході основного теплообмінника	
Тиск	P1	Охолоджуючої рідини системи охолодження КГУ	Сенсор тиску
	P2	Охолоджуючої рідини в контурі градирні	
	P3	Основного теплоносія	
Витрата тепла	G1	Трубопроводи системи тепlopостачання	цифровий калориметр
Електрична потужність	W1	генерована електрична потужність КГУ	Шафа керування КГУ по протоколу обміну даними

Для того щоб здійснювати забезпечення контрольованих параметрів у межах поточних технологічних вимог системою керування у ній є необхідними використання певних виконавчих пристроїв. На рисунку 2.12 представлена схема розташування основних сенсорів та виконавчих механізмів, яка відображає архітектуру збору інформації та реалізації керуючих впливів у системі.

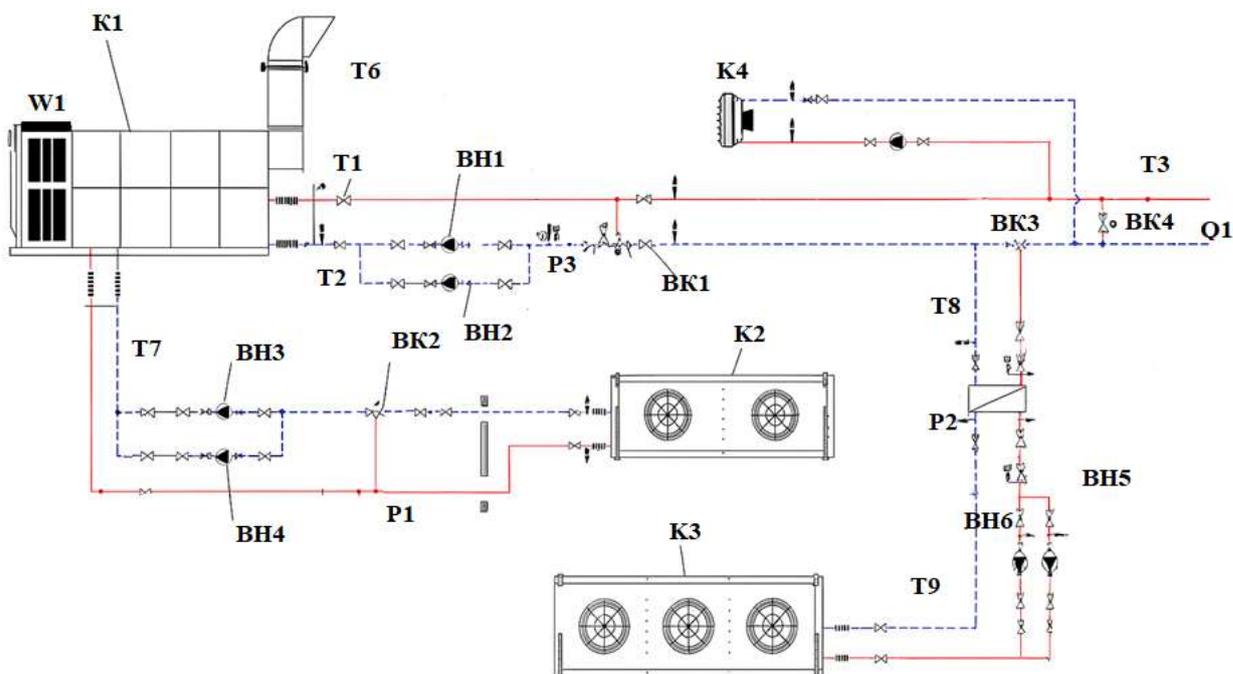


Рисунок 2.12 – Розташування сенсорів та виконавчих механізмів

Точки вимірювання (Сенсори): На схемі відображено розміщення датчиків температури та тиску в критичних вузлах теплообмінного контуру. Сенсори встановлені на лініях подачі та звороту як внутрішнього контуру КГУ, так і зовнішньої теплової мережі. Це дозволяє системі керування в реальному часі відстежувати ефективність теплознімання та контролювати тепловий баланс установки.

Виконавчі механізми: На рисунку позначено місця встановлення регулюючої арматури (трьохходових та запірних клапанів) і насосного обладнання. Розташування клапанів BK1–BK4 забезпечує можливість гнучкого перерозподілу потоків теплоносія між споживачами, системою опалення та градирнями для скидання надлишкового тепла.

Контури регулювання: Схема візуалізує взаємозв'язок між вимірювальними приладами та виконавчими пристроями. Зокрема, показано розміщення циркуляційних насосів (BH1–BH6), які здійснюють транспортування теплоносія відповідно до команд контролера, що формуються на основі даних від сенсорів.

2.3 Розробка структурних схем системи автоматизованого керування тепловою генерацією КГУ

Теплотехнічна схема керування тепловою генерацією КГУ відображає взаємодію основних елементів системи тепlopостачання, що забезпечують вироблення, передачу, регулювання та утилізацію теплової енергії.

Схема складається з теплогенераційного модуля, насосних станцій, систем теплообміну, контурів охолодження, регулювальної арматури, а також контрольно-вимірювальних приладів. Вона призначена для керування потоками теплоносія, підтримання стабільних параметрів температури й тиску, а також для забезпечення ефективної роботи когенераційної установки в автоматичному режимі.

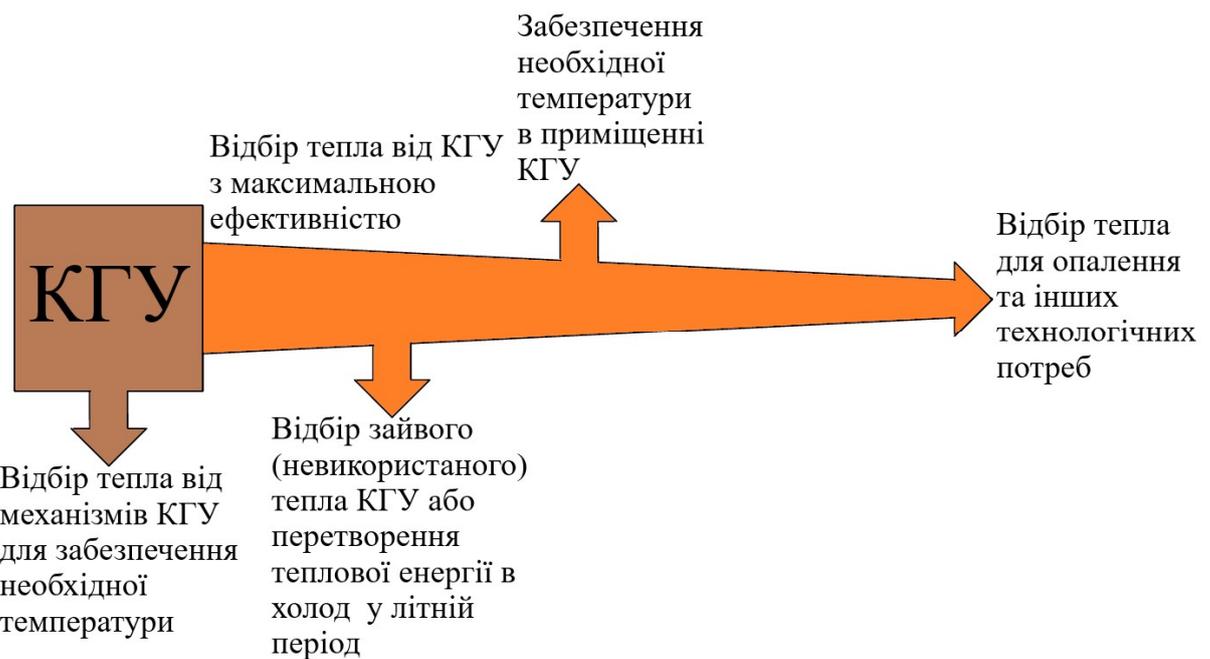


Рисунок 2.13 – Контури тепла когенераційної установки

Контур стабілізації температури двигуна: Основним завданням схеми є підтримання оптимального теплового режиму КГУ. Сенсор температури на виході з двигуна передає сигнал на контролер, який через трьохходовий клапан (позначений на схемі як ВК) регулює частку теплоносія, що спрямовується на теплообмінник. Це запобігає переохолодженню сорочки двигуна та забезпечує стабільну генерацію.

Управління відбором тепла: Система здійснює моніторинг температури в акумуляційному баку або магістралі споживача. При зміні навантаження (наприклад, включенні систем вентиляції) контролер змінює швидкість обертання циркуляційних насосів за допомогою частотних перетворювачів, що дозволяє динамічно підлаштовувати потужність теплообмінного апарату під поточні потреби.

Логіка захисту та блокувань: У схемі передбачено канали аварійної сигналізації за критичними значеннями тиску та температури. У разі виникнення позаштатних ситуацій (наприклад, зупинка мережевих насосів) автоматика переводить КГУ в режим роботи на аварійний охолоджувач (градирню), щоб уникнути перегріву обладнання.

Інтеграція з верхнім рівнем: Отримана інформація про витрати палива та вироблений обсяг теплової енергії передається по промисловій шині даних на робоче місце оператора, забезпечуючи можливість дистанційного моніторингу та техніко-економічного аналізу роботи установки.

На основі обраної функціональної схеми та технічних засобів автоматизації розроблено структурну схему системи керування (рис. 2.14). Дана схема відображає ієрархічну побудову системи, взаємозв'язок між основними функціональними блоками та напрямки потоків інформації в контурах регулювання теплової енергії.

рисунку вказує на розділення цих контурів, що дозволяє уникнути змішування робочих рідин та захистити двигун від забруднень із зовнішньої мережі.

Система гідравлічного розподілу: На схемі чітко простежуються магістралі подачі та звороту. Використання байпасної лінії (обвідного каналу) дозволяє системі працювати в різних режимах: при низькому споживанні частина тепла повертається назад для підтримки робочої температури двигуна, а при високому — весь потік спрямовується на споживача.

Вузол аварійного скидання тепла: Окремим блоком виділено підключення до зовнішнього охолоджувача (апарату повітряного охолодження). Це критичний вузол, який забезпечує працездатність установки в літній період або під час зупинки мережевих насосів споживача, відводячи надлишкове тепло в атмосферу.

Таблиця 2.6 – Основні виконавчі механізми системи керування тепловою генерацією

Виконавчий механізм	Позначення	Контур керування/основне призначення	Примітки
Насосне обладнання			
Основний циркуляційний насос відбору тепла з КГУ	ВН1,ВН2	Циркуляційний насос із керуванням обертів забезпечує відбір усього виробленого когенераційною установкою тепла	2 шт для резервування
Циркуляційний насос контуру охолодження механізмів КГУ	ВН3, ВН4	Забезпечує необхідний температурний режим роботи КГУ	2 шт для резервування
Циркуляційний насос контуру охолодження (градирні)	ВН5, ВН6	Циркуляційний насос із керуванням обертів забезпечує циркуляцію контуру відбору надмірного тепла	2 шт для резервування
Насос контуру опалення приміщення	ВН7	Забезпечує підігрів приміщення в холодну пору року	1 шт
Запірна та регулювальна апаратура			
Трьохходовий клапан	ВК1	Температура на вході КГУ	80-95 °С
Трьохходовий клапан	ВК2	Забезпечує температурний режим КГУ	80 °С
Трьохходовий клапан	ВК3	Регулює температуру основного теплоносія після теплообмінника для відбору невикористаного системою опалення тепла	100 °С
Запірний байпасний клапан	ВК4	Використовується для режимів нульового споживання тепла системою теплопостачання	100 °С

2.4 Розрахунок номінальних параметрів виконавчих механізмів

Для забезпечення ефективного транспортування теплової енергії від когенераційної установки до кінцевих споживачів (системи опалення та АХМ) необхідно виконати гідравлічний розрахунок мережі. Це дозволяє визначити оптимальні параметри циркуляційних насосів, що безпосередньо впливає на енергоефективність усієї системи та стабільність теплового режиму.

Проектована тепла мережа призначена для відбору та передачі теплової енергії від кгу до набору споживачів, теплове навантаження яких може змінюватися у часі. З рисунку 2.10 максимальна тепла потужність, яка може бути знята з кгу, становить 0,966 Гкал/год в зимній період, що відповідає:

$$0,966 \cdot 1163 = 1123,45 \text{ кВт}$$

$$\frac{1495}{2} = 747,5 \text{ кВт}$$

А в літній період вона складає 0,693 Гкал/год, що відповідає:

$$0,693 \cdot 1163 = 805,9 \text{ кВт}$$

$$\frac{572}{2} = 286 \text{ кВт}$$

Температурний графік роботи системи:

температура подачі: 90 °С;

температура зворотного трубопроводу: 55 °С.

Розрахуємо перепад температур у нормальному режимі:

$$\Delta T = 90 - 55 = 35^\circ\text{C}$$

Оскільки система теплопостачання має розгалужену структуру з можливістю підключення чи відключення окремих контурів, її гідравлічний опір змінюється під час роботи. Для розрахунку приймаємо робочий діапазон напору насоса:

$$H = 15 - 30 \text{ м}$$

Розрахунок витрати теплоносія

Витрата води визначається з рівняння теплового балансу:

$$Q = \frac{P}{c \cdot \rho \cdot \Delta T} \quad (2.4)$$

де $P = 747,5$ кВт – теплова потужність;

$c = 4200$ Дж/(кг \times °C) – теплоємність води;

$\rho = 1000$ кг/м³ – густина води.

Підставивши значення отримаємо для зимнього періоду:

$$Q = \frac{747,5 \cdot 10^3}{4200 \cdot 1000 \cdot 35} = 0,005 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q = 0,005 \cdot 60 \cdot 60 = 18 \text{ м}^3 / \text{год}$$

А для літнього періоду:

$$Q = \frac{286 \cdot 10^3}{4200 \cdot 1000 \cdot 35} = 0,001 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q = 0,001 \cdot 60 \cdot 60 = 3,6 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Таким чином, необхідна витрата теплоносія взимку становить 18 м³/год, а влітку 3,6 м³/год.

Потужність насоса визначається формулою:

$$P = \frac{P \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta} \quad (2.5)$$

Де $g = 9.81$ м/с² – прискорення вільного падіння;

$\eta = 0.75$ – ККД циркуляційного насоса.

Підставивши значення, взимку отримаємо:

$$P = \frac{1000 \cdot 9,8 \cdot 0,005 \cdot H}{0,75}$$

При мінімальному напорі $H=15$

$$P = 980 \text{ Вт}$$

При максимальному напорі $H=30$

$$P = 1960 \text{ Вт}$$

А влітку отримаємо:

$$P = \frac{1000 \cdot 9,8 \cdot 0,001 \cdot H}{0,75}$$

При мінімальному напорі $H=15$

$$P = 196 \text{ Вт}$$

При максимальному напорі $H=30$

$$P = 392 \text{ Вт}$$

Отже, діапазон необхідної потужності насоса для зимнього періоду становить 980–1960 Вт, а для літнього періоду 196-392 Вт.

Коефіцієнт запасу — це безрозмірна величина, на яку множиться теоретично розрахована потужність або продуктивність насоса для вибору фактичної моделі обладнання.

Встановлена потужність двигуна визначається як добуток максимальної розрахункової споживаної потужності на коефіцієнт запасу:

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{макс.}} \cdot K \quad (2.6)$$

Де $P_{\text{макс.}}$ — максимальне значення споживаної потужності за графіком навантаження;

$K = 1,5$ — коефіцієнт запасу.

У зимовий період насосна група працює з максимальним навантаженням для подолання опору розгалуженої системи опалення максимальна потужність якої становить 1960 Вт. Розрахуємо з коефіцієнтом запасу:

$$P = 1960 \cdot 1,5 = 2940 \text{ (Вт)}$$

У літній період, при роботі абсорбційної холодильної машини, гідравлічний опір системи є значно нижчим, що відображено у зниженні енергоспоживання максимальна потужність якої становить 392 Вт. Розрахуємо з коефіцієнтом запасу:

$$P = 392 \cdot 1,5 = 588 \text{ (Вт)}$$

Вибір насосного обладнання виконано в розділі 3 використовуючи дані розрахунки, а саме потужність для зимнього насоса 2940 Вт, літнього 588 Вт.

Висновки до розділу:

На основі аналізу добових та сезонних графіків навантаження виявлено значну нерівномірність споживання теплової енергії. Встановлено, що пікове теплове навантаження в зимовий період (опалення та гаряче водопостачання) досягає 5,8 МВт, тоді як у літній період, навіть з урахуванням використання абсорбційних холодильних машин, цей показник знижується до 3,5 МВт, а в нічні години може падати до 0,46 МВт. Така динаміка підтверджує необхідність впровадження адаптивної системи керування, здатної забезпечувати ефективну роботу обладнання в широкому діапазоні навантажень без втрати загального ККД.

Визначено перелік критичних параметрів для моніторингу стану системи, який включає температури теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах, температуру вихлопних газів, тиск у контурах циркуляції та витрату теплоносія.

Сформований набір інформаційних сигналів є достатнім для реалізації алгоритмів погодозалежного керування та забезпечення захисту когенераційної установки від аварійних режимів.

Запропоновано структурну схему керування тепловою генерацією, яка інтегрує роботу первинного контуру охолодження двигуна, системи утилізації тепла вихлопних газів та вторинного контуру споживача.

Схема передбачає використання автоматизованої запірно-регулюючої арматури та частотно-керованих насосних агрегатів, що дозволяє гнучко перерозподіляти теплові потоки між системою опалення, ГВП та градирнями для скидання надлишкового тепла в періоди низького попиту.

3 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

3.1 Вибір сенсорів та контрольно-вимірювальних приладів

Для забезпечення точного моніторингу параметрів (температура, тиск) згідно з таблицею 8 технічного завдання, обрано обладнання компанії Danfoss, яке характеризується високою стабільністю метрологічних характеристик в промислових умовах.

Для вимірювання температури теплоносія в подавальному та зворотному трубопроводах, а також на виході з КГУ, обираємо термометри опору типу Pt1000.



Рисунок 3.1 – Сенсор температури MBT 5250

- Модель: Danfoss MBT 5250
- Тип: Термометр опору зі змінною вимірювальною вставкою.
- Технічний опис:
 - Чутливий елемент: Pt1000 (платиновий елемент з опором 1000 Ом при 0 °С). Вибір Pt1000 замість Pt100 зумовлений меншим впливом опору дротів на точність вимірювань, що важливо при значних відстанях від датчика до шафи керування КГУ.

- Конструкція: Датчик оснащений захисною гільзою з кислотостійкої нержавіючої сталі AISI 316Ti. Це дозволяє проводити заміну вимірювальної вставки без зливу теплоносія з системи та зупинки КГУ, що спрощує технічне обслуговування.
- Температурний діапазон: $-50...+200\text{ }^{\circ}\text{C}$, що повністю перекриває робочий діапазон КГУ (до $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ для вихлопних газів та до $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ для води).
- Призначення в схемі: Контроль температури на виході з теплообмінника КГУ для керування триходовим клапаном та захист від перегріву.

Вимірювання температури навколишнього середовища є ключовим для реалізації погодозалежного керування, що дозволяє КГУ та системі опалення працювати на випередження, адаптуючись до змін погоди ще до того, як зміниться температура всередині приміщення. Для вимірювання температури зовнішнього повітря обираємо сенсор температури Danfoss ESMT:



Рисунок 3.2 – Сенсор температури зовнішнього повітря

- Модель: Danfoss ESMT
 - Тип: Настінний датчик температури зовнішнього повітря.
 - Технічний опис:
- Чутливий елемент: Pt1000. Використання елемента з опором $1000\text{ }\Omega$ є стандартом для систем опалення, вентиляції та кондиціонування (HVAC).

Високий опір (порівняно з Pt100) дозволяє нівелювати вплив опору довгих з'єднувальних кабелів, що прокладені від зовнішньої стіни будівлі до шафи керування, без необхідності використання 3-х або 4-х провідної схеми підключення.

- Корпус та захист: Датчик розміщено в спеціальному пластиковому корпусі, стійкому до ультрафіолетового випромінювання та атмосферних впливів. Ступінь захисту IP54 гарантує захист чутливого елемента від пилу та бризок води (дощу/снігу).
- Інерційність: Конструкція корпусу забезпечує оптимальну постійну часу (інерційність), що дозволяє датчику ігнорувати короткочасні коливання температури (наприклад, пориви вітру), передаючи контролеру усереднене, стабільне значення.
- Призначення в схемі: Сигнал від цього датчика є базовим для розрахунку температурного графіка подачі теплоносія (чим холодніше на вулиці, тим вища температура подачі). Це дозволяє суттєво економити паливо в перехідні періоди (весна/осінь), не перегріваючи приміщення.

Для безперервного перетворення тиску рідини в уніфікований електричний сигнал.



Рисунок 3.3 – Сенсор тиску Danfoss MBS 3000

- Модель: Danfoss MBS 3000
- Тип: Компактний перетворювач тиску для важких умов експлуатації.
- Технічний опис:
 - Принцип дії: П'єзорезистивний сенсор, який забезпечує високу точність (клас 0.5%) та стабільність показників у часі.
 - Стійкість до вібрацій: Оскільки газопоршневий двигун КГУ створює вібраційне навантаження, датчик MBS 3000 є оптимальним вибором завдяки своїй вібростійкості (стандарт IEC 60068-2-6).
 - Вихідний сигнал: 4–20 мА. Такий струмовий сигнал є заводостійким, що важливо в умовах роботи поруч із потужним генератором (530 кВт).
 - Захист: Корпус з нержавіючої сталі (AISI 316L), ступінь захисту IP65.

- Призначення в схемі: Контроль тиску в контурі охолодження двигуна (до 3 бар) та в основному контурі теплопостачання (до 16 бар) для захисту від розриву трубопроводів або "сухого ходу".

3.2 Вибір приладів обліку теплової генерації

Для розрахунку ефективності роботи установки та комерційного обліку відпущеного тепла необхідний високоточний лічильник.



Рисунок 3.4 – Лічильник відпущеного тепла Ахіома QALCOSONIC E3

- Модель: Ахіома QALCOSONIC E3
- Тип: Ультразвуковий лічильник тепла та охолодження.
- Технічне обґрунтування:
 - Метод вимірювання: Ультразвукова технологія (Time-of-Flight) гарантує відсутність рухомих механічних частин у потоці. Це забезпечує довговічність приладу при роботі з гарячим теплоносієм (90 °C) і виключає зношування крильчатки.
 - Динамічний діапазон: Лічильник має високий динамічний діапазон R100/250, що дозволяє точно фіксувати витрату як у зимовий піковий період (31 м³/год), так і в літній період, коли навантаження на ГВП мінімальне.

- Інтеграція: Наявність вбудованих комунікаційних модулів (M-Bus або Modbus RTU) дозволяє інтегрувати лічильник безпосередньо в систему диспетчеризації КГУ (TeleControl LAN) для передачі даних про миттєву потужність та накопичену енергію.
- Параметри: Обрано типорозмір DN80 з номінальною витратою $Q_p = 40 \text{ м}^3/\text{год}$, що забезпечує мінімальні втрати тиску при робочій витраті КГУ $31 \text{ м}^3/\text{год}$.

3.3 Вибір регулюючих пристроїв

Ефективність роботи системи утилізації тепла КГУ залежить від точності підтримання температурних режимів. Для цього застосовується вузол змішування на базі триходового клапана з електроприводом.

Для регулювання потоків теплоносія обрано фланцевий триходовий клапан сідельного типу.



Рисунок 3.5 – Трьох ходовий клапан Danfoss VF 3

- Модель: Danfoss VF 3
- Тип: Триходовий змішувальний/розподільчий клапан з логарифмічною характеристикою регулювання.
- Принцип дії та конструктивні особливості:

- Логарифмічна характеристика: Клапан спроектований таким чином, що зміна пропускної здатності відбувається не лінійно, а за логарифмічним законом. Це критично важливо для теплообмінних процесів, оскільки теплопередача в теплообмінниках також нелінійна. Така характеристика клапана компенсує нелінійність теплообмінника, роблячи загальну характеристику регулювання "клапан + теплообмінник" лінійною. Це забезпечує стабільність температури у всьому діапазоні навантажень (від 10% до 100%).
- Розвантаження по тиску: Конструкція затвора клапана VF 3 є гідравлічно розвантаженою. Це означає, що тиск теплоносія не створює значного опору руху штока. Це дозволяє використовувати компактні електроприводи навіть при високих перепадах тиску в системі, забезпечуючи надійне закриття без протікань.
- Металеве ущільнення: Пара "сідло-конус" виконана з нержавіючої сталі, що забезпечує високу стійкість до ерозії гарячим теплоносієм та довговічність (герметичність класу 0,05% від Kvs), що важливо для уникнення паразитних перетоків тепла, коли КГУ зупинена.
- Застосування в схемі: Клапан встановлюється на зворотній лінії контуру охолодження двигуна. Його завдання — підмішувати гарячу воду з подачі у зворотну магістраль, щоб підтримувати температуру входу в двигун не нижче 65-70°C, запобігаючи "температурному шоку" двигуна та утворенню конденсату на гільзах циліндрів.

Для керування клапаном VF 3 обрано редукторний електропривод, що забезпечує перетворення електричного керуючого сигналу в механічне переміщення штока.



Рисунок 3.6 – Редукторний електропривод Danfoss AMV 435

- Модель: Danfoss AMV 435
- Тип: Електропривод з імпульсним (трьохпозиційним) керуванням.
- Функціональні можливості та інтелектуальні функції:
 - Автоматична адаптація ходу (Auto-stroke): Після першого включення або після ручного втручання привод автоматично проходить повний цикл від відкриття до закриття. Він запам'ятовує кінцеві положення клапана VF 3. Це гарантує, що 0% сигналу контролера точно відповідатиме закритому стану, а 100% — повністю відкритому, усуваючи похибки регулювання.
 - Захист від перевантаження: Привод оснащений електронікою, яка відключає двигун при досягненні кінцевого положення або при механічному блокуванні клапана (наприклад, потраплянні сміття). Це захищає обмотки двигуна від перегріву та виходу з ладу.
 - Керування: Використовується трьохпозиційний сигнал (імпульси "Відкрити" / "Закрити" від контролера). Це проста та надійна схема, стійка до електричних завад, що часто виникають поруч із потужними

генераторами. Час повного ходу штока підібрано таким чином, щоб регулювання було плавним, без різких коливань тиску в системі.

- Ручне дублювання: На корпусі привода розташована механічна рукоятка або кнопка для ручного керування. У випадку аварії автоматики або зникнення живлення, обслуговуючий персонал може вручну виставити клапан у потрібне положення (наприклад, відкрити на 50%), щоб забезпечити мінімально необхідну циркуляцію теплоносія та уникнути перегріву КГУ.
- Індикація: Світлодіодна індикація на корпусі дозволяє оператору візуально оцінити напрямок руху штока та наявність живлення без підключення діагностичних приладів.

3.4 Вибір насосного обладнання та двигунів

На основі проведених гідравлічних розрахунків (витрата 18 м³/год взимку та 3,6 м³/год влітку) та розрахованої встановленої потужності з коефіцієнтом запасу 1,5, обрано наступні моделі насосів серії TP:

Насос зимового режиму: Розрахункова потужність: 2490 Вт (з урахуванням запасу 1,5). Обрана модель: Grundfos TP 50-360/2 A-F-A-BQQE. Технічне обґрунтування: Цей одноступінчастий відцентровий насос «In-line» оснащений двигуном потужністю 3 кВт. Його робоча характеристика ідеально покриває потребу в 18 м³/год при напорі близько 25-30 м, забезпечуючи роботу в зоні максимального ККД. Конструкція «Top-pull-out» дозволяє обслуговувати двигун без демонтажу корпусу з трубопроводу.



Рисунок 3.7 – Насос Grundfos TP 50-360/2 A-F-A-BQQE

Технічні характеристики Grundfos TP 50-360/2 A-F-A-BQQE:

- Номінальна потужність – 3 кВт;
- Розрахункова потужність з $K=1,5\%$ – 2,49 кВт;
- Кількість полюсів – 2;
- Номінальна швидкість – 2900-2920 об/хв;
- Напруга живлення – $3 \times 380-415$ В (Y);
- Номінальний струм (при 400В) – 6,15 А;
- Коефіцієнт потужності ($\cos\phi$) – 0,85;
- Клас енергоефективності – IE3 (Premium Efficiency);
- ККД двигуна (при 100% навантаженні) – 87,10%;
- Ступінь захисту / Клас ізоляції – IP55 / F;
- Тип фланця двигуна – FF215.

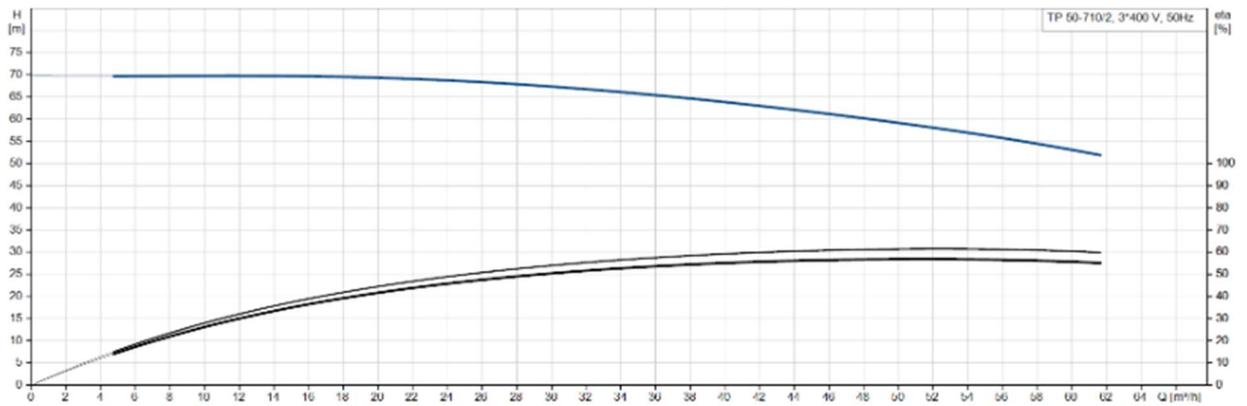


Рисунок 3.8 – Напірно-витратна характеристика насоса Grundfos TP 50-360/2 A-F-A-BQQE

Насос літнього режиму (Охолодження/АХМ) Розрахункова потужність: 397,9 Вт (з урахуванням запасу 1,5%). Обрана модель: Grundfos TP 32-230/2 A-F-A-BQQE. Технічне обґрунтування: Для літнього режиму з низькою витратою 3,6 м³/год обрано компактну модель із потужністю двигуна 0,75 кВт. Це забезпечує необхідний резерв потужності порівняно з розрахунковими 0,4 кВт, гарантуючи стабільну циркуляцію теплоносія через абсорбційну холодильну машину в умовах високих температур навколишнього середовища.

- Технічні характеристики TP 32-230/2 A-F-A-BQQE:
- Номінальна потужність – 0,75 кВт;
- Розрахункова потужність з $K=1,5\%$ – 0,588 кВт;
- Кількість полюсів – 2;
- Номінальна швидкість – 2830-2850 об/хв;
- Напруга живлення – $3 \times 380-415$ В (Y);
- Номінальний струм (при 400В) – 1,44 А;
- Коефіцієнт потужності ($\cos\phi$) – 0,8;
- Клас енергоефективності – IE3 (Premium Efficiency);
- ККД двигуна (при 100% навантаженні) – 77,80%;
- Ступінь захисту / Клас ізоляції – IP55 / F;

Тип фланця двигуна – FF215.



Рисунок 3.9 – Насос Grundfos TP 32-230/2 A-F-A-BQQE для контура скидання невикористаного тепла

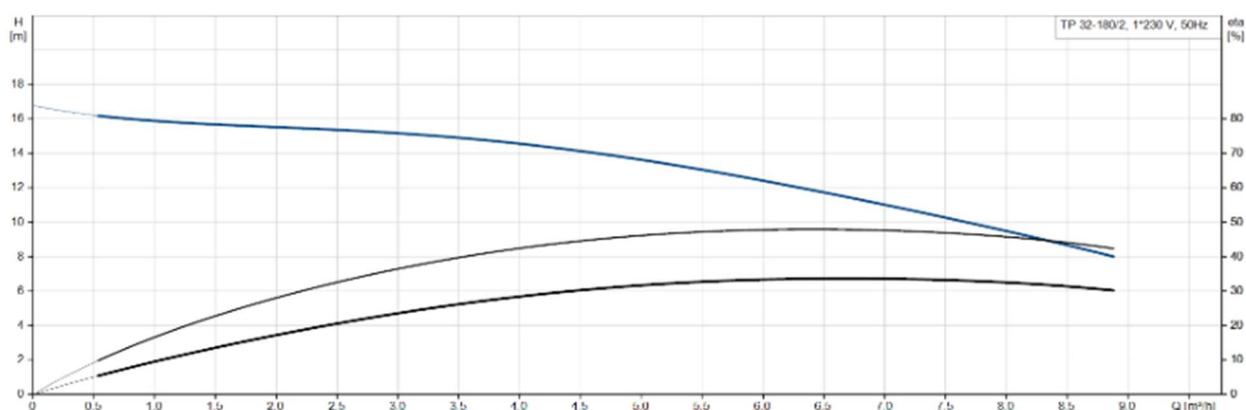


Рисунок 3.10 - Напірно-витратна характеристика насоса Grundfos TP 32-230/2 A-F-A-BQQE

3.5 Вибір частотного перетворювача

Робота насосів у режимі «прямого пуску» (на повну потужність від мережі) є економічно неефективною для когенераційних систем, де теплове навантаження постійно змінюється протягом доби (від 0,465 МВт вночі до 3,489 МВт вдень). Для забезпечення змінного гідравлічного режиму обрано

спеціалізований перетворювач частоти.



Рисунок 3.11 – Частотний перетворювач Danfoss VLT
HVAC Drive FC 102

- Модель: Danfoss VLT® HVAC Drive FC 102
- Призначення: Спеціалізована серія приводів для систем опалення, вентиляції та кондиціонування (HVAC), оптимізована для роботи з насосами та вентиляторами.
- Технічні особливості та алгоритми керування
Перетворювач не просто змінює оберти двигуна, а виступає інтелектуальним контролером насосної групи:

Автоматична адаптація енергоспоживання (AEO — Automatic Energy Optimization): Це унікальна функція приводів Danfoss VLT. Замість підтримки постійного співвідношення напруги до частоти (U/f), перетворювач аналізує навантаження на валу в реальному часі. Якщо насос працює з неповним завантаженням (наприклад, коли триходові клапани частково закриті), FC 102 автоматично знижує струм намагнічування двигуна. Це дозволяє зекономити

додаткові 5–15% електроенергії порівняно зі звичайними частотними перетворювачами.

Вбудований ПІД-регулятор процесу: FC 102 має вбудований контролер, який отримує сигнали безпосередньо від датчиків тиску або температури (4–20 мА). Це дозволяє перетворювачу самостійно підтримувати заданий перепад тиску в системі або температуру зворотної магістралі, змінюючи швидкість насоса без участі центрального контролера (PLC). Це підвищує надійність системи: навіть якщо зв'язок з головною шафою керування КГУ втрачено, насос продовжить підтримувати задані параметри.

Режим сну (Sleep Mode): В умовах низького споживання тепла (наприклад, влітку вночі), коли необхідна продуктивність насоса стає мінімальною, робота на низьких обертах стає неефективною. Функція «Sleep Mode» автоматично зупиняє двигун, коли частота падає нижче встановленого мінімуму, і миттєво запускає його («прокидається»), як тільки тиск у системі починає падати. Це запобігає марній роботі насоса та зносу підшипників.

➤ Захисні функції та сумісність

Робота поруч із потужним генератором та чутливою електронікою вимагає високого рівня захисту:

Захист від «сухого ходу»: Перетворювач постійно моніторить потужність та крутний момент на валу. Якщо споживання потужності різко падає (що свідчить про розрив трубопроводу або відсутність води), привід аварійно зупиняє насос, запобігаючи руйнуванню торцевого ущільнення.

Електромагнітна сумісність (ЕМС): КГУ насичена електронікою (контролери суміші, запалювання, синхронізації). Звичайні частотники створюють сильні високочастотні завади. Danfoss FC 102 стандартно оснащений фільтрами радіочастотних перешкод (RFI) класу А1/В та дроселями в ланці постійного струму. Це гарантує, що робота насосів не вплине на стабільність роботи автоматики газопоршневого двигуна.

Тепловий захист двигуна: Привід розраховує теплове навантаження двигуна (функція ETR — Electronic Thermal Relay) і відключає його при загрозі перегріву, що усуває необхідність встановлення зовнішніх теплових реле.

➤ Інтерфейс та налаштування

Графічна панель LCP 102: Знімний дисплей з підтримкою української мови дозволяє швидко налаштувати параметри, копіювати налаштування з одного насоса на інший та переглядати графіки споживання енергії безпосередньо на екрані приладу.

Висновки до розділу:

У третьому розділі проведено комплексне обґрунтування та вибір технічних засобів автоматизації, що складають апаратний рівень розробленої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки. На основі проведеного аналізу зроблено наступні висновки:

Обґрунтовано вибір засобів вимірювальної техніки. Для забезпечення високої точності контролю теплових процесів обрано датчики температури з уніфікованим вихідним сигналом 4-20 мА та електромагнітні витратоміри з низькою похибкою вимірювання. Це дозволяє мінімізувати інструментальну складову похибки в контурах регулювання та забезпечити стабільність зворотного зв'язку САК.

Вибрано програмно-технічний комплекс керування. На основі порівняльного аналізу технічних характеристик та функціональних можливостей для реалізації алгоритмів керування обрано промисловий логічний контролер (ПЛК), який володіє необхідною кількістю аналогових та дискретних каналів введення-виведення. Вибір ПЛК обумовлений його високою надійністю в умовах промислових завод, що виникають при роботі силового електрообладнання КГУ, та підтримкою протоколів передачі даних для інтеграції в SCADA-систему підприємства.

Визначено параметри виконавчих механізмів. Обрано регулюючі клапани з електроприводами, які мають лінійну характеристику пропускну здатності. Це спрощує процедуру лінеаризації математичної моделі об'єкта

керування та дозволяє досягти необхідної динамічної точності при зміні потоків теплоносія.

Сформовано архітектуру системи. Запропонована структура технічного забезпечення базується на принципах модульності та відкритості, що забезпечує можливість подальшого розширення системи автоматизації при нарощуванні потужності когенераційного вузла без необхідності докорінної зміни апаратної частини.

4 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ КГУ

4.1 Математичні моделі динаміки теплового процесу відбору тепла

Динаміка процесу відбору теплової енергії від когенераційної установки (КГУ) до теплової мережі моделюється на основі фундаментальних законів теплообміну та термодинаміки. З огляду на вимоги до синтезу системи автоматизованого керування (САК) та необхідність отримання лінеаризованої моделі, найбільш доцільним є використання моделі із зосередженими параметрами.

Цей підхід дозволяє описати динаміку об'єкта управління — теплообмінника — за допомогою системи звичайних диференціальних рівнянь, що відображають енергетичний баланс у ключових об'ємах системи.

Система рівнянь енергетичного балансу

Теплообмінний апарат розглядається як об'єкт, що складається з трьох теплоємнісних елементів: об'єму теплоносія першого контуру (КГУ), об'єму теплоносія другого контуру (тепломережа) та теплообмінної стінки.

Рівняння енергетичного балансу для теплоносія першого контуру (КГУ):

Зміна внутрішньої енергії теплоносія в об'ємі V_1 визначається різницею між надходженням енергії з потоком, відтоком енергії з потоком та передачею енергії до стінки теплообмінника:

$$M_1 c_{p1} \frac{dT_{1\text{вих}}}{dt} = G_1 c_{p1} (T_{1\text{вх}} - T_{1\text{вих}}) - Q_1 \quad (4.1)$$

де $M_1 = \rho_1 V_1$ — маса теплоносія в об'ємі;

c_{p1} — питома теплоємність;

G_1 — масова витрата;

$T_{1\text{вх}}$ та $T_{1\text{вих}}$ — вхідна та вихідна температури теплоносія КГУ;

Q_1 — теплова потужність, передана стінці.

$$Q_1 = \alpha_1 F_1 (T_{1\text{сер}} - T_{\omega}) \quad (4.2)$$

де α_1 — коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія КГУ до стінки;

F_1 — площа теплообміну;

$T_{1\text{сер}}$ — усереднена температура теплоносія контуру КГУ;

T_{ω} — температура стінки.

Рівняння енергетичного балансу для стінки теплообмінника:

Зміна внутрішньої енергії стінки визначається різницею між тепловим потоком, отриманим від першого контуру, та тепловим потоком, переданим другому контуру:

$$M_{\omega} c_{p\omega} \frac{dT_{\omega}}{dt} = Q_1 - Q_2 \quad (4.3)$$

де M_{ω} , $c_{p\omega}$ — маса та питома теплоємність стінки;

Q_2 — тепла потужність, передана тепломережі.

Рівняння енергетичного балансу для теплоносія другого контуру (Тепломережа):

Зміна внутрішньої енергії теплоносія в об'ємі V_2 визначається різницею між надходженням енергії з потоком (зворотний трубопровід), отриманням енергії від стінки та відтоком енергії з потоком (трубопровід подачі):

$$M_2 c_{p2} \frac{dT_{\text{под}}}{dt} = G_2 c_{p2} (T_{\text{зв}} - T_{\text{под}}) + Q_2 \quad (4.4)$$

де M_2 , c_{p2} — маса та питома теплоємність теплоносія мережі;

G_2 — масова витрата мережної води;

$T_{\text{зв}} = 65^{\circ}\text{C}$ — температура зворотного трубопроводу;

$T_{\text{под}}$ — температура подачі тепломережі (регульована змінна, 90°C)

$$Q_2 = \alpha_2 F_2 (T_{\omega} - T_{\text{под}}) \quad (4.5)$$

Де α_2 — коефіцієнт тепловіддачі від стінки до мережної води;

F_2 — площа теплообміну.

Ця система є нелінійною через залежність витрат G_1 , G_2 та коефіцієнтів тепловіддачі α_1 , α_2 від режиму течії.

Слід також зазначити, що масова витрата впливає на процес опосередковано — через коефіцієнти тепловіддачі α_1 та α_2 . Ці коефіцієнти залежать від режиму течії теплоносія (числа Рейнольдса Re), яке прямо пропорційне швидкості потоку i , відповідно, витраті G .

$$\alpha = f(Re) = f(G) \quad (4.6)$$

Для моделі із зосередженими параметрами систему рівнянь 4.1-4.5 можна привести до спрощеної формули загальної переданої потужності Q :

$$Q = KF\Delta T_{сер} \quad (4.7)$$

Де K — загальний коефіцієнт теплопередачі, який має нелінійний характер та є функцією багатьох змінних:

$$K = f(\alpha_1, \delta_w, \lambda_w, \alpha_2 R_{забр}, G_1, G_2) \quad (4.8)$$

Де: δ_w — товщина стінки;

λ_w — теплопровідність стінки;

$R_{забр}$ - термічні опори забруднення.

Аналіз рівняння 4.1.7 дає змогу дійти висновок, що при збільшенні різниці температур вхідного та вихідного трубопроводів ΔT зростає кількість відведеної з КГУ тепла. Тобто процес відведення тепла відбувається більш ефективно при максимальній різниці вхідної та вихідної температур теплообмінника. Температура зворотного трубопроводу за технологічними особливостями роботи КГУ не повинна бути нижчою за 55^0 . У такому разі температура теплоносія трубопроводу подачі має бути якнайвищою і обмежена максимально-допустимою температурою теплоносія. Для води ця температура становить 90^0 .

Лінеаризація моделі для синтезу САК

Система рівнянь є нелінійною, оскільки, як було зазначено вище, теплофізичні параметри та витрати можуть бути змінними, що залежать та впливають одні на одні. Для застосування класичних методів синтезу лінійних САК (наприклад, ПД-регулятора) необхідно провести лінеаризацію моделі навколо номінальної робочої точки.

В результаті лінеаризації диференціальних рівнянь у частинних похідних та їх перетворення за Лапласом, динамічні властивості об'єкта описуються передаточними функціями $W(s)$.

Передаточна функція каналу керування, що пов'язує зміну температури подачі $\Delta T_{\text{под}(s)}$ зі зміною керуючого впливу $\Delta G_1(s)$ (витрата теплоносія КГУ), може бути апроксимована інерційною ланкою з запізненням (аперіодична ланка 1-го порядку):

$$W_{G1}(S) = \frac{\Delta T_{\text{под}}(S)}{\Delta G_1(S)} \approx \frac{K_{G1} e^{-\tau s}}{T s + 1} \quad (4.9)$$

Де K_{G1} — статичний коефіцієнт підсилення каналу керування;

T — постійна часу об'єкта;

t — час транспортного запізнення.

Аналогічні передаточні функції можуть бути отримані для каналів збурень (зміна G_2 або $T_{\text{зв}}$), що є необхідною базою для розробки робастного регулятора. Отримані параметри K_{G1} , T , t є основою для налаштування коефіцієнтів регулятора.

4.2 Ідентифікація параметрів математичної моделі відбору тепла від КГУ

Ідентифікація статичних і динамічних параметрів лінеаризованої передаточної функції, виходячи із заданого номінального режиму роботи теплообмінника (табл.1) полягає в знаходженні її ключових параметрів: коефіцієнт підсилення (K), постійну часу (T) та потенційний час запізнення (t).

Таблиця 4.1 Вихідні параметри теплообміну для ідентифікації математичної моделі

Параметр	Позначення	Значення
Номінальна теплова потужність	$Q_{\text{ном}}$	750×10^3 Вт
Температура подачі (вихід, уставка)	$T_{\text{под}}$	90 °С
Температура зворотного трубопроводу (вхід)	$T_{\text{зв}}$	55 °С
Номінальна об'ємна витрата	$V_{\text{ном}}$	0,005 м ³ /с

Прийmemo теплофізичні властивості води (теплоносія) у середньому температурному діапазоні (наприклад, 70-80°C):

- Густина води $\rho = 975 \text{ кг/м}^3$;
- Питома теплоємність води $c_p = 4190 \text{ Дж/(кг}\times\text{К)}$.

Коефіцієнт підсилення K визначається як відношення зміни вихідної змінної $\Delta T_{\text{под}}$ до зміни вхідної змінної (Δu) у стаціонарному режимі. У Вашому випадку, керуючою змінною є витрата теплоносія КГУ (G_1), але для ідентифікації через номінальну потужність, ми можемо визначити чутливість температури подачі до зміни витрати мережної води ($G_{\text{МВ}}$) або до зміни температури КГУ.

Для статичного режиму (вхідна потужність дорівнює вихідній):

$$Q_{\text{ном}} = G_{\text{ном}} c_p (T_{\text{под}} - T_{\text{зв}}) \quad (4.10)$$

Де $G_{\text{ном}} = V_{\text{ном}} \times \rho$ - номінальна масова витрата.

Розглянемо найважливіший канал — чутливість температури $T_{\text{под}}$ до зміни витрати $G_{\text{МВ}}$ (збурення G_2).

Якщо розглянути рівняння теплового балансу в стаціонарному режимі:

$$G_{\text{МВ}} c_{p2} (T_{\text{под}} - T_{\text{зв}}) = Q_{\text{КГУ}} \quad (4.11)$$

$$T_{\text{под}} = T_{\text{зв}} + \frac{Q_{\text{КГУ}}}{G_{\text{МВ}} c_{p2}} \quad (4.12)$$

Статичний коефіцієнт підсилення $K_{G_{MB}}$ (чутливість $T_{\text{под}}$ до G_{MB}):

$$K_{G_{MB}} = \frac{\partial T_{\text{под}}}{\partial G_{MB}} = -\frac{Q_{KGV}}{G^2_{MBcp2}} \quad (4.13)$$

Підставляючи номінальні значення:

$$K_{G_{MB}} = -\frac{750000}{4,875^2 \times 4190} = -7,1 \text{ (K / (кг / с))}$$

Це означає, що збільшення масової витрати G_{MB} на 1 кг/с призводить до зниження температури $T_{\text{под}}$ приблизно на 7,1 °C у статичному режимі.

Постійна часу T залежить від теплоємності системи (об'ємів води V_1, V_2 та стінки V_w) та швидкості теплообміну (витрат G_1, G_2).

Для найпростішої моделі, де враховується лише теплоємність води в теплообміннику (M_{eq}), постійна часу може бути оцінена як:

$$T \approx \frac{M_{eq} c_p}{KF} \quad (4.14)$$

Де M_{eq} – еквівалентна маса теплоносія;

KF – загальна теплова провідність.

Оцінку постійної часу через інерцію потоку здійснюємо припускаючи, що лише теплоносій мережі має значну інерцію M_2 і приблизна інерція теплообмінника становить T_{TO} , ми можемо взяти:

$$T_{TO} \approx \frac{M_2 c_{p2}}{G_2 c_{p2}} = \frac{V_2}{V_{ном}} \quad (4.15)$$

Якщо, наприклад, об'єм теплоносія в теплообміннику для другого контуру $V_2 = 0,1 \text{ м}^3$:

$$T_{TO} \approx \frac{0,1}{0,005} = 20 \text{ с}$$

Ця оцінка є лише грубою апроксимацією і вимагає знання фактичної геометрії та теплоємності стінки M_w , що в практичних задачах часто недоступні. У реальних теплообмінниках T зазвичай знаходиться в діапазоні від кількох секунд до кількох десятків секунд (5–30 с) і може бути поправлений на основі експериментальних даних на реальному об'єкті.

Час запізнення t (транспортна затримка) залежить від довжини трубопроводів та швидкості потоку.

$$t \approx \frac{L}{v} = \frac{LF_{\text{ном}}}{V_{\text{ном}}} \quad (4.16)$$

Де L — еквівалентна довжина шляху;

v — швидкість потоку;

$F_{\text{ном}}$ — площа поперечного перерізу трубопроводу.

Якщо прийняти, що основне запізнення виникає в самому теплообміннику або короткій ділянці трубопроводу (наприклад, $L=5$ м та $F_{\text{ном}} = 0,001$ м²):

$$t = \frac{5 \times 0.001}{0.005} = 1 \text{ (с)}$$

У більшості випадків для теплообмінників запізнення (t) становить від 0,5 до 3 секунд.

З урахуванням виконаних розрахунків, лінеаризована модель каналу збурення G матиме вигляд:

$$\Delta T_{\text{под}}(s) \approx \frac{-7.10e^{-ts}}{Ts + 1} \Delta G_{\text{MB}}(s) \quad (4.17)$$

Де:

Статичний коефіцієнт підсилення $K_{\text{ГМВ}} = -7.10$ К/(кг/с);

Постійна часу T лежить у діапазоні 5 с – 30 с (для точного визначення потрібні $V_1, V_2, V_{\omega}, \text{kF}$).

Час запізнення t лежить у діапазоні 0.5 с - 3 с.

Для отримання уточнених значень необхідно здійснити експериментальну ідентифікацію, однак для поставленої задачі розробки законів регулювання синтезованої системи автоматизованого керування цілком достатньо.

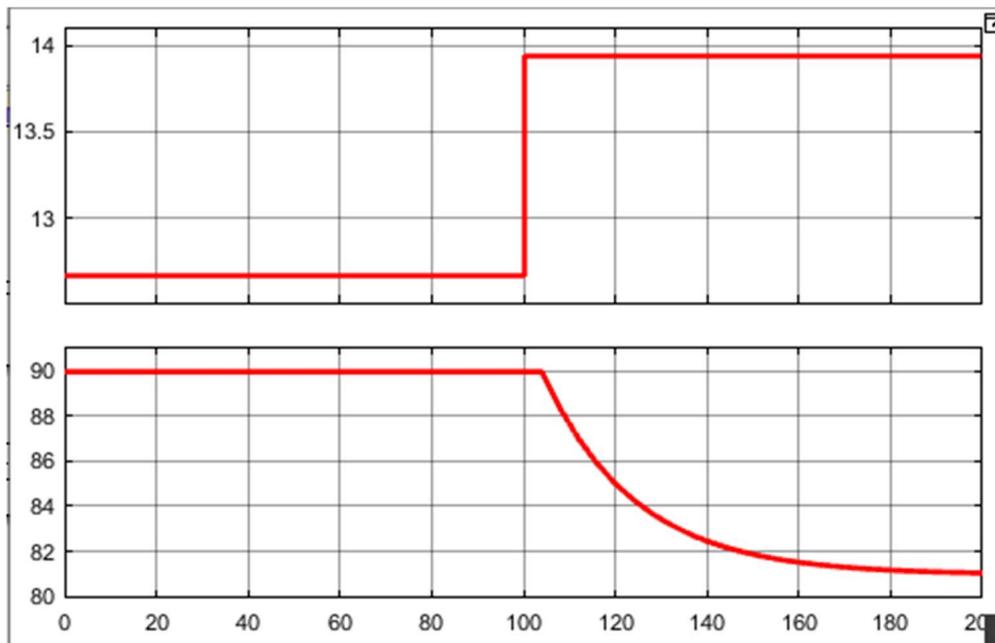


Рисунок 4.1 – Часові діаграми розімкненої системи відбору тепла з КГУ

На представлених часових діаграмах відображено залежність вихідної температури теплоносія від зміни його масової витрати в розімкненій системі КГУ. Аналіз графіків дозволяє зробити наступні висновки.

Дослідження динаміки системи проводилося шляхом подачі на вхід ступінчастого сигналу. Збільшення масової витрати води призводить до поступового зменшення температури, яке має експоненціальний характер, що свідчить про суттєву теплову інерційність об'єкта. Система демонструє властивості інерційної ланки, де після завершення перехідного процесу температура стабілізується на нижчому рівні відносно початкового значення.

4.3 Розробка законів регулювання системи автоматизованого керування тепловою генерацією

Для забезпечення одночасного підтримання двох критичних параметрів теплової мережі — температури подаючого трубопроводу ($T_{\text{под}}$) та температури зворотного трубопроводу ($T_{\text{зв}}$) — необхідна розробка двоконтурної, розв'язаної системи автоматизованого керування.

У цій конфігурації кожен контур керується незалежним виконавчим механізмом, що вимагає окремого синтезу законів керування.

Контур керування температурою подаючого трубопроводу ($T_{\text{под}}$)

Цей контур є основним, оскільки він забезпечує теплоносій з необхідною якістю для споживачів ($T_{\text{под, задана}} = 90^{\circ}\text{C}$). Керуючим впливом є зміна масової витрати теплоносія G_2 через регулювання частоти обертання насоса за допомогою частотно-регульованого електроприводу (ЧРЕП).

Об'єкт керування: Теплообмінник (передаточна функція $W_{G_2}(s)$).

Закон керування: Для досягнення нульової статичної похибки (астатизму) та забезпечення необхідної швидкості реагування застосовується ПД-закон керування.

$$u_{T_{\text{под}}}(t) = K_{p,\text{под}} e_{\text{под}}(t) + K_{i,\text{под}} \int e_{\text{под}}^*(t) dt + K_{d,\text{под}} \frac{de_{\text{под}}(t)}{dt} \quad (4.18)$$

Де:

$e_{\text{под}}(t) = T_{\text{под, задана}} - T_{\text{под}}(t)$ – відхилення температури подачі;

$u_{T_{\text{под}}}(t)$ – вихідний сигнал регулятора, що є заданою частотою (або швидкістю) для ЧРЕП, який пропорційний витраті G_2 ;

$K_{p,\text{под}}$, $K_{i,\text{под}}$, $K_{d,\text{под}}$ – коефіцієнти пропорційності, інтегрування та диференціювання.

Синтез регулятора: Оскільки статичний коефіцієнт підсилення цього каналу $K_{\text{ГМВ}} < 0$ (збільшення витрати G_2 призводить до зниження $T_{\text{под}}$), регулятор повинен мати зворотну дію. Параметри $K_{p,\text{под}}$, $K_{i,\text{под}}$, $K_{d,\text{под}}$ розраховуються на основі лінеаризованої передаточної функції $W_{G_2}(s)$ (як правило, інерційна ланка першого порядку з запізненням). Можуть застосовуватися методи модального керування або оптимального налаштування за технічними критеріями.

Контур керування температурою зворотного трубопроводу ($T_{\text{зв}}$)

Цей контур забезпечує виконання вимоги до режиму роботи теплової мережі, підтримуючи $T_{\text{зв, задана}} = 55^{\circ}\text{C}$ шляхом маніпулювання триходовим змішувальним клапаном. Клапан зазвичай регулює співвідношення змішування гарячого та холодного теплоносія (коефіцієнт β) для забезпечення необхідної температури на певній ділянці або контролює загальну витрату у контурі.

Об'єкт керування: Змішувальний вузол (передаточна функція $W_{\beta}(s)$).

Закон керування: Оскільки динаміка змішування води є менш інерційною, ніж динаміка теплообмінника, і для забезпечення астатизму, застосовується ПІ-закон керування. Диференціальна складова (K_d) зазвичай опускається для запобігання посиленню шуму та спрощення налаштування у швидких контурах.

$$u_{T_{36}}(t) = K_{p,36} e_{36}(t) + K_{i,36} \int e_{36}(t) dt \quad (4.19)$$

Де:

$e_{36}(t) = T_{36, \text{задана}} - T_{36}(t)$ – відхилення температури зворотного трубопроводу;

$u_{T_{36}}(\tau)$ – вихідний сигнал регулятора, що визначає позицію (від 0 до 100%) триходового клапана (параметр β);

$K_{p,36}, K_{i,36}$ – коефіцієнти пропорційності та інтегрування.

Синтез регулятора: Налаштування коефіцієнтів $K_{p,36}, K_{i,36}$ здійснюється з урахуванням швидкої динаміки клапана та інерційності трубопроводів. Основна мета — мінімізація часу регулювання і забезпечення високої точності, оскільки T_{36} є важливим показником ефективності роботи мережі.

Взаємодія контурів

Оскільки обидва контури працюють незалежно, система є розв'язаною, але взаємодія між ними існує: зміна витрати G_2 у контурі $T_{\text{под}}$ (через ЧРЕП) впливає на гідравлічний режим та, опосередковано, на T_{36} . Наявність інтегральної складової у законах керування (ПІД/ПІ) забезпечує повне усунення взаємовпливу в сталому режимі, гарантуючи, що обидві температури будуть підтримуватися на заданих рівнях: 90°C та 55°C .

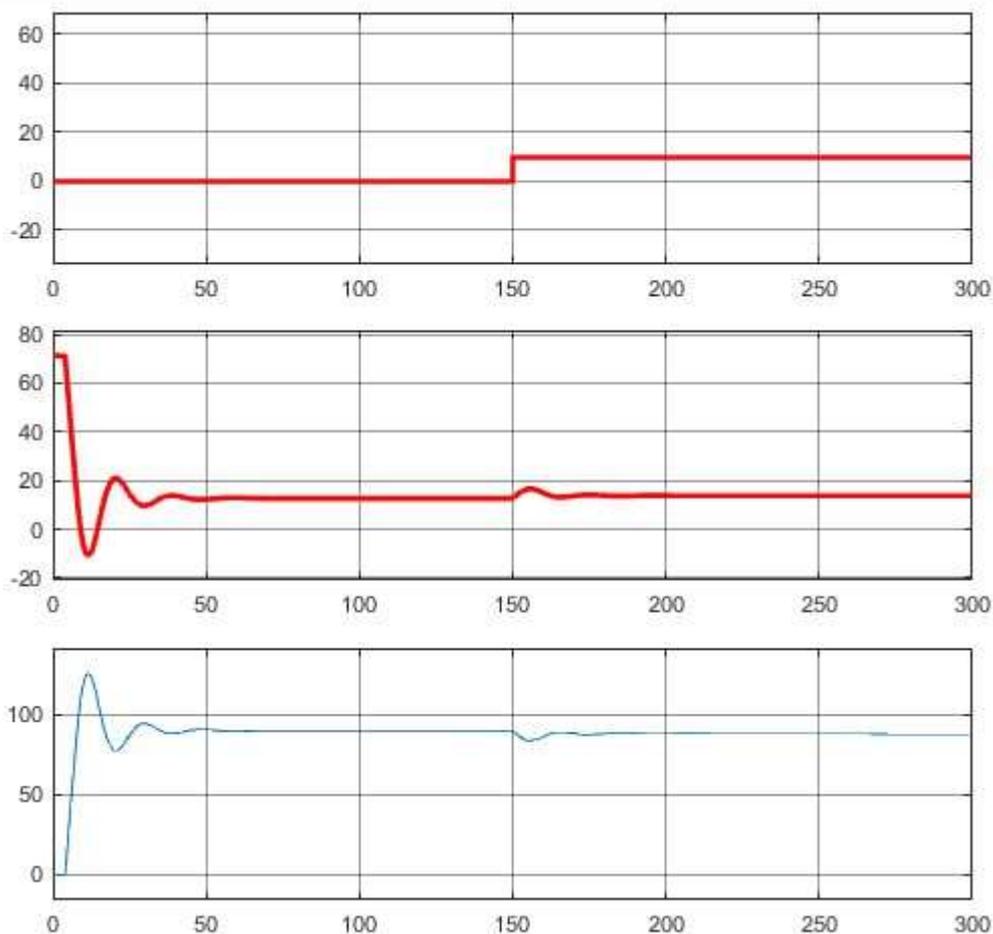


Рисунок 4.2 - Часові діаграми збурювального впливу

На рис. 4.2 наведено часові діаграми збурювального впливу, керуючої дії та температури на виході когенераційної установки. На верхньому графіку показано збурення, задане у вигляді додаткового теплового навантаження, пропорційного зміні температури. До моменту часу $t \approx 150$ система перебуває у стаціонарному режимі. У зазначений момент відбувається стрибкоподібне збільшення теплового навантаження, яке за відсутності системи автоматичного керування призвело б до зростання температури на виході установки. Таке задання збурення відповідає реальним умовам експлуатації, зокрема зміні теплового споживання або режимів роботи технологічного обладнання.

На середньому графіку наведено часову діаграму керуючої дії — зміни масової витрати теплоносія, що реалізується шляхом регулювання частоти обертання циркуляційного насоса. Після виникнення збурення система

автоматичного керування формує коригувальний сигнал, який призводить до зміни витрати теплоносія з метою компенсації додаткового теплового потоку. Перехідний процес має затухаючий коливальний характер, зумовлений інерційністю теплового об'єкта та наявністю транспортного запізнення. Після завершення перехідного процесу витрата теплоносія встановлюється на новому сталому рівні, що відповідає умовам компенсації збурення.

На нижньому графіку показано зміну температури на виході когенераційної установки. Температура змінюється плавно, без стрибків, що відповідає інерційній природі теплових процесів. Після прикладання збурення спостерігається обмежене відхилення температури від заданого значення, після чого система автоматичного керування забезпечує її повернення до уставки. Відсутність статичної похибки та помірне перерегулювання свідчать про коректне налаштування регулятора і достатню якість регулювання.

Таким чином, наведені часові діаграми підтверджують, що система автоматичного керування температурою когенераційної установки ефективно компенсує зовнішні теплові збурення, забезпечуючи стабільність температурного режиму та фізично реалістичний характер перехідних процесів.

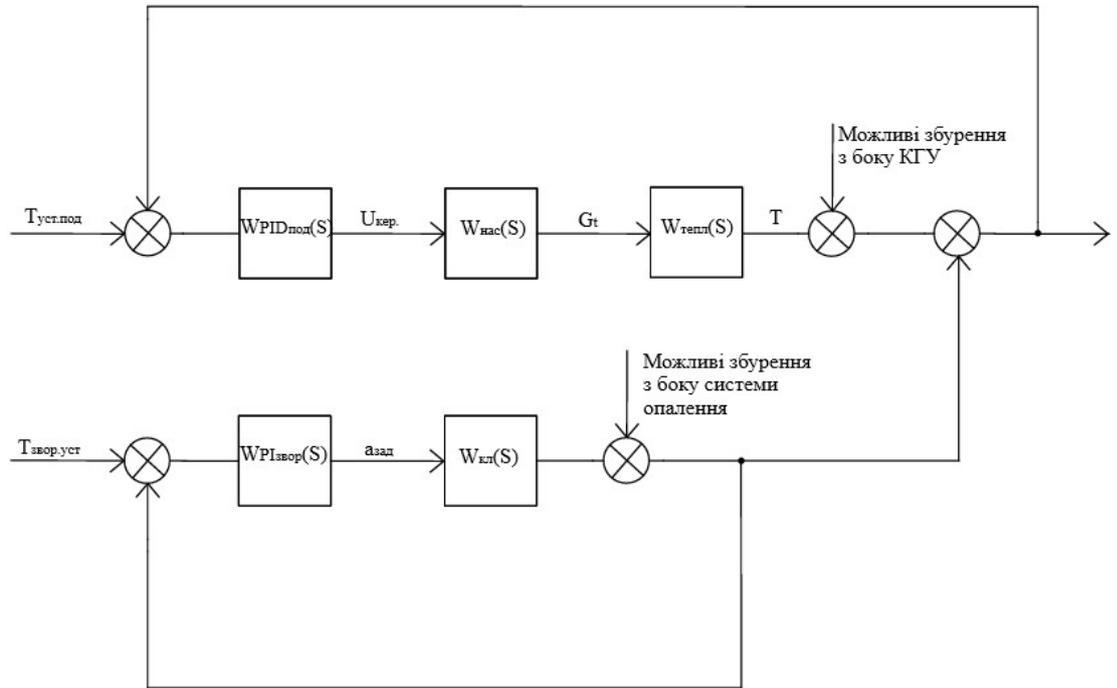


Рисунок 4.3 – Структурна схема системи керування КГУ

Висновки до розділу:

У розділі проведено математичне моделювання динаміки процесу відбору теплової енергії від когенераційної установки. Використання моделі із зосередженими параметрами дозволило описати теплообмінний апарат як систему взаємопов'язаних енергетичних балансів для першого контуру, стінки теплообмінника та другого контуру теплової мережі.

Отримано лінеаризовану систему диференціальних рівнянь, яка адекватно відображає динамічні властивості об'єкта керування та є базою для подальшого синтезу регуляторів. Визначено основні передаточні функції системи за каналами керування та збурення.

Обґрунтовано доцільність застосування ПІ-закону керування для стабілізації температури теплоносія. Синтезована система автоматизованого керування забезпечує астатизм (нульову статичну похибку) та високу якість перехідних процесів, що критично важливо для надійної роботи обладнання КГУ.

Проаналізовано взаємодію контурів регулювання температури на виході та температури зворотного трубопроводу. Встановлено, що використання

триходових змішувальних клапанів із ПП-регуляторами дозволяє ефективно компенсувати коливання навантаження та підтримувати оптимальний тепловий режим системи.

Розроблені підходи до моделювання та керування дозволяють підвищити загальну енергоефективність когенераційної установки та забезпечити стабільність постачання теплової енергії споживачам у різних експлуатаційних режимах.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) є ключовим етапом оцінки доцільності впровадження автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки. Воно дозволяє визначити економічну вигоду та технологічні переваги. ТЕО також окреслює очікуваний ефект від модернізації енергетичної інфраструктури підприємства. Запропонована система автоматизації спрямована на підвищення загальної енергоефективності. Вона забезпечує стабільне функціонування КГУ. Додатковою метою є мінімізація втрат електроенергії та експлуатаційних витрат. Виконання техніко-економічних розрахунків дає змогу обґрунтувати економічну доцільність інвестицій. Ці розрахунки допомагають визначити очікуваний фінансовий результат для підприємства.

5.1 Технічне обґрунтування

Впровадження автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки (КГУ) є необхідною умовою для забезпечення надійної, енергоефективної та безпечної експлуатації енергетичного комплексу непромислового підприємства. Технічне обґрунтування базується на необхідності узгодження режимів роботи генеруючого обладнання з динамічними графіками теплового навантаження об'єкта, а також на виборі компонентної бази, що відповідає промисловим стандартам надійності.

Однією з ключових особливостей об'єкта є суттєва нерівномірність споживання теплової енергії протягом року та доби: від пікового зимового навантаження 5,8 МВт до мінімального літнього нічного споживання 0,46 МВт. В умовах такої варіативності ручне керування або використання найпростіших релейних схем не дозволяє забезпечити стабільність температурних режимів і призводить до перевитрат енергоносіїв.

Для вирішення цієї задачі технічно обґрунтованим є застосування частотного регулювання насосного обладнання. Вибір перетворювачів

частоти Danfoss VLT HVAC Drive FC 102 зумовлений їхньою спеціалізацією для теплогідравлічних систем. Використання функції автоматичної оптимізації енергоспоживання (АЕО) дозволяє знизити споживання електроенергії насосами на 5–15 % у режимах неповного завантаження, що є критично важливим для підвищення загального ККД системи. Крім того, наявність функції «Sleep Mode» запобігає неефективній роботі насосів у нічні години літнього періоду, коли потреба в циркуляції теплоносія є мінімальною.

Вибір виконавчих механізмів, зокрема триходових клапанів Danfoss VF 3 з логарифмічною характеристикою регулювання, обґрунтований необхідністю компенсації нелінійності процесів теплообміну. Це технічне рішення дозволяє забезпечити лінійну залежність між керуючим сигналом контролера та реальною тепловою потужністю, що гарантує плавність регулювання температури та відсутність автоколивань у системі. Гідравлічне розвантаження затвора клапанів дозволяє використовувати компактні електроприводи навіть при високих перепадах тиску, забезпечуючи надійне перекриття потоків.

Для забезпечення точності вимірювань у складних умовах експлуатації (вібрація від газопоршневого двигуна, висока температура теплоносія) обрано сенсори промислового виконання. Сенсори тиску Danfoss MBS 3000 мають вібростійку конструкцію та високий клас точності, що є необхідним для захисту контурів охолодження двигуна від аварійних режимів. Використання термометрів опору Pt1000 замість Pt100 дозволяє нівелювати вплив опору кабельних ліній на точність вимірювання температури без застосування складних схем підключення.

Гідравлічна схема реалізована на базі насосів Aquatica Industrial серії GPD25 з конструкцією «In-Line». Таке технічне рішення є оптимальним для блочно-модульного виконання КГУ, оскільки дозволяє монтувати насосне обладнання безпосередньо на трубопроводах, економлячи простір у контейнері та спрощуючи трубно обв'язку.

Застосування ультразвукових лічильників тепла Axioma QALCOSONIC

ЕЗ обґрунтовано відсутністю рухомих частин, що забезпечує довговічність приладу при роботі з гарячим теплоносієм та високий динамічний діапазон вимірювань, необхідний для обліку як пікових, так і мінімальних витрат.

Таким чином, запропонований комплекс технічних засобів формує цілісну автоматизовану систему, яка забезпечує:

- адаптацію продуктивності системи до поточних погодних умов та потреб споживача;
- захист дороговартісного обладнання КГУ (двигуна, теплообмінників) від перегріву та гідравлічних ударів;
- мінімізацію паразитних витрат електроенергії на власні потреби (роботу насосів та вентиляторів);
- високу точність комерційного та технологічного обліку енергії.

Сукупність цих технічних характеристик підтверджує доцільність впровадження розробленої системи керування для підвищення ефективності роботи когенераційної установки на непромисловому підприємстві.

5.2 Економічне обґрунтування

Економічне обґрунтування є ключовим етапом оцінки доцільності впровадження автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки (КГУ). Воно дозволяє визначити обсяг необхідних капіталовкладень, експлуатаційні витрати та термін окупності проєкту за рахунок економії енергоресурсів.

Запропонована система автоматизації спрямована на підвищення енергоефективності роботи насосного обладнання за рахунок частотного регулювання, оптимізацію споживання газу завдяки погодо залежному керуванню та зменшення витрат на обслуговування.

Визначення капітальних вкладень

Вартість кожного із елементів автоматизованої системи керування тепловою генерацією та насосного обладнання представлена в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Кошторис капіталовкладень

Найменування обладнання	Кількість, шт.	Ціна за 1 шт., грн.	Загальна вартість, грн.
Сенсор температури Danfoss MBT 5250	9	5000	45000
сенсор температури зовнішнього повітря Danfoss ESMT	2	2800	5600
Сенсор тиску Danfoss MBS 3000	3	7400	22200
Лічильник тепла Ахіома QALCOSONIC E3	1	10000	10000
трьох ходовий клапан danfoss vf 3	3	15000	45000
редукторний електропривод Danfoss AMV 435	3	12000	36000
Насос циркуляційний (моноблочний) Aquatica Industrial GPD25	6	2000	12000
частотний перетворювач Danfoss VLT HVAC Drive FC 102	2	40000	80000
Grundfos TP/TPE 200-300	2	75000	150000
Загальна вартість обладнання:			405800
Транспортні витрати та монтажні витрати (13%)			52754
Витрати на будівельні та пусконаладжувальні роботи (10%)			40580
Капітальні витрати (інвестиції) у систему керування			499134

Для визначення повних капітальних вкладень до загальної вартості обладнання додано вартість його доставки, монтажу та пусконаладжувальних робіт.

Вартість доставки та монтажних робіт прийнята рівною 13% від загальної вартості обладнання:

$$K_{TM} = 405800 \cdot 0.13 = 52754 \text{ (грн.)},$$

Витрати на будівельні роботи (прокладання кабельних трас, встановлення шаф керування) та налагодження системи приймаються рівними 10% від вартості обладнання:

$$K_{BP} = 405800 \cdot 0.10 = 40580 \text{ (грн.)},$$

Амортизаційні відрахування знаходяться із добутку норми амортизації на первісну вартість об'єкту. При умові терміну експлуатації системи 10 років, норма амортизації становитиме 10%:

$$A = 499134 \cdot 0.10 = 49913,4 \text{ (грн.)},$$

Розрахунок заробітної плати обслуговуючому персоналу

Відповідно до правил улаштування електроустановок обслуговувати установки до 1000 В може робітник, у якого розряд не нижче четвертого а група допуску по електробезпеці не нижче третьої.

Обслуговування автоматизованої системи керування (АСК) потребує залучення кваліфікованого персоналу (КВП і Автоматика). Розрахунок витрат на заробітну плату виконується за наступною формулою:

$$C_{ZP} = C_{ZO} + C_{ZD} \quad (5.1)$$

де C_{ZO} – основна заробітна плата по тарифу;

C_{ZD} – додаткова заробітна плата.

Основна заробітна плата розраховується:

$$C_{ZO} = N \cdot T_1 \cdot K \cdot K_C \cdot \beta \cdot \phi_{EF} \quad (5.2)$$

де N – кількість робітників (приймаємо $N = 1$ чол., за сумісництвом);

T_1 – годинна тарифна ставка (приймаємо на рівні ринкової для техніка КВП – 60 грн.);

K – тарифний коефіцієнт (для 4-го розряду – 2,03);

K_C – коефіцієнт співвідношень (1,0);

β – частка часу на обслуговування даної системи (приймаємо 0,2 або 20% робочого часу, оскільки система автоматизована);

Φ – ефективний фонд часу (при $Z_{PD}=250$ днів, 8 годин):

$$\phi_{EF} = 250 \cdot 8 = 2000 \text{ (год)}$$

Таблиця 5.2 – Тарифна сітка працівників погодинної оплати праці

Тарифні розряди	I	II	III	IV	V	VI
Тарифні коефіцієнти	1	1,5	1,8	2,03	2,33	2,7

Розраховуємо основну заробітну плату:

$$C_{zo} = 1 \cdot 60 \cdot 2,03 \cdot 1 \cdot 0,2 \cdot 2000 = 48720 \text{ (грн)}$$

Додаткова заробітна плата становить 10% від основної:

$$C_{zd} = 48720 \cdot 0,1 = 4872 \text{ (грн)}$$

Загальні витрати на заробітну плату (фонд оплати праці без ЄСВ):

$$C_{zp} = 48720 + 4872 = 53592 \text{ (грн/рік)}$$

Виконання поточного ремонту засобів автоматизації та енергетичного устаткування здійснюється безпосередньо на об'єкті експлуатації, що передбачає тимчасове знеструмлення або виведення з роботи окремих сегментів мережі. До виконання зазначених робіт допускається виключно кваліфікований персонал, здатний гарантувати безпеку процесів зупинки та повторного запуску системи. Структура ремонтних витрат формується з двох основних складових: матеріальних витрат (вартість запчастин, комплектуючих, кабелів, комутаційних апаратів тощо) та витрат на оплату праці технічних фахівців, задіяних у діагностиці, налаштуванні та відновленні працездатності обладнання.

Поточний ремонт включає перевірку сенсорів, підтягування контактів у шафах керування, обслуговування електроприводів та насосів.

Таблиця 5.3 – Графік планових ремонтних робіт

Найменування обладнання	Трудомісткість, люд-год (рік)
Сенсори температури та тиску (калібрування, перевірка)	12
Виконавчі механізми (клапани, приводи)	18
Насосна група (перевірка підшипників, ущільнень)	24
Шафи керування та частотні перетворювачі	16
Загальна трудомісткість	70

Виконання даних ремонтних робіт, будемо вважати, проводитиметься електромонтером шостого розряду. Відповідно до того, що є відомими кількість годин виділених на проведення ремонтних робіт основна заробітна плата працівника знаходитиметься:

$$C_{\text{REMЗР}} = 70 \cdot 60 \cdot 2,03 = 8526 \text{ (грн)}$$

Додаткова зарплата (20%):

$$C_{\text{REMD}} = 70 \cdot 60 \cdot 2,03 = 8526 \text{ (грн)}$$

Загальна зарплата на ремонт:

$$C_{\text{REM}} = 8526 + 1705,2 = 10231,2 \text{ (грн)}$$

Витрати на запчастини (15% від зарплати):

$$C_{\text{МАТ}} = 10231,2 \cdot 0,15 = 1534,68 \text{ (грн)}$$

Загальні експлуатаційні витрати на систему керування:

$$C_{\text{ЕК}} = A + C_{\text{ЗР}} + C_{\text{РЕМ}} + C_{\text{МАТ}} \quad (5.3)$$

$$C_{\text{ЕК}} = 49913,14 + 53592 + 10232,2 + 1534,68 = 115271,28 \text{ (грн./рік)}$$

Розрахунок економії та терміну окупності

Основний економічний ефект від впровадження системи автоматизованого керування з частотними перетворювачами Danfoss VLT HVAC Drive FC 102 полягає в економії електроенергії на приводі потужних насосів (Grundfos TP 200-300) та підвищенні загального ККД установки.

Вхідні дані для розрахунку економії:

Потужність двигунів основних насосів: $P = 37$ кВт.

Кількість насосів у роботі: 1 (другий резервний).

Час роботи на рік: 8000 годин (майже безперервний цикл).

Середня економія електроенергії завдяки функції АЕО (Automatic Energy Optimization) та регулюванню обертів частотним перетворювачем становить 15% (згідно з даними Danfoss).

Тариф на електроенергію для юридичних осіб (прогнозний середній):

7,5 грн/кВт·год.

Розрахунок річної економії електроенергії:

$$E_{\text{econ}} = P \cdot N_{\text{pump}} \cdot T_{\text{work}} \cdot K_{\text{eff}} \quad (5.4)$$

$$E_{\text{econ}} = 37 \cdot 1 \cdot 8000 \cdot 0,15 = 44400 \text{ (кВт·год/рік)}$$

Грошовий еквівалент економії:

$$C_{\text{econ}} = 44400 \cdot 7,5 = 333000 \text{ (грн./рік)}$$

Чистий річний економічний ефект:

$$P_{\text{net}} = C_{\text{econ}} - (C_{\text{ZP}} + C_{\text{REM}} + C_{\text{MAT}}) \quad (5.5)$$

$$P_{\text{net}} = 333000 - (53592 + 10231,2 + 1534,68) = 267642,12 \text{ (грн.)}$$

Термін окупності розраховуємо за виразом:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{\text{net}}} \quad (5.6)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{499134}{267642,12} = 1,86 \text{ (рік)}$$

Висновки до розділу

В результаті проведеного техніко-економічного обґрунтування встановлено наступне:

1. Капітальні інвестиції у впровадження системи автоматичного керування та сучасного насосного обладнання складають 499 134 грн. Основну частку витрат становить вартість високоякісних насосів Grundfos та частотних перетворювачів Danfoss.
2. Експлуатаційні витрати на обслуговування системи, включаючи заробітну плату персоналу та поточні ремонти, становлять близько 115 тис. грн на рік.
3. Впровадження частотного регулювання (VFD) дозволяє заощадити близько 44 400 кВт·год електроенергії на рік, що у грошовому еквіваленті становить 333 000 грн.
4. Термін окупності проекту модернізації системи керування та гідравліки складає приблизно 1,9 року.

Такий показник свідчить про високу економічну ефективність запропонованих технічних рішень. Використання частотних перетворювачів та автоматики не лише знижує споживання енергії, але й зменшує знос механічного обладнання, що додатково подовжує термін його служби.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

У даному розділі обґрунтовано комплекс заходів з охорони праці, необхідних при впровадженні автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки. В ході експлуатації та обслуговування обладнання електротехнічний оперативно-ремонтний персонал зазнає впливу низки шкідливих виробничих факторів [1, 2], які можна класифікувати за наступними групами:

Фізичні: параметри мікроклімату (температура, вологість, рух повітря, ІЧ-випромінювання), акустичні навантаження (шум, ультра- та інфразвук), вібраційний вплив, а також умови освітлення (недостатність природного або штучного світла, наявність відблисків).

Хімічні: наявність у повітрі хімічних речовин та аерозолів фіброгенної дії (пилу).

Психофізіологічні (фактори трудового процесу):

Важкість праці - визначається рівнем енерговитрат, фізичним динамічним навантаженням, масою вантажів, що переміщуються, кількістю стереотипних рухів, статичним навантаженням та робочою позою.

Напруженість праці - зумовлена сенсорними та емоційними навантаженнями, монотонністю операцій та специфікою режиму роботи.

6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

Технічні заходи для забезпечення безпеки організації робочих місць

Електропостачання силового обладнання та системи освітлення підприємства реалізовано на базі чотирьох провідної мережі трифазного змінного струму напругою 380/220 В (де лінійна напруга становить 380 В, а фазна — 220 В). Враховуючи наявність струмопровідної підлоги у виробничих приміщеннях, умови праці класифікуються як такі, що мають підвищену небезпеку щодо ураження електричним струмом.

Комплекс технічних заходів безпеки під час експлуатації та ремонту електродвигунів включає наступні положення:

Вимкнення та блокування. Будь-які роботи, пов'язані з доторканням до

струмопровідних або рухомих частин електродвигуна та привідного механізму, вимагають повної зупинки обладнання. На пускових пристроях та ключах керування обов'язковим є вивішування заборонного знаку безпеки «Не вмикати! Працюють люди» згідно з чинними нормами [3].

Заземлення. При виконанні робіт на електродвигуні встановлення заземлення здійснюється на кабельній лінії (у розподільчому пристрої або безпосередньо біля електродвигуна). Для електроустановок напругою до 1000 В процедури зняття напруги та заземлення жил кабелю регламентуються вимогами [3].

Якщо роботи на механізмі не передбачають контакту з рухомими частинами, а з'єднувальну муфту роз'єднано, заземлення кабельної лінії не є обов'язковим.

У випадку тривалої перерви в роботі або простою відключеного електродвигуна, живильна кабельна лінія повинна бути заземлена з боку двигуна. У разі неможливості використання переносних заземлень через великий переріз кабелю (для напруги до 1000 В), допускається заземлення мідним провідником відповідного перерізу або з'єднання жил між собою з їх ізолюванням, що фіксується в оперативному журналі.

Заходи для механізмів із можливим самочинним обертанням. Перед допуском до робіт на насосах, димососах та вентиляторах необхідно унеможливити обертання ротора через зворотний потік середовища. Для цього запірні арматури (засувки, шибери) закривається та замикається на замок, а ротори електродвигунів загальмовуються. Демонтаж захисних огорожень під час роботи обладнання категорично заборонено.

Робота під напругою та обслуговування.

Операції з комутаційною апаратурою ручного керування в мережах понад 1000 В виконуються з використанням ізолювальних підставок та діелектричних рукавичок.

Технічне обслуговування щіткового апарату на працюючому електродвигуні дозволяється виконувати одноосібно працівнику з групою

електробезпеки не нижче III. При цьому обов'язковим є використання спецодягу, що щільно прилягає (для запобігання захопленню), головного убору та діелектричного взуття (або килимків). Забороняється одночасний дотик до струмопровідних частин різної полярності або до струмопровідних та заземлених частин.

Шліфування контактних кілець ротора без зупинки двигуна дозволяється виключно за допомогою ізоляційних колодок та із застосуванням захисних окулярів.

Організаційні заходи.

Для запобігання помилковим діям персоналу на сусідніх однотипних електродвигунах (незалежно від їх стану — робота чи резерв) вивішуються плакати «Стій! Напруга».

Випробування електродвигунів спільно з виконавчими механізмами проводяться за дозволом начальника зміни з відповідними записами в оперативних журналах технологічного та електротехнічного цехів.

Ремонтні та налагоджувальні роботи на відокремлених від механізмів електроприводах можуть виконуватися за розпорядженням. Пробні вмикання до повного завершення робіт потребують виведення бригади з робочої зони, а відновлення робіт — оформлення повторного допуску.

6.2 Електробезпека

Комплекс інженерно-технічних заходів, спрямованих на запобігання ураженню електричним струмом, базується на вимогах чинних нормативних документів [4, 5] і передбачає реалізацію наступних рішень:

Захист від прямого дотику. З метою унеможливлення контакту персоналу з струмопровідними частинами, що перебувають під напругою в нормальному режимі роботи, застосовуються такі методи:

локалізація неізольованих струмопровідних елементів у спеціалізованих приміщеннях з обмеженим доступом або в замкнених металевих шафах;

прокладання кабельних ліній до споживачів у прихованих конструкціях підлоги (каналах, лотках);

використання засобів орієнтації та інформування: маркування обладнання, встановлення табличок і попереджувальних знаків безпеки.

Захист при непрямому дотику (автоматичне вимкнення живлення). В електроустановках напругою до 1000 В при живленні однофазних споживачів застосовується система захисного занулення з використанням нульового захисного провідника (РЕ).

Принцип дії: У разі пробоя ізоляції на корпус обладнання виникає однофазне коротке замикання, що призводить до спрацювання апаратів захисту і відключення пошкодженої установки від мережі.

Вимоги надійності: Для ефективного функціонування захисту регламентується забезпечення цілісності нульового захисного провідника, а також необхідної кратності струму короткого замикання відносно номінального струму (або уставки) захисного пристрою.

Застосування електрозахисних засобів. Обслуговуючий персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами індивідуального та колективного захисту. Перед кожним використанням обов'язковим є проведення огляду засобів на предмет справності, відсутності зовнішніх пошкоджень та забруднень, а також перевірка терміну придатності за штампом періодичних випробувань. Експлуатація засобів із простроченим терміном випробування заборонена.

Класифікація електрозахисних засобів для установок напругою до 1000В:

Основні засоби (ізоляція яких здатна тривалий час витримувати робочу напругу мережі, що дозволяє працювати безпосередньо на струмопровідних частинах):

- ізолювальні штанги;
- ізолювальні та електровимірювальні кліщі;
- покажчики напруги;
- діелектричні рукавички;
- слюсарно-монтажний інструмент з ізолювальними руків'ями.

Додаткові засоби (що слугують для захисту від напруги дотику і кроку, а також посилюють дію основних засобів, проте самостійно не забезпечують захист від робочої напруги):

- діелектричне взуття (калоші);
- діелектричні килимки та ізолювальні підставки;
- ізолювальні накладки;
- переносні заземлення;
- захисні огороження, плакати і знаки безпеки.

6.3 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

З метою створення сприятливих санітарно-гігієнічних умов праці, параметри мікроклімату в робочій зоні регламентуються згідно з вимогами нормативних документів [6]. Допустимі значення температури, відносної вологості та швидкості руху повітря, а також інтенсивності теплового опромінення визначаються з урахуванням періоду року та категорії важкості виконуваних робіт.

Характеристика виконуваних робіт персоналом відповідає категорії середньої важкості. Регламентовані показники мікроклімату для даної категорії наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 — Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні

Період року	Категорія робіт	Температура повітря (t), °C	Відносна вологість (φ), %	Швидкість руху повітря (V), м/с
Теплий	Середньої важкості (Па)	18 – 27	65 (при 26 °C)	0,2 – 0,4
Холодний	Середньої важкості (Па)	17 – 23	≤ 75	≤ 0,3

Для досягнення та підтримання регламентованих показників мікроклімату проектними рішеннями передбачено комплекс інженерно-технічних заходів відповідно до [7]: Вимоги до поверхонь: Перепад між температурою внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій (або зовнішніх поверхонь технологічного обладнання) та температурою повітря робочої зони не повинен перевищувати 2°C за умови дотримання допустимих норм мікроклімату. Організація робочого простору: У випадках, коли температура поверхонь устаткування виходить за межі допустимих значень (є вищою або нижчою за норму), робочі місця повинні бути розміщені на відстані не менше ніж 1 м від таких поверхонь. Вентиляція: Забезпечення нормованих значень швидкості руху повітря та необхідного повітрообміну реалізується шляхом експлуатації систем припливно-витяжної вентиляції.

Склад повітря робочої зони

Вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) відповідно до чинних санітарно-гігієнічних норм [6]. Перелік потенційних забруднювачів, характерних для даного технологічного процесу, та їх нормативні показники наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимальна разова	Середньодобова	
Оксид вуглецю		20	4
Пил нетоксичний	4	4	4

Для нормалізації складу повітря та забезпечення вибухопожежної безпеки проектом передбачено комплекс організаційно-технічних заходів [7]:

Регламент прибирання. Обов'язковим є проведення щоденного прибирання робочих місць. Графік очищення повинен складатися з урахуванням режимів роботи устаткування: роботи проводяться виключно при вимкненому обладнанні (у міжзмінні перерви, вихідні дні або під час технологічних простоїв).

Контроль запиленості. Нагромадження шару пилу товщиною понад 3 мм на будь-яких поверхнях є критичним і вимагає негайного видалення, оскільки такі відкладення значно підвищують ризик виникнення пожежі.

Фактори ризику. При організації робіт слід враховувати, що пожежна небезпека пилу зростає прямо пропорційно зменшенню розміру його часток (дисперсності) та зниженню відносної вологості повітря у приміщенні. 7.2.3

Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт, що виконуються під час експлуатації об'єкта, класифікується як робота середньої точності. Відповідно до вимог ДБН В.2.5-28-2018 «Природне і штучне освітлення», дані умови праці відповідають IV розряду зорової роботи.

Для забезпечення нормованих показників освітленості (див. табл. 7.3) та енергоефективності системи проектом передбачено наступні технічні та експлуатаційні рішення:

1. **Штучне освітлення:** Реалізовано систему загального освітлення з використанням енергоощадних світлодіодних ламп типу E27 LED 15W NW

A60 "SG". Світильники монтуються на висоті 2,5 м над рівнем робочої поверхні.

2. **Керування освітленням:** Світильники розташовані рядами, що дозволяє здійснювати секційне керування (послідовне вмикання/вимикання рядів) для компенсації недостатності природного світла в різний час доби.

3. **Експлуатаційні заходи:** Для підтримки коефіцієнта запасу освітлювальної установки передбачено систематичне очищення скління світлових прорізів та арматури світильників від пилу (з періодичністю не рідше двох разів на рік). Для захисту від прямого сонячного випромінювання на вікнах встановлюються жалюзі.

Таблиця 6.3 — Нормативні вимоги до освітлення виробничих приміщень (згідно з ДБН В.2.5-28-2018)

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		КПО природ	КПО сум
						всього	у т. ч. від загальн ого		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Виробничий шум

Оцінка шумового навантаження на робочих місцях базується на використанні відносної логарифмічної шкали, де за нульовий рівень прийнято поріг слухового сприйняття людини на частоті 1000 Гц. Регламентація

допустимих рівнів шуму здійснюється відповідно до чинних стандартів системи безпеки праці (ССБП).

Гранично допустимі рівні (ГДР) звукового тиску для постійних робочих місць у виробничих приміщеннях, диференційовані за середньгеометричними частотами октавних смуг, наведено в таблиці 7.4.

Таблиця 6.4 — Нормовані рівні звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шкідливого впливу шуму до нормативних значень проектом передбачено комплекс заходів, що класифікуються відповідно до стандартів на засоби індивідуального та колективного захисту.

Реалізація захисту від шуму включає наступні рішення:

➤ Архітектурно-планувальні та акустичні заходи:

застосування звукопоглинального облицювання огорожувальних конструкцій (стін та стелі) у зонах розташування джерел шуму;

використання спеціальних підвісних об'ємних звукопоглиначів.

➤ Технічні заходи:

впровадження малошумного технологічного та вентиляційного обладнання;

використання віброізоляції для запобігання поширенню структурного шуму.

➤ Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ):

У випадках, коли технічними засобами неможливо досягти нормативних параметрів, передбачено використання сертифікованих протишумових навушників або беруші згідно з вимогами до ЗІЗ органів слуху.

Виробнича вібрація

За характером спектра та місцем виникнення вібраційне навантаження на об'єкті класифікується як загальна вібрація категорії За. Даний тип визначається як технологічна вібрація, що виникає при роботі стаціонарного обладнання та передається на робочі місця персоналу виробничих приміщень, не маючи при цьому спрямованих джерел випромінювання.

Гранично допустимі рівні (ГДР) параметрів виробничої вібрації регламентуються чинними санітарними нормами. Нормативні значення віброшвидкості та віброприскорення для робочої зони наведено в таблиці 7.5.

Таблиця 6.5 — Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$						

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зниження негативного впливу вібраційних навантажень на персонал проектом передбачено впровадження комплексу інженерно-технічних та організаційних заходів:

Вібrogасіння та віброізоляція:

Застосування методу динамічного гасіння вібрації шляхом приєднання до об'єкта захисту додаткових коливальних систем, реакції яких зменшують амплітуду коливань у точках кріплення.

Вдосконалення кінематичних схем та конструктивних елементів машин для зниження віброактивності у джерелі.

Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ):

Використання спеціалізованого віброзахисного взуття з пружно-демпфувальною підошвою.

Застосування антивібраційних рукавиць, вкладишів та прокладок для захисту рук при контакті з інструментом або органами керування.

6.4. Пожежна безпека

Організація пожежної безпеки об'єкта здійснюється відповідно до вимог «Правил пожежної безпеки в Україні» [11, 12]. Класифікація приміщень та будівель за вибухопожежною та пожежною небезпекою проводиться згідно з ДСТУ 8829:2019 [13] та ДБН В.1.2-7 [14].

Категорування приміщень. Приміщення, в якому експлуатується синхронний електродвигун, за вибухопожежною та пожежною небезпекою віднесено до категорії Д. Ця категорія характеризується наявністю негорючих речовин і матеріалів у холодному стані. Згідно з класифікацією «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), клас вибухонебезпечної зони визначено як П-III (зона поза приміщеннями, де зберігаються тверді горючі речовини).

Характеристика будівлі. Будівля цеху відповідає III ступеню вогнестійкості.

Конструктивні рішення: Несучі та огороджувальні конструкції виконані з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону чи залізобетону.

Перекрыття: Допускається використання дерев'яних конструкцій, захищених штукатуркою або негорючими матеріалами груп Г1 (низька горючість) чи Г2 (помірна горючість).

Покрівля: Елементи горищного покриття з деревини підлягають обов'язковій вогнезахисній обробці.

Нормативні значення меж вогнестійкості будівельних конструкцій для будівель III ступеня (згідно з ДБН В.1.1.7-2002) наведено в таблиці 7.6.

Таблиця 6.6 — Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (для III ступеня)

Найменування будівельних конструкцій	Мінімальна межа вогнестійкості, хв	Максимальна межа поширення вогню, см
Стіни:		
— несучі та стіни сходових кліток	REI 120	M0
— самонесучі	REI 60	M0
— зовнішні ненесучі	E 15	M0
— внутрішні ненесучі (перегородки)	EI 15	M1
Колони	R 120	M0
Сходові клітки:		
— площадки, косоури, сходи, марші	R 60	M0
Перекриття:		
— міжповерхові (в т.ч. горищні)	REI 45	M1
Елементи покриттів:		
— плити, настили, прогони	Не нормується	—
— балки, ферми, арки, рами	Не нормується	—

Таблиця 6.7 — Характеристика протипожежних перешкод

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 6.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.8 (знаменник).

Таблиця 6.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IV, V
III	8/9	8/12	10/15

На території підприємства встановлено 3 порошкових вогнегасників ВП-5(8).

Висновки до розділу

У розділі проведено комплексний аналіз умов праці персоналу, що обслуговує когенераційну установку (КГУ) та систему автоматизації. Виявлено основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, серед яких: підвищений рівень шуму та вібрації від двигуна внутрішнього згорання, небезпека ураження електричним струмом, висока температура поверхонь теплообмінників та ризик загазованості приміщення.

Розроблено заходи з техніки безпеки, що включають використання звукоізолюючих кожухів для КГУ, встановлення захисного заземлення та занулення електрообладнання згідно з вимогами ПУЕ, а також теплоізоляцію трубопроводів гарячого теплоносія.

Обґрунтовано необхідність встановлення системи автоматичного моніторингу концентрації природного газу та оксиду вуглецю в приміщенні машинного залу з інтеграцією в загальну систему аварійного відключення паливоподачі.

Розраховано параметри штучного освітлення та примусової припливно-втяжної вентиляції, що забезпечує дотримання санітарно-гігієнічних норм (ДСН 3.3.6.042-99) та створення оптимального мікроклімату для роботи електронних компонентів системи керування.

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз когенераційної установки як об'єкта автоматизації в умовах непромислового підприємства. Встановлено, що ключовим фактором енергетичної ефективності системи є комплексне використання електричної та теплової енергії, що дозволяє досягти сумарного ККД на рівні 80–90% та забезпечити автономність об'єкта.

2. Розроблено математичну модель динаміки теплообмінного апарату КГУ на основі методу зосереджених параметрів. Отримана система лінеаризованих диференціальних рівнянь описує взаємозв'язок між температурними режимами першого та другого контурів, що дозволило визначити передаточні функції об'єкта за каналами керування та збурення.

3. Запропоновано та досліджено алгоритм керування на основі ПІ-регуляторів для стабілізації температури теплоносія. Обґрунтовано відмову від диференціальної складової для запобігання посиленню шумів у швидких контурах вимірювання. Шляхом моделювання підтверджено, що обрана структура забезпечує астатизм системи та необхідну точність регулювання температури зворотного трубопроводу.

4. Розроблено концепцію тригенерації із інтеграцією абсорбційних холодильних машин (АХМ) у загальну схему автоматизації. Це дозволило вирішити проблему утилізації надлишкового тепла в літній період, трансформуючи його в холодоагент для систем кондиціонування, що вирівнює сезонний графік навантаження КГУ.

5. Виконано вибір сучасної елементної бази системи керування, включаючи програмовані логічні контролери, триходові клапани з електроприводами та інтелектуальні датчики температури. Проведено гідравлічний розрахунок мережі, що дозволило оптимізувати потужність насосного обладнання та знизити витрати на власні потреби системи.

6. Виконано техніко-економічне обґрунтування, яке підтвердило доцільність впровадження розробленої АСК. Очікуваний економічний ефект досягається за рахунок суттєвого зниження споживання природного газу та

покупної електроенергії. Розрахований термін окупності системи в умовах сучасних тарифів на енергоносії становить приблизно 2,1 року.

7. Розроблено заходи з охорони праці, техніки безпеки та екологічної безпеки при експлуатації когенераційного обладнання. Запропоновані рішення щодо шумоізоляції та контролю загазованості приміщень гарантують відповідність розробки діючим нормативним актам (ДБН, ДСТУ) та стандартам безпеки праці.

Таким чином, розроблена автоматизована система керування тепловою генерацією когенераційної установки дозволяє вирішити проблему ефективного розподілу енергоресурсів та забезпечує стабільні показники якості теплопостачання в умовах динамічної зміни зовнішніх навантажень.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ EN 15316-4-4:2017. Енергоефективність будівель. Метод розрахунку енергопотреби та енергоефективності системи. Частина 4-4. Системи генерування тепла, убудовано-інтегровані когенераційні системи (EN 15316-4-4:2017, IDT). – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018.
2. ДБН В.1.2-11:2021. Енергозбереження та енергоефективність. – К.: Мінрегіон України, 2022. – (Державні будівельні норми України).
3. Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу : Закон України від 05.04.2005 № 2509-IV. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2509-15>
4. Єнін П. М., Швачко Н. А. Теплопостачання : навч. посібник. – К. : КНУБА, 2007. – 244 с. http://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/Enin_2007_244.pdf
5. Каплінець С. М. Автоматизація систем теплопостачання, вентиляції і кондиціонування повітря : навч. посібник. – Харків : УкрДУЗТ, 2021. – 186 с.
6. Масліков М. М. Сучасні технологічні процеси та обладнання харчових виробництв (розділи про когенерацію та енергозбереження). – К. : НУХТ, 2016.
7. Дубніков О. Ю. Когенераційні системи в енергетиці : монографія. – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2019.
8. Viessmann Climate Solutions SE. Vitobloc 200: Технічні дані та принципи автоматизації когенераційних модулів. <https://www.viessmann.ua/>
9. Danfoss Drives. VLT® HVAC Drive FC 102: Керівництво з проектування та налаштування частотних перетворювачів у системах ТЕЦ. <https://www.danfoss.com/en/>
10. Коваль А. М., Машуков М. Ю., Коваль Т. М. «Інформаційні параметри системи керування тепловою генерацією когенераційної установки» в матеріалах конференції "Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ)", Вінниця, 2025 [Електронний ресурс].
11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості

та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

13. НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=48644.

14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

15. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

16. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

17. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

18. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

19. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

20. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

21. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

22. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL:

<https://dwg.ru/dnl/15125>.

23. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

25. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

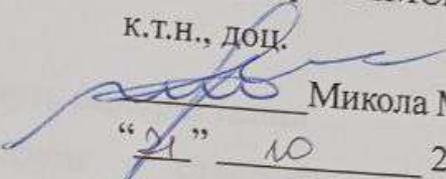
26. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри КЕМСК

к.т.н., доц.

 Микола МОШНОРИЗ

« 21 » 10 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

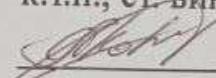
на магістерську кваліфікаційну роботу

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ
ГЕНЕРАЦІЄЮ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

08-24.МКР.006.00.000 ТЗ

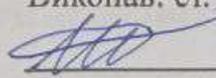
Керівник роботи

к.т.н., ст-викл.

 Андрій КОВАЛЬ

« 21 » 10 2025 р.

Виконав: ст. гр. ЕПА-24м

 Максим МАШУКОВ

« 21 » 10 2025 р.

1 Загальні відомості

Повне найменування розробки – «Автоматизована система керування тепловою генерацією когенераційної установки».

Скорочене найменування розробки – «Автоматизована система керування тепловою генерацією когенераційної установки».

2 Підстави для розробки

Індивідуальне завдання та наказ ректора Вінницького національного технічного університету про затвердження тем магістерських кваліфікаційних робіт.

3 Призначення розробки і галузь використання

Основною метою даної роботи є створення вискоелективної автоматизованої системи керування процесами відбору, розподілу та споживання теплової енергії, що виробляється когенераційною установкою.

4 Вимоги до розробки

Основними вимогами до системи автоматизованого керування процесами теплогенерації є забезпечення стабілізації температурних режимів теплоносія із заданими показниками якості регулювання. Система має гарантувати високий рівень енергоефективності через утилізацію скидного тепла, надійність роботи обладнання, оперативність керування та безпечні умови експлуатації.

5 Комплектація розробки

Система, що розробляється, включає когенераційну установку (двигун внутрішнього згоряння з генератором), теплообмінні апарати, датчики температури та витрати теплоносія, виконавчі механізми у вигляді триходових клапанів з електроприводом, циркуляційні насоси, абсорбційну холодильну машину, а також елементи системи керування на базі програмованого логічного контролера.

6 Технічні характеристики

Таблиця 1 – Технічні характеристики

№п\п	Показник	Позначення	Величина
1.	Електрична потужність, кВт	P	50
2.	Теплова потужність, кВт	Q	81
3.	Загальний ККД, %	ККД	90
4.	Час перехідного процесу в контурі керування, с	t	120
5.	Температура теплоносія у першому контурі,	T	95
6.	Номінальна напруга генератора, В	U	400

7 Джерела розробки

1. Viessmann Climate Solutions SE. Vitobloc 200: Технічні дані та принципи автоматизації когенераційних модулів. <https://www.viessmann.ua/>

2. Danfoss Drives. VLT® HVAC Drive FC 102: Керівництво з проектування та налаштування частотних перетворювачів у системах ТЕЦ. <https://www.danfoss.com/en/>

3. Коваль А. М., Машуков М. Ю., Коваль Т. М. «Інформаційні параметри системи керування тепловою генерацією когенераційної установки» в матеріалах конференції "Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ)", Вінниця, 2025 [Електронний ресурс].

8 Етапи виконання

Основна частина	
Графічна частина	

9 Конструктивне виконання

Система автоматизованого контролю та керування реалізується блоками, котрі реалізуються у відповідності до вимог електробезпеки у пиловологозахищеному виконанні.

10 Показники технологічності

Система автоматизованого контролю та керування вологістю цукру виконується на сучасній елементній базі, його монтаж, заземлення, струмопровід повинні відповідати правилам улаштування електроустановок.

11 Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування здійснюється слюсарями служби КВП та А відповідної кваліфікації. Технічний огляд пристрою здійснюється мінімум один раз на місяць. Ремонт здійснюється інженерами-електромеханіками фахівцями з електромеханічних систем автоматизації та електропривода.

12 Живлення системи

Живлення елементів системи, що розробляється повинно бути виконане напругою 380 В від силової мережі підприємства.

13 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації магістерської кваліфікаційної роботи контролюється керівником згідно з графіком виконання роботи. Прийняття роботи здійснюється комісією затвердженою зав. кафедрою згідно з графіком захисту.

Додаток Б (обов'язковий) ілюстративна частина

Графічна частина

**АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕПЛОВОЮ
ГЕНЕРАЦІЄЮ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ**

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів

Тема: Автоматизована система керування тепловою генерацією
когенераційної установки

Автори:
ст. викл. каф. КЕМСК Коваль А.М.
ст. гр. ЕПА-24м Машуков Максим

Особливості роботи систем електропостачання з децентралізованою генерацією

Енергонезалежність:

Гарантоване живлення систем освітлення, ліфтів, ескалаторів та систем пожежної безпеки під час аварійних відключень у загальній мережі.

Економічність:

Собівартість власної електроенергії значно нижча за комерційні тарифи, а супутнє тепло для ГВП та опалення є фактично безкоштовним.



Зрізання пікових навантажень:

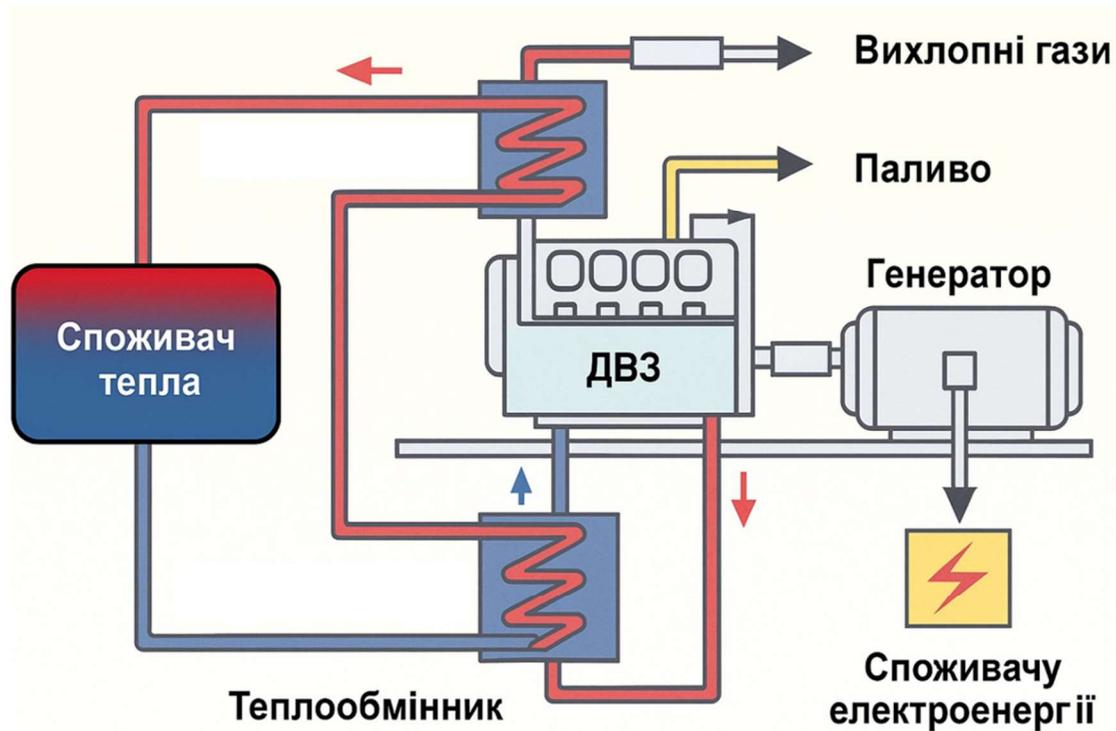
Зменшення витрат на оплату зарезервованої потужності шляхом покриття піків споживання власною генерацією.

Екологічність:

підвищує інвестиційну привабливість об'єкта та лояльність орендарів.

Компактність та інтеграція: Сучасні КГУ в контейнерному виконанні потребують мінімальної площі та можуть бути розміщені на даху або в прибудовах, не займаючи корисну торгову площу.

Принцип дії когенераційної установки



Двигун внутрішнього згоряння: Спалює паливо (газ, біогаз тощо) і приводить у дію генератор.

Генератор: Перетворює механічну енергію двигуна на електроенергію для споживача.

Утилізація тепла: Тепло, що виділяється під час роботи двигуна (охолоджувальна рідина) та з вихлопних газів, не викидається в атмосферу, а відбирається через теплообмінники.

Теплова енергія: Нагріта вода спрямовується до споживача тепла (для опалення або гарячого водопостачання).

Виклики автоматизованого керування тепловою генерацією когенераційних установок

Адаптація до нерівномірного навантаження: Оперативне підстроювання під різкі коливання споживання тепла (зміни погоди, вплив відвідувачів, графік роботи фуд-кортів).

Дотримання прецизійного режиму: Суворе підтримання графіка 90/65 °С, що є критичним для забезпечення максимального ККД теплообмінників та стабільної роботи систем вентиляції.

Економія палива: Мінімізація перевитрат газу шляхом точного балансування генерації енергії відповідно до реального попиту в режимі реального часу.

Захист обладнання: Запобігання тепловим ударам, перегріву двигуна та гідравлічним ударам, що значно подовжує міжремонтний ресурс КГУ.

Синхронізація з тригенерацією: Автоматичне керування потоками тепла при переході від режиму опалення до режиму охолодження (через АБХМ) влітку.

Мінімізація людського фактора: Виключення помилок персоналу та необхідності постійної присутності операторів, що знижує експлуатаційні витрати.

Енергобезпека: Миттєва реакція САК на аварійні ситуації та автоматичне переведення установки в безпечний або автономний («острівний») режим.

Актуальність теми, мета, об'єкт та задачі дослідження

Метою пропонованої роботи є підвищення ефективності роботи когенераційної установки за рахунок забезпечення системою автоматизованого керування теплової генерації оптимальних режимів її роботи.

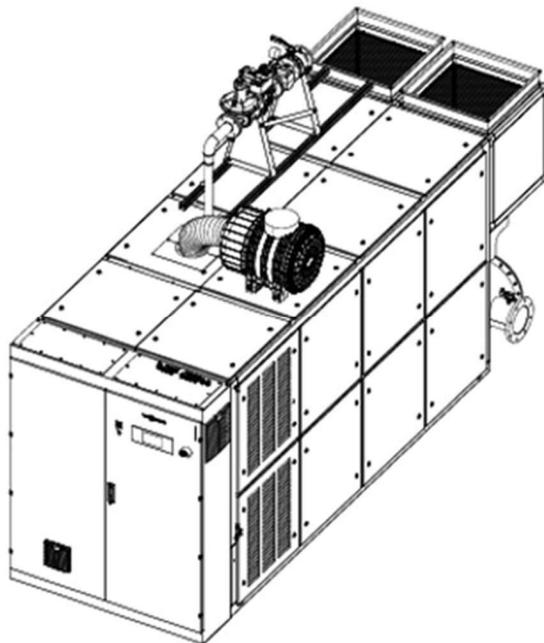
У відповідності із поставленою метою необхідно вирішити наступні завдання:

1. Проаналізувати технологічні особливості когенераційних установок та сучасні підходи до їх автоматизації.
2. Розробити математичну модель динаміки теплообмінника КГУ як об'єкта керування з врахуванням розподілених параметрів.
3. Обґрунтувати структуру системи автоматичного керування тепловою генерацією та вибрати закони регулювання.
4. Провести комп'ютерне моделювання розробленої САК для оцінки її стійкості та якості в перехідних режимах.
5. Розробити технічні рішення щодо апаратної реалізації системи та оцінити техніко-економічну ефективність впровадження.

Об'єкт дослідження. Об'єктом дослідження є процес керування тепловими режимами системи відведення та розподілу теплової генерації когенераційної установки.

Предметом дослідження. Математичні моделі, алгоритми та апаратні засоби для реалізації автоматизованої системи керування тепловою генерацією когенераційної установки.

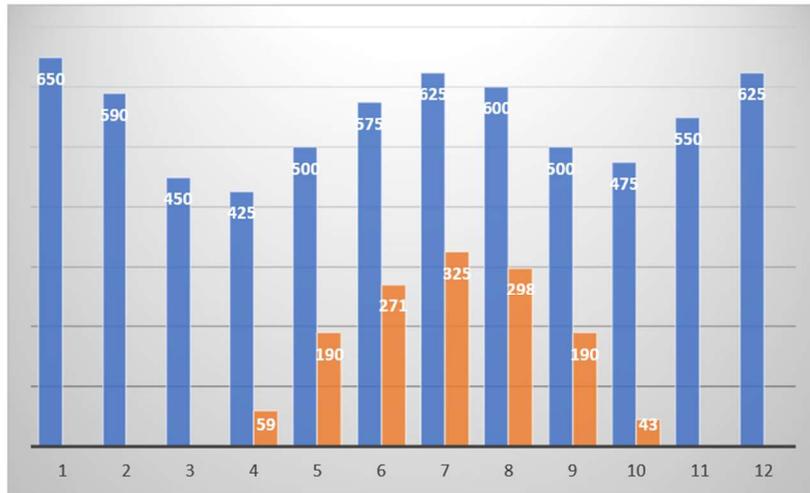
Основні технічні показники когенераційної установки Vitobloc 200 NG 530-2-1



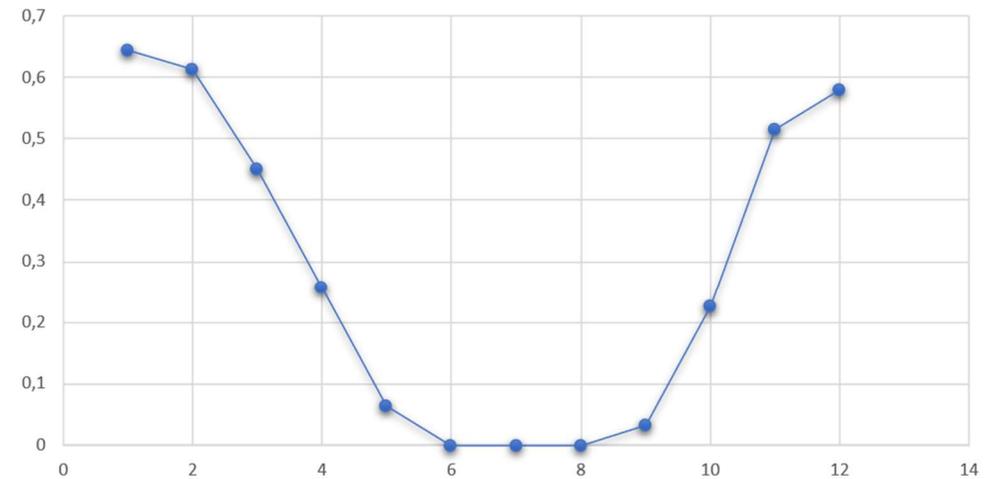
Тривала потужність Vitobloc 200 NG 530-2-1	ОВ	Значення
Електрична потужність		
100 % навантаження	кВт	530
75 % навантаження	кВт	398
50 % навантаження	кВт	265
Теплова потужність високої температури		
100 % навантаження	кВт	675
75 % навантаження	кВт	524
50 % навантаження	кВт	378

Тривала потужність Vitobloc 200 NG 530-2-1	ОВ	Значення
Електрична потужність		
100 % навантаження	кВт	530,00
75 % навантаження	кВт	398,00
50 % навантаження	кВт	265,00
Теплова потужність високої температури		
100 % навантаження	кВт	675,00
75 % навантаження	кВт	524,00
50 % навантаження	кВт	378,00
Показники енергетичної ефективності		
Електричний ККД		
100 % навантаження	%	39.3
75 % навантаження	%	38.3
50 % навантаження	%	36.5
Тепловий ККД високої температури		
100 % навантаження	%	50,00
75 % навантаження	%	50.5
50 % навантаження	%	52,00

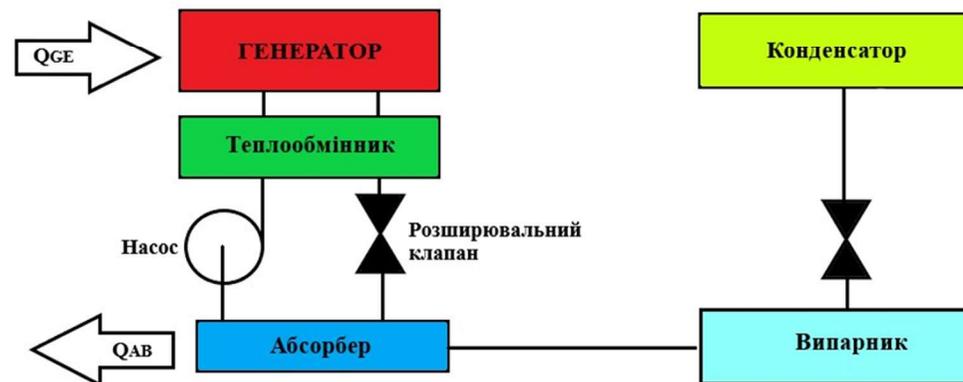
Річні графіки споживання теплової та електричної енергії підприємства



Річний графік споживання електричної енергії з вираженими витратами ел енергії на охолодження приміщення



Річний графік споживання теплової енергії в ТРЦ



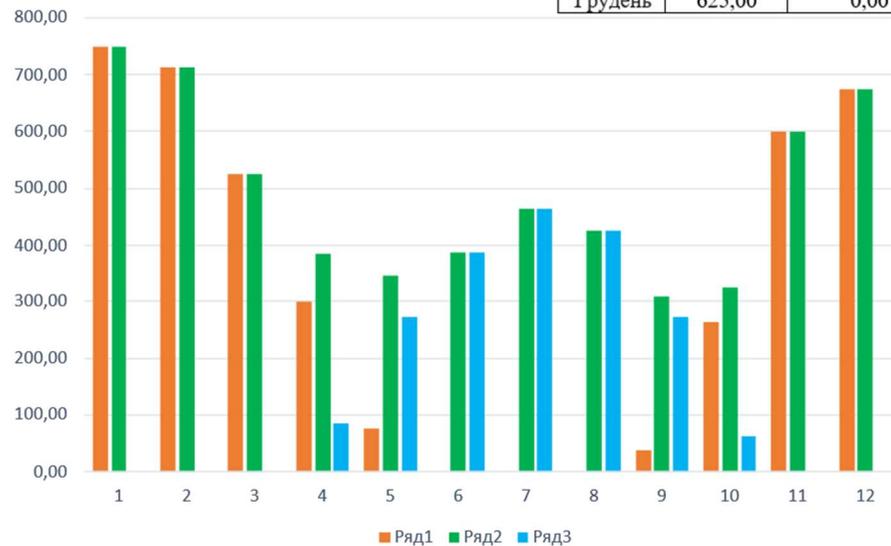
Річні графіки виробництва теплової та електричної енергії КГУ

$$P_{Q_{\text{холі}}} = \frac{P_{W_{\text{холі}}}}{\eta_{\text{абс}}}$$

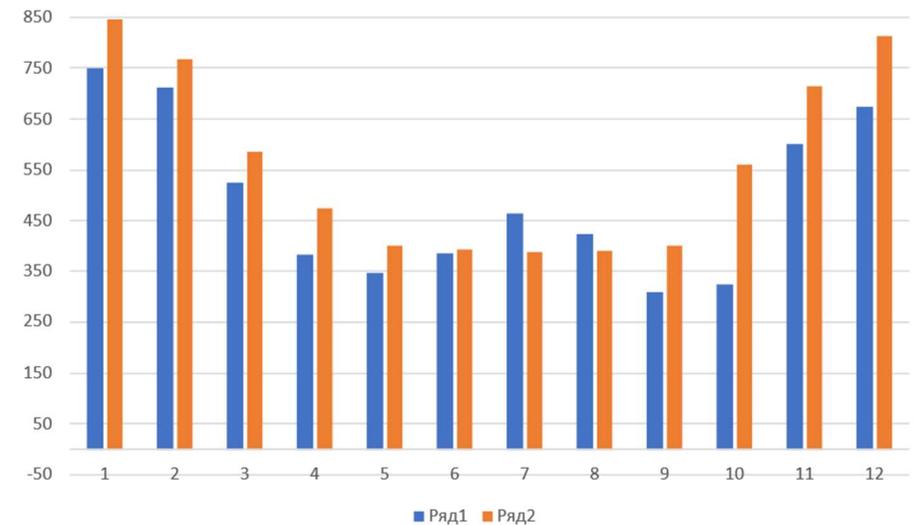
$$P_{Q_{\Sigma i}} = P_{Q_{\text{теплі}}} + P_{Q_{\text{холі}}}$$

$$P_{\text{теплі}} = \frac{P_{\text{елі}} \cdot \eta_{\text{теплі}}}{\eta_{\text{ел}}}$$

Місяць	середня потужність кондиціювання	Потужність без витрат на кондиціювання	Виробництво тепла КГУ за графіком споживання електричної енергії	
Січень	650,00	0,00	650,00	845,00
Лютий	590,00	0,00	590,00	767,00
Березень	450,00	0,00	450,00	585,00
Квітень	425,00	59,00	366,00	475,80
Травень	500,00	190,00	310,00	403,00
Червень	575,00	271,00	304,00	395,20
Липень	625,00	325,00	300,00	390,00
Серпень	600,00	298,00	302,00	392,60
Вересень	500,00	190,00	310,00	403,00
Жовтень	475,00	43,00	432,00	561,60
Листопад	550,00	0,00	550,00	715,00
Грудень	625,00	0,00	625,00	812,50



Річний сумарний графік споживання теплової енергії



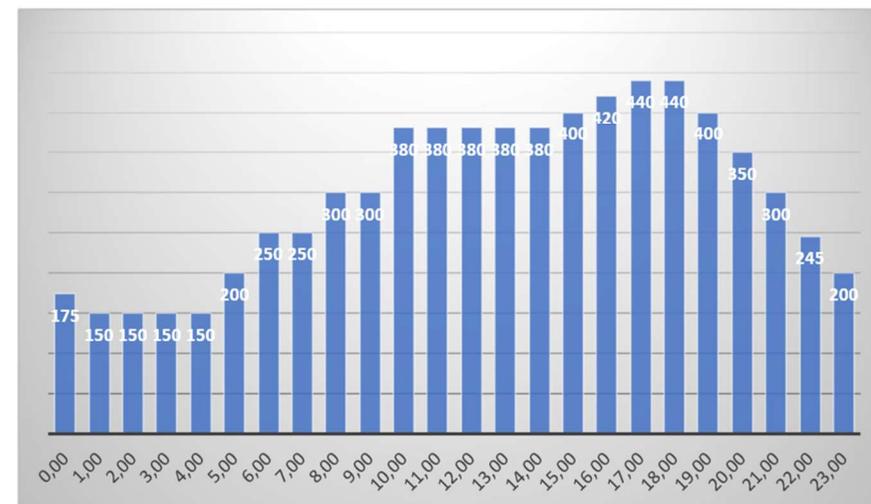
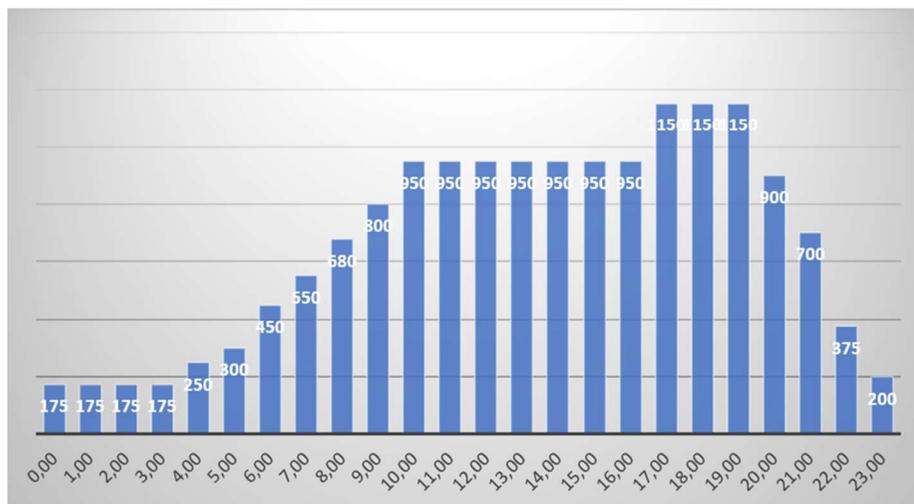
Співвідношення споживання до виробництва тепла



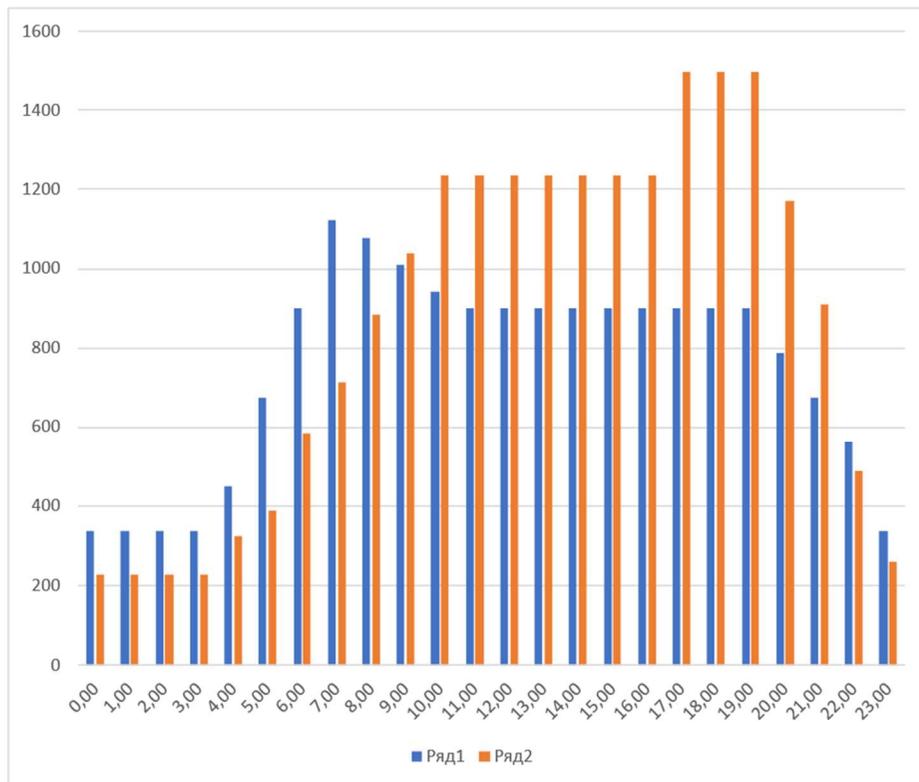
Добове споживання тепла/ ел. енергії взимку



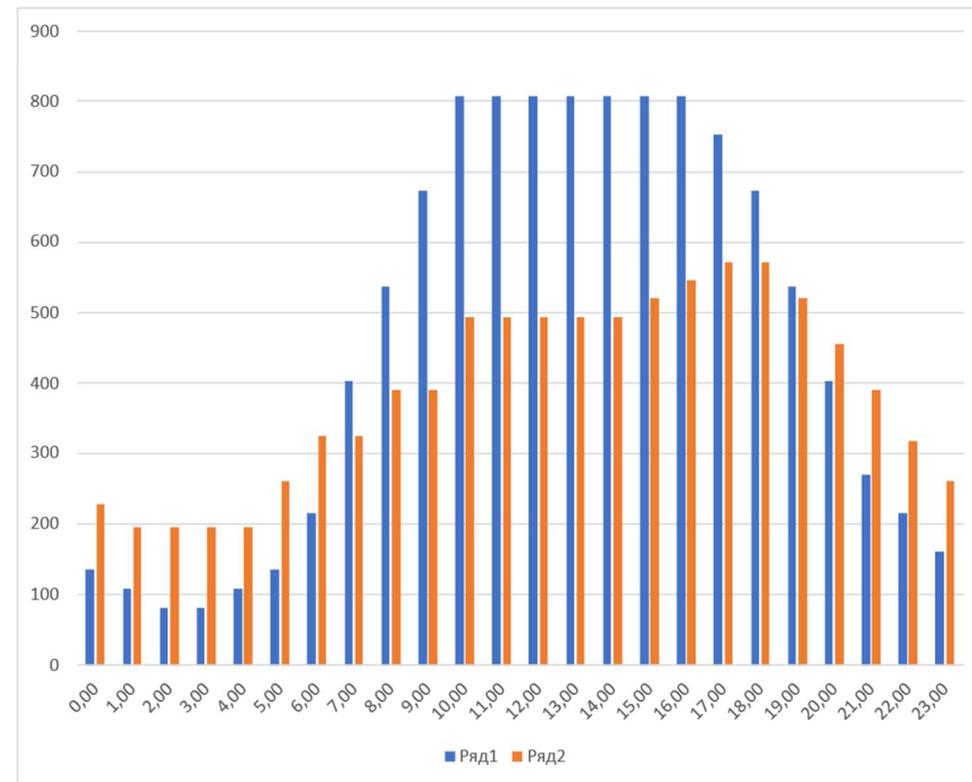
Добове споживання тепла/ ел. енергії влітку



Добові графіки виробництва теплової та електричної енергії КГУ

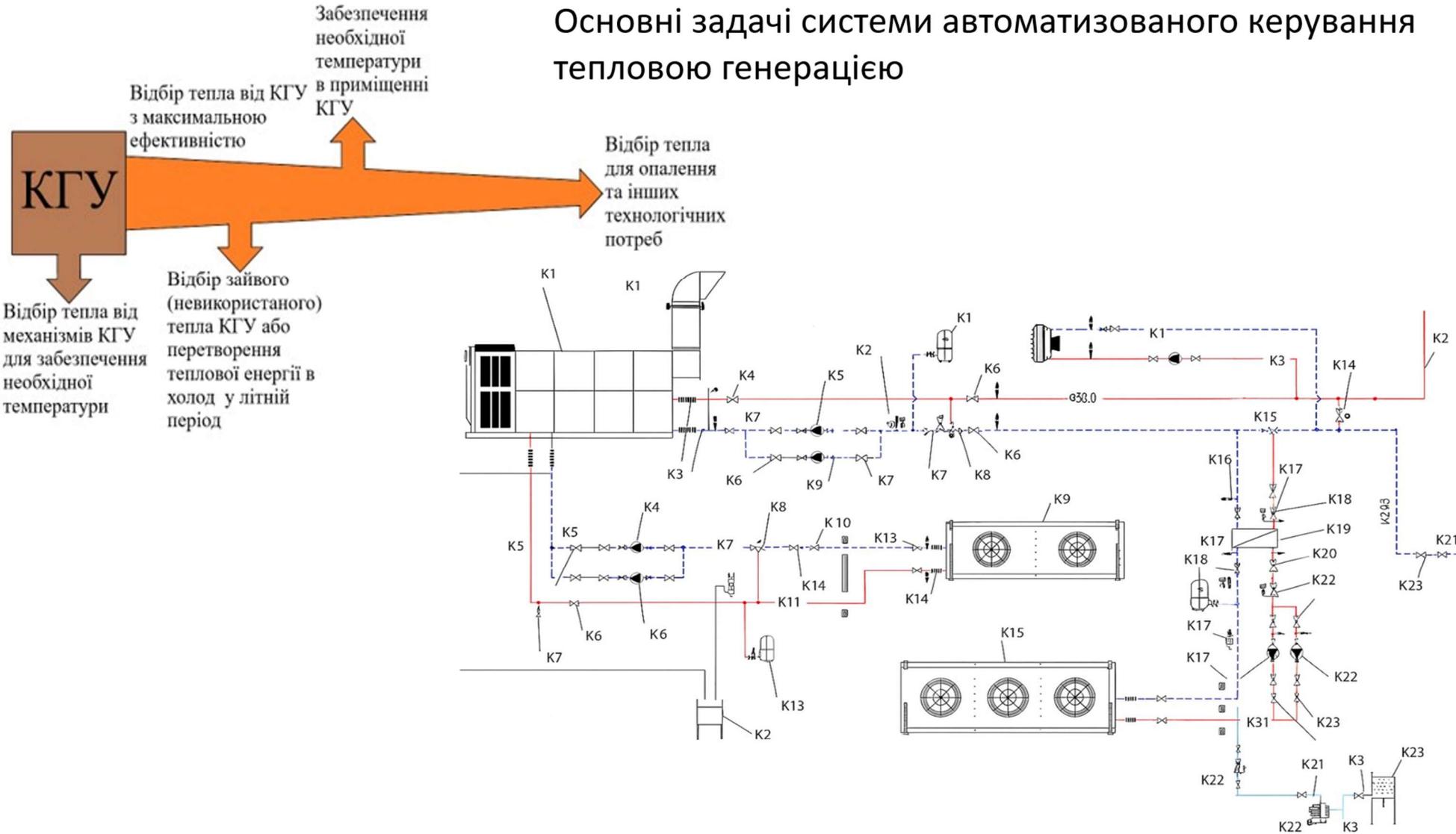


Порівняння споживання електричної енергії з виробництвом теплової енергії взимку



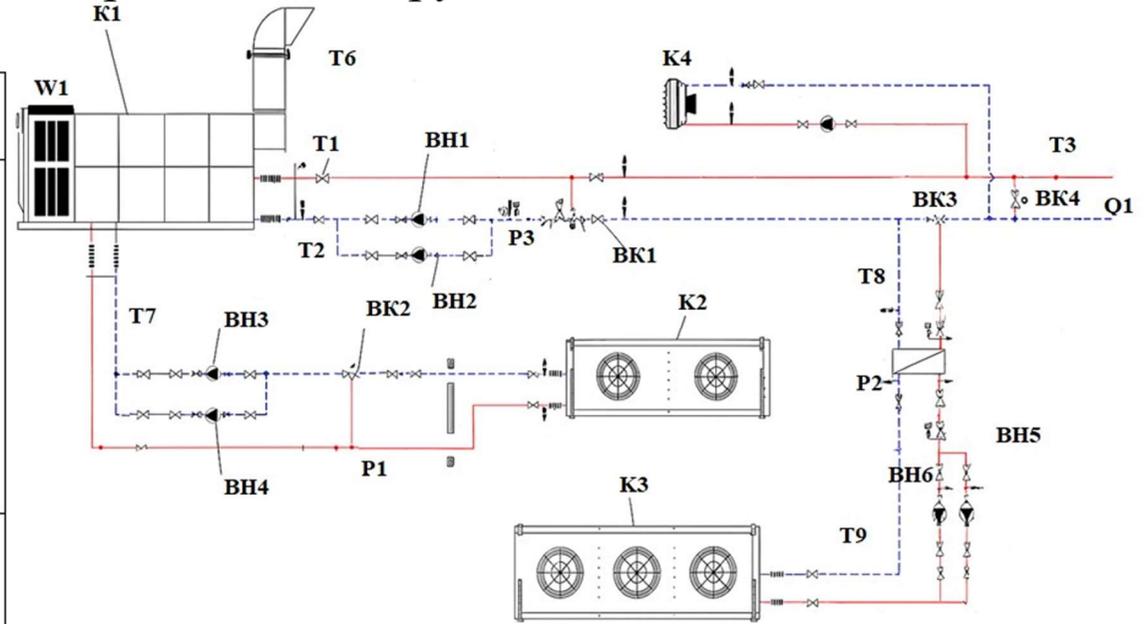
Порівняння споживання електричної енергії з виробництвом теплової енергії влітку

Основні задачі системи автоматизованого керування тепловою генерацією



Інформаційні параметри системи керування

Фізична величина параметру	Позначення на схемі	Об'єкт інформаційного параметру	Можливий засіб моніторингу
Температура	T1	вихід з КГУ	Сенсор температури
	T2	зворотній трубопровід КГУ	
	T3	магістральний трубопровід подачі до системи опалення	
	T4	навколишнього середовища	
	T5	приміщення, де встановлено КГУ	
	T6	повітря на виході з КГУ	
	T7	охолоджуючої рідини системи охолодження КГУ	
	T8	теплоносія на вході основного теплообмінника	
Тиск	P1	Охолоджуючої рідини системи охолодження КГУ	Сенсор тиску
	P2	Охолоджуючої рідини в контурі градирні	
	P3	Основного теплоносія	
Витрата тепла	G1	Трубопроводи системи тепlopостачання	цифровий калориметр
Електрична потужність	W1	генерована електрична потужність КГУ	Шафа керування КГУ по протоколу обміну <u>даними</u>



Розташування сенсорів та виконавчих механізмів

Структурна схема системи автоматизованого керування тепловою генерацією КГУ

Витрата води визначається з рівняння теплового балансу:

$$Q = \frac{P}{c \cdot \rho \cdot \Delta T}$$

де $P = 747,5$ кВт – теплова потужність;

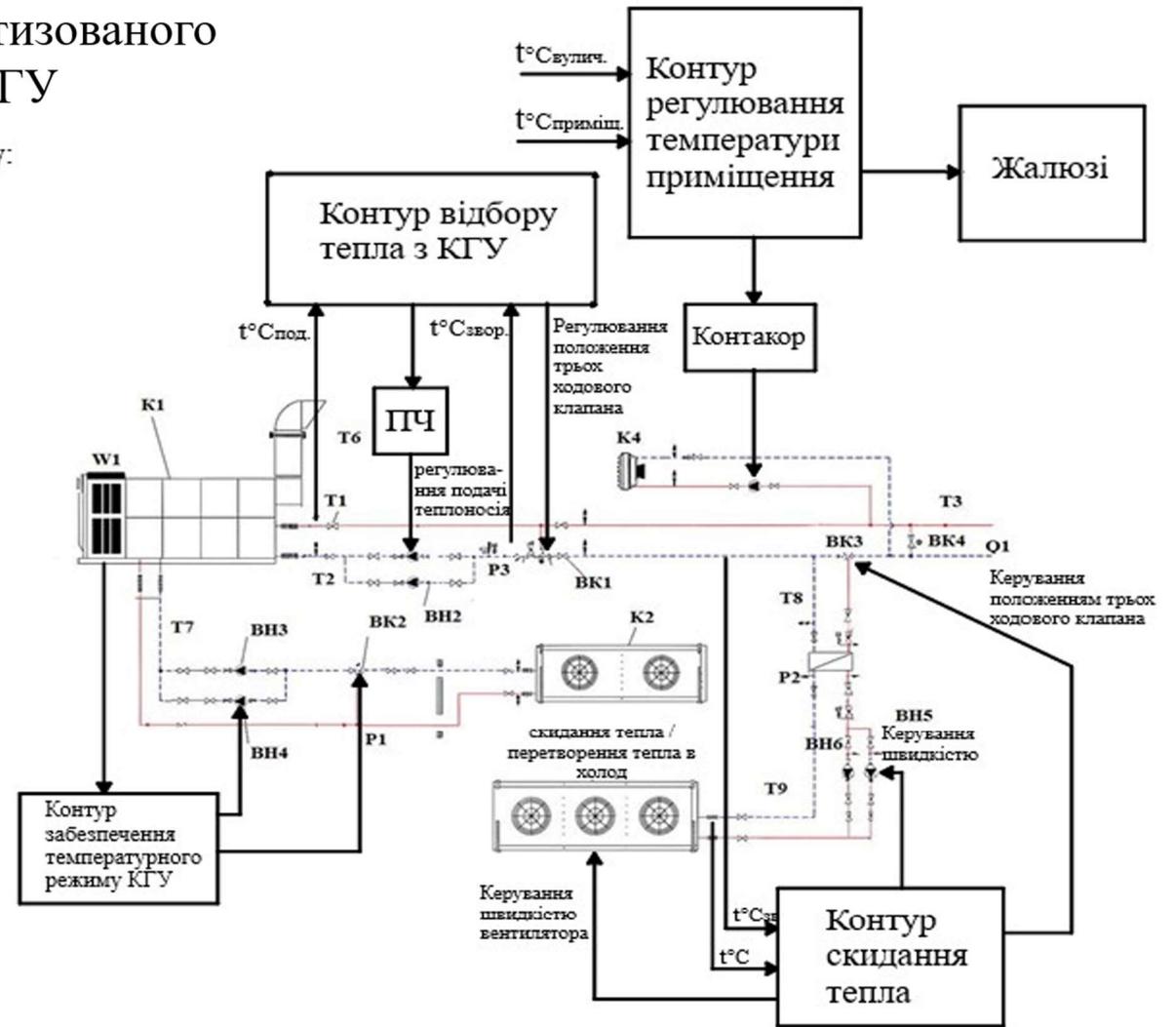
Потужність насоса визначається формулою:

$$P = \frac{P \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta}$$

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{макс}} \cdot K$$

Де $P_{\text{макс}}$ — максимальне значення споживаної потужності за графіком навантаження;

$K = 1,5$ — коефіцієнт запасу.



Математичні моделі теплообмінних процесів КГУ

Для моделі із зосередженими параметрами систему рівнянь можна привести до спрощеної формули загальної переданої потужності Q :

$$Q = KF\Delta T_{\text{ср}}$$

де K — загальний коефіцієнт теплопередачі, який має нелінійний характер та є функцією багатьох змінних:

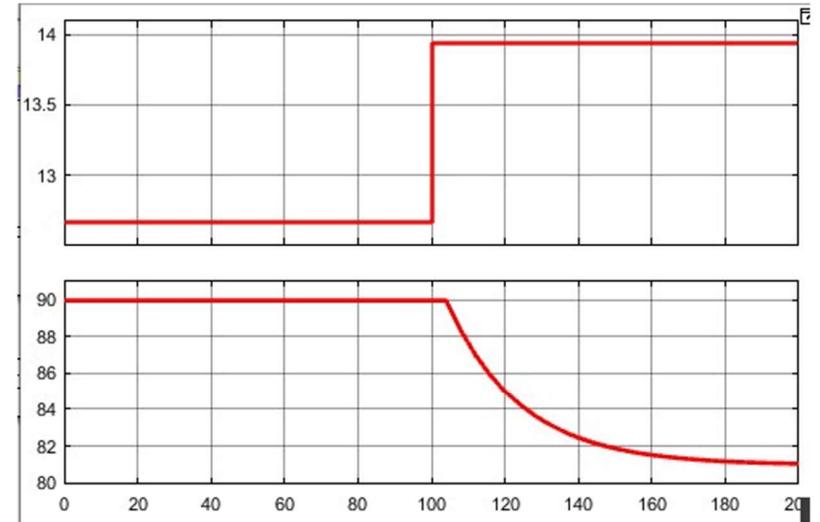
$$K = f(\alpha_1, \delta_{\omega}, \lambda_{\omega}, \alpha_2 R_{\text{заобр}}, G_1, G_2)$$

$$W_{G1}(S) = \frac{\Delta T_{\text{зд}}(S)}{\Delta G_1(S)} \approx \frac{K_{G1} e^{-\tau s}}{T s + 1}$$

Де K_{G1} — статичний коефіцієнт підсилення каналу керування;

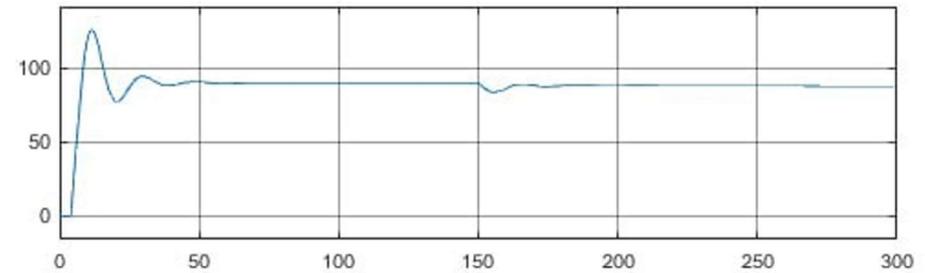
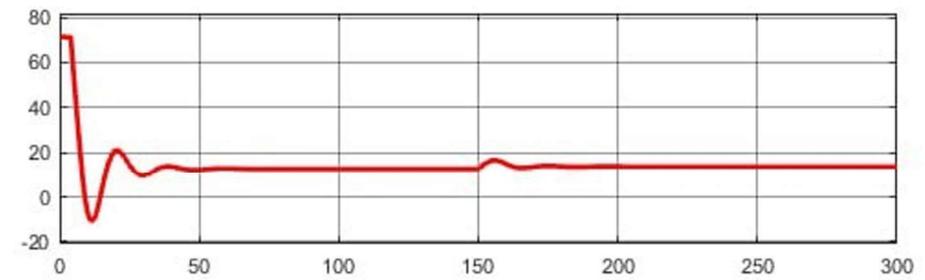
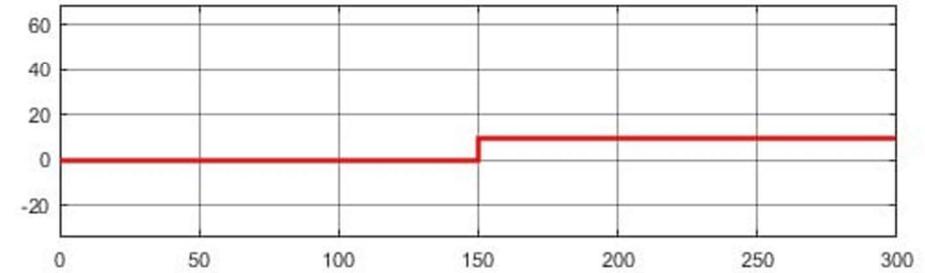
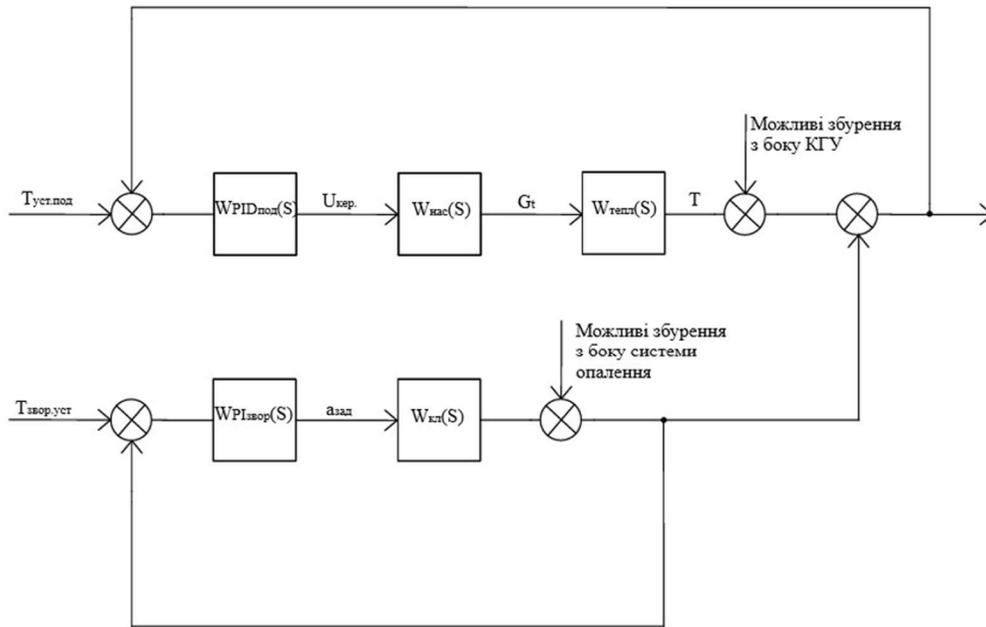
T — постійна часу об'єкта;

t — час транспортного запізнення.



Часові діаграми розімкненої системи відбору тепла з
КГУ

Структурна схема системи автоматизованого керування контуру відбору тепла з КГУ



Економічний розрахунок системи автоматизованого керування КГУ

Найменування обладнання	Кількість, шт.	Ціна за 1 шт., грн.	Загальна вартість, грн.
Сенсор температури Danfoss MBT 5250	9	5000	45000
сенсор температури зовнішнього повітря Danfoss ESMT	2	2800	5600
Сенсор тиску Danfoss MBS 3000	3	7400	22200
Лічильник тепла Ахіота QALCOSONIC E3	1	10000	10000
трьох ходовий клапан danfoss vf 3	3	15000	45000
редукторний електропривод Danfoss AMV 435	3	12000	36000
Насос циркуляційний (моноблочний) Aquatica Industrial GPD25	6	2000	12000
частотний перетворювач Danfoss VLT HVAC Drive FC 102	2	40000	80000
Grundfos TP/TPE 200-300	2	75000	150000
Загальна вартість обладнання:			405800
Транспортні витрати та монтажні витрати (13%)			52754
Витрати на будівельні та пусконаладжувальні роботи (10%)			40580
Капітальні витрати (інвестиції) у систему керування			499134

Розрахунок річної економії електроенергії:

$$E_{\text{econ}} = P \cdot N_{\text{pump}} \cdot T_{\text{work}} \cdot K_{\text{eff}}$$

$$E_{\text{econ}} = 37 \cdot 1 \cdot 8000 \cdot 0,15 = 44400 \text{ (кВт} \cdot \text{год/рік)}$$

Грошовий еквівалент економії:

$$C_{\text{econ}} = 44400 \cdot 7,5 = 333000 \text{ (грн./рік)}$$

Чистий річний економічний ефект:

$$P_{\text{net}} = C_{\text{econ}} - (C_{\text{ЗР}} + C_{\text{РЕМ}} + C_{\text{МАТ}})$$

$$P_{\text{net}} = 333000 - (53592 + 10231,2 + 1534,68) = 267642,12 \text{ (грн.)}$$

Термін окупності розраховуємо за виразом:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{\text{net}}}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{499134}{267642,12} = 1,86 \text{ (рік)}$$

Висновки: Наукова новизна, практична цінність

Наукова новизна. Вдосконалено математичну модель динаміки теплообмінних процесів когенераційної установки, яка, на відміну від існуючих, враховує особливості режимів роботи об'єкту та забезпечує вищу точність синтезу законів регулювання в умовах динамічної зміни витрати теплоносія.

Дістав подальшого розвитку метод автоматичного керування інерційними тепловими процесами, що, на відміну від існуючих має два контури регулювання температури теплоносія на подачі та зворотному трубопроводі, що дало змогу підвищити ефективність відбору тепла з когенераційної установки

Практичне значення

На основі типових річних та добових графіків споживання теплової та електричної енергії встановлено можливі графіки генерації електричної енергії когенераційної установки з максимальним використанням згенерованої теплової енергії.

Розроблено структурну схему системи автоматизованого керування тепловою генерацією когенераційної установки, що забезпечує ефективне використання виробленої теплової енергії в різних режимах роботи підприємства.

Визначено набір інформаційних параметрів необхідних для здійснення керування тепловою генерацією когенераційної установки та здійснено розрахунок та вибір виконавчих механізмів, що забезпечують ефективне використання виробленої теплової енергії.

Розроблено прикладну методику розрахунку та налаштування параметрів ПІ-регуляторів для контурів керування тепловою потужністю КГУ, що дозволяє на етапі проектування визначити оптимальні коефіцієнти підсилення, що забезпечують мінімальну тривалість перехідних процесів при обмеженні на перерегулювання.

Висновки: апробація результатів дослідження

Результати роботи опубліковані у вигляді тез доповідей на міжнародній науково-технічній конференції: Коваль А.М., Машуков М. Ю., Коваль Т. М. «Інформаційні параметри системи керування тепловою генерацією когенераційної установки» в матеріалах конференції "Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ)", Вінниця, 2025.



Додаток В - протокол перевірки кваліфікаційної роботи

Назва роботи: Автоматизована система керування тепловою генерацією когенераційної установки

Тип роботи: магістерська кваліфікаційна робота

Підрозділ: кафедра КЕМСК, ФЕЕЕМ, гр. ЕПА-24м

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

Запозичення, виявлені у роботі, є законними і не містять ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту

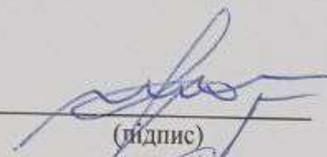
У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.

У роботі виявлено ознаки плагіату та/або текстових маніпуляцій як спроб укриття плагіату, фабрикації, фальсифікації, що суперечить вимогам законодавства та нормам академічної доброчесності. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

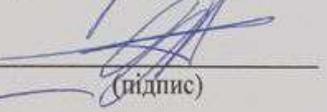
Зав. кафедри КЕМСК Мошноріз М.М.

(прізвище, ініціали, посада)

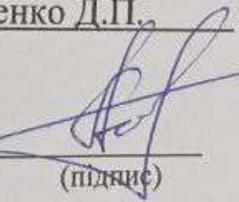

(підпис)

Гарант ОП Проценко Д.П.

(прізвище, ініціали, посада)


(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку

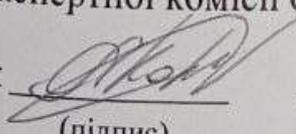

(підпис)

Паянок О.А.

(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

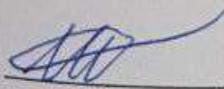
Керівник


(підпис)

Коваль А.М.

(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач


(підпис)

Машуков М.Ю.

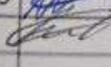
(прізвище, ініціали)

08-24.МКР.006.00.000 ПЗ

Автоматизована система
керування тепловою генерацією
когенераційної установки

Лист	Макс	Масштаб
Аркуш		Аркуші

ВНТУ, гр. ЕПА-24м

Зм.	Арх.	№ документа	Підпис	Дата
Розробив:		Машуков МЮ		
Перевірив:		Коваль А.М.		
Т. контр.				
Проверил:				
Норм. кон.				
Затверд.		Мощиориз М.М.	