

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання
(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра теплоенергетики
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи
магістра
(ступінь вищої освіти)

на тему «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ
В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНИ САНАТОРІЮ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ
КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ»
08-11.МКР.007.00.00.000 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу групи ТЕ-18м
спеціальності

144 - теплоенергетика
(шифр і назва спеціальності)

Портнов В. М.
(прізвище та ініціали)

Керівник Остапенко О.П.
(прізвище та ініціали)

Опонент _____
(прізвище та ініціали)

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

Кафедра теплоенергетики

Ступінь вищої освіти магістр

Спеціальність 144 - теплоенергетика
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕ

С.Й.Ткаченко

“ _____ ” _____ 20__ року

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

Портнову Віктору Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОНАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ»

керівник роботи – Остапенко Ольга Павлівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від 02.10. 2019 року № 251

2. Строк подання студентом роботи 26.11.2019 р.

3. Вихідні дані до роботи: потужність опалення 4 МВт; потужність споживачів гарячого водопостачання (ГВП) 2 МВт; відпуск теплоти на технологічні потреби 0,5 МВт, температура прямої мережної води на виході із котельні 95 °С; температура зворотної мережної води 70 °С

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналітичний літературний огляд із підвищення ефективності енерговикористання на об'єктах туристсько-рекреаційного комплексу; методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні санаторію з використанням когенераційних та теплонасосних установок; практичні рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання із застосуванням КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію; аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ, охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

теплова схема котельні санаторію з КТНУ, план котельні санаторію з КТНУ, аксонометрична схема монтажу КТНУ, план розташування обладнання КТНУ, календарний план монтажу КТНУ, функціональна схема автоматизації обладнання, техніко-економічні показники, графічні залежності

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	завдання прийняв
Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ	Лялюк О.Г., к.т.н., доцент кафедри БМГА		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянська І. М., к.пед.н., доцент кафедри БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 04.10.2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів МКР	Строк виконання етапів МКР	Примітка
1	Аналітичний літературний огляд із підвищення ефективності енерговикористання на об'єктах туристсько-рекреаційного комплексу	04.10.19 – 15.10.19	
2	Методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в теплової схемі котельні санаторію з використанням когенераційних та теплонасосних установок	16.10.19 – 01.11.19	
3	Практичні рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання із застосуванням КТНУ в теплової схемі котельні санаторію	02.11.19 – 14.11.19	
4	Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ	15.11.19 – 25.11.19	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.11.19 – 25.11.19	

Студент _____
(підпис)**Портнов В. М.**
(прізвище та ініціали)Керівник роботи _____
(підпис)**Остапенко О.П.**
(прізвище та ініціали)

Анотація

В магістерській кваліфікаційній роботі (МКР) розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи в теплової схеми котельні санаторію з когенераційно-теплонасосними установками (КТНУ), оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення енергоефективності теплової схеми котельні санаторію (на прикладі котельні в місті Одеса) із використанням КТНУ. Досліджено варіанти з підвищення енергоефективності теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ (на прикладі котельні в м. Одеса).

Досліджено та оцінено вплив режимів роботи теплової схеми котельні санаторію (на прикладі котельні в місті Одеса) із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію. Проведено дослідження, визначені енергоефективні режими та умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію (на прикладі котельні в м. Одеса).

Розроблено методичні рекомендації із підвищення енергоефективності та економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію (на прикладі котельні в м. Одеса) із застосуванням енергоефективних КТНУ.

Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в м. Одеса.

Annotation

In master's degree qualifying work (MDQW) is considered questions are from the increase of energy efficiency use in thermal scheme of boiler room of sanatorium with application of cogeneration heat pump installations (CHPI), from determination of the energy effective modes of exploitation of thermal scheme of boiler room of sanatorium with CHPI to provide consumers with thermal and electrical loads, conducted estimation of volumes of economy of energy resources from application of CHPI in the thermal chart of boiler room of sanatorium.

In master's degree qualifying work undertaken studies from the increase of the energy efficiency of thermal chart of boiler room of sanatorium (on the example of boiler room in Odesa city) with application of CHPI. Variants are investigated from the increase of energy efficiency of thermal chart of boiler room of sanatorium (on the example of boiler room in Odesa city) with application of CHPI.

Investigational and influence of the modes of operations of thermal scheme of boiler room of sanatorium (on the example of boiler room in Odesa city) is appraised with application of CHPI on the indexes of power and economic efficiency of thermal scheme of boiler room of sanatorium. A study is undertaken, the energy effective modes of application of the CHPI are certain in the thermal chart of boiler room of sanatorium (on the example of boiler room in Odesa city).

The methodical recommendations are worked out from the increase of energy efficiency and economic efficiency of thermal scheme of boiler room of sanatorium (on the example of boiler room in Odesa city) with application of CHPI.

The energy and economic effect from application of CHPI in the thermal scheme of boiler room of sanatorium in Odesa city are determined.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА ОБ’ЄКТАХ ТУРИСТСЬКО-РЕКРЕАЦІЙНОГО КОМПЛЕКСУ	10
1.1 Аналіз стану підвищення ефективності енерговикористання на об’єктах туристсько-рекреаційного комплексу	10
1.2. Когенераційні технології та енергозбереження.....	12
1.3 Приклади впровадження когенераційних технологій у світі	14
1.4 Теплонасосні технології та енергозбереження.....	16
1.5 Висновки та обґрунтування задач дослідження МКР.....	21
2 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ З ВИКОРИСТАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТА ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК.....	22
2.1 Ефективність роботи когенераційно-теплонасосних установок в тепловій схемі котельні санаторію в м. Одеса.....	22
2.2 Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) для теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ в місті Одеса	25
2.3 Оцінка ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для першого сезону, з використанням теплоти ВЕР.....	27
2.4 Оцінка ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для другого сезону, з використанням теплоти ВЕР.....	31
2.5 Оцінка ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для третього сезону, з використанням теплоти поверхневих вод.....	34
2.6 Оцінка енергоекономічної ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в місті Одеса.....	38

3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ	40
3.1 Показники роботи діючої теплової схеми котельні санаторію.....	40
3.2 Ефективність варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса.....	47
3.3 Обґрунтування вибору ефективного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію на основі порівняльного аналізу.....	61
3.4 Вибір обладнання для КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса.....	61
3.5 Розробка схеми автоматизації котельні санаторію з газовими котлами.....	62
3.6 Розробка технології монтажу КТНУ в котельні санаторію.....	64
3.7 Математичне та програмне забезпечення розрахунків ефективності циклів КТНУ для теплової схеми котельні санаторію.....	64
4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ.....	70
4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні з КТНУ.....	70
4.2 Техніко-економічні показники проекту.....	70
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	82
ВИСНОВКИ.....	99
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	102
ДОДАТКИ.....	114

ВСТУП

Актуальність роботи. Значні обсяги економії газу у разі виробництва теплової енергії теплофікаційними котельнями пов'язані з використанням компресійних теплових насосів. Однак, практичне застосування теплонасосних технологій у разі високої вартості електроенергії з мережі виявляється економічно недоцільним. Виходом з цього положення є використання в теплонасосній технології, як джерела електроенергії для теплових насосів, когенераційних установок, що виробляють електроенергію, собівартість якої значно нижча, ніж вартість електроенергії з мережі (когенераційного-теплонасосних технологій).

Метою МКР є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні та визначення енергоефективних режимів роботи когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ) в тепловій схемі котельні санаторію, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

Завдання МКР:

- дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні санаторію) із застосуванням КТНУ;
- дослідити та оцінити вплив режимів роботи теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію) із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію;
- провести дослідження, визначити енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні санаторію);
- розробити рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання та економічної ефективності теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію) із застосуванням КТНУ

Об'єкт дослідження – ефективність енерговикористання в тепловій схемі котельні санаторію із застосуванням когенераційних теплонасосних технологій.

Предметом дослідження є процеси в елементах теплової схеми котельні санаторію та когенераційних теплонасосних установок (КТНУ), що забезпечують підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні санаторію.

Методи дослідження – методом числового експерименту визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні санаторію з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні санаторію з КТНУ визначалися з використанням спеціалізованих програм SOLKANE SoftWare 8.0 та CoolPack1.5, адекватність результатів яких підтверджено характеристиками обладнання за даними фірм-виробників та точністю матеріальних та енергетичних балансів.

Наукова новизна:

- проведено апробацію методу комплексного оцінювання теплових схем з КТНУ, з використанням показників ефективності теплових схем з КТНУ, з метою визначення режимів енергоефективної експлуатації та економічно обґрунтованих режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з КТНУ;

- дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергетично та економічно ефективної інтеграції теплових схем водогрійних котельних з КТНУ в муніципальну теплоенергетику в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування з КТНУ в теплових схемах водогрійних котелень санаторіїв.

Практичне значення одержаних результатів. Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

Особистий внесок здобувача полягає у проведенні числових досліджень МКР, розробці методичних рекомендацій з оцінки та підвищення енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію з КТНУ, встановленні енергетичного та економічного ефекту від застосування з КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

Зв'язок МКР з науковими програмами, планами, темами. Тематика досліджень МКР відповідає науковому напрямку досліджень кафедри теплоенерге-

тики ВНТУ: «Синтез комбінованих теплоенергетичних установок, теплотехнологічних систем та устаткування».

Апробація результатів роботи. Матеріали та результати досліджень доповідалися на одинадцяти Міжнародних, Всеукраїнських та регіональних наукових конференціях.

Публікації. Результати проведених досліджень опубліковані в дванадцяти наукових публікаціях здобувача [1 – 12]: одній науковій статті [3] у фаховому виданні України, статтях у нефармових виданнях в Україні та за кордоном, збірниках матеріалів Міжнародних, Всеукраїнських та регіональних конференцій.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА ОБ'ЄКТАХ ТУРИСТСЬКО-РЕКРЕАЦІЙНОГО КОМПЛЕКСУ

1.1 Аналіз стану підвищення ефективності енерговикористання на об'єктах туристсько-рекреаційного комплексу

Розвиток туристсько-рекреаційного комплексу (ТРК) планується здійснювати на базі галузевих та регіональних концепцій інноваційного розвитку, в якому буде запропоновано необхідні заходи з впровадження технологічних та організаційних інновацій, створених, в тому числі, на забезпеченні ресурсо- та енергозбереження, підвищення ефективності управлінських процесів, оперативність та якості надання послуг [13].

У переліку основних напрямків реалізації стратегій є послідовне підвищення екологічних та санітарно-епідеміологічних вимог. Першочергова увага спрямована на використання найсучасніших доступних технологій, ресурсів, перехід на сучасні види сировини та теплової енергії, а також відновлювальну енергетику, засновану на використанні альтернативних та поновлюваних джерел енергії. Відповідно до Енергетичної стратегії, одними з головних стратегічних орієнтирів довгострокової державної енергетичної політики мають стати енергетична безпека та енергетична ефективність регіональної економіки.

Туристсько-рекреаційний комплекс характеризується в теперішній час низькою енергоефективністю та і явно недостатньою реалізацією можливостей енергозбереження.

В цих умовах особливої актуальності для туристично-рекреаційного комплексу набуває системне впровадження інноваційних технологій енергоефективності та енергозбереження, що буде сприяти мультиплікаційному ефекту в енергетиці, екології, економіці та соціальній сфері, підвищенні ефективності використання наявного економічного потенціалу ТРК [14].

Зниження енергоспоживання та обґрунтоване впровадження інноваційних енергоефективних технологій на підприємствах туристично-рекреаційного комплексу можна забезпечити в рамках планів інноваційного розвитку та енергетичних планів підприємства.

При прийнятті рішення за пріоритетами інноваційного розвитку підприємства туристично-рекреаційної сфери проводиться аналіз показників ефективності технологій в базовому році. Проект розвитку технологій, включаючи плановані норми енергоспоживання, складається з урахуванням цього аналізу і рекомендацій плану організаційно-технічних заходів щодо економії споживання паливно-енергетичних ресурсів. Разом з тим при визначенні енергетичної і, відповідно, економічної ефективності проведених організаційно-технічних заходів слід враховувати ряд факторів, які можуть призводити до збільшення споживання енергетичних ресурсів на підприємствах ТРК, але при цьому як удосконалювати саму технологію, так і

підвищувати якість послуг ТРК. До факторів, що підвищують питому витрату паливно-енергетичних ресурсів, можна перш за все віднести охорону навколишнього середовища, підвищення безпеки та надійності технологічного обладнання, а також підвищення (розширення) споживчих якостей послуг ТРК.

Метою формування енергетичного плану організацій ТРК є визначення можливостей використання енергетичних резервів зростання ТРК. Критерієм оптимальності плану розвитку організацій туристично-рекреаційного комплексу є досягнення енергоефективності нових або модернізованих технологій, тобто досягнення мінімально розумного «попиту енергії», необхідного для виробництва рекреаційного продукту встановленої якості [15].

Вирішення проблеми енергозбереження і підвищення енергетичної ефективності підприємств ТРК може забезпечуватися тільки комплексним підходом, що включає проведення енергетичного обстеження для визначення ефективності енерговикористання та потенціалу енергозбереження, впровадження системи енергетичного менеджменту, розробку програми заходів щодо підвищення ефективності

енерговикористання, реалізацію програми, моніторинг та підтвердження ефекту від реалізованого потенціалу енергозбереження [16].

Можна виділити два основних напрямки зниження споживання енергоресурсів на підприємстві. Перше - це організація обліку споживання палива і енергії, в тому числі на базі автоматизованих систем, ліквідація надлишкового споживання енергоресурсів.

Друге - це розробка і впровадження нових (інноваційних) енергозберігаючих технологій, обладнання та матеріалів, тобто таких технологій, в яких питома енергоємність продукції буде нижчою. На цьому шляху слід підкреслити особливу роль держави у необхідності стимулювання розробок і підтримки інноваційних проектів.

Значної актуальності набуває також впровадження на підприємствах ТРК системи управління інноваційною діяльністю, відповідно принципам міжнародних стандартів екологічного менеджменту (ISO 14001), менеджменту якості (ISO 9001), управління професійною безпекою і здоров'ям (OHSAS 18001). Дана система передбачає наявність на підприємстві інноваційної політики, положення про систему управління інноваційною діяльністю, цілей і стратегічних планів інноваційної діяльності, підготовлених працівників, які можуть забезпечити функціонування і розвиток системи управління інноваційною діяльністю. Наявність такої системи управління інноваційною діяльністю дозволяє виявити, оцінити і ефективно реалізувати наявний потенціал для досягнення стратегічних цілей розвитку підприємств туристично-рекреаційного комплексу [17].

1.2 Когенераційні технології та енергозбереження

У світі зростає все більший інтерес до когенерації або комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (на ТЕЦ), ці терміни використовуються взаємозамінно. Ця технологія забезпечує спосіб використання теплоти для нагрівання будівель, яка в іншому випадку буде видалена в навколишнє середовище,

як частина перетвореної енергії палива, що була витрачена для вироблення електроенергії, що також сприяє зменшенню глобального потепління [18-20].

Причина інтересу полягає в тому, що така теплота може вважатися «нульовим» або «низьковуглецевим теплом». Таким чином ТЕЦ - це назва, що дається електростанціям там, де їх скидна теплота виконує корисну мету на своєму шляху до скидання в навколишнє середовище. Усі електростанції, транспортні засоби та комунальні системи енергозабезпечення перетворюють менше половини енергії вхідного палива в електроенергію, решту енергії палива вони скидають як теплоту до навколишнього середовища, як правило, до річок чи водойм, або через градирні та вихлопні труби. Кількість палива, корисно перетвореного на електроенергію, визначається відсотком електроенергії чи потужності, що виробляється на одиницю енергії у вхідному паливі. Ця ефективність залежить від термодинамічного циклу, що

використовується для конверсії енергії. Один з найбільш ефективних термодинамічних циклів для перетворення є парогазова комбінована електростанція, яка поєднує використання газової турбіни з паровою турбіною. Такі установки перетворюють близько 60% енергії палива на електроенергію, на відміну від паротурбінного циклу для ядерного палива, біомаси чи вугілля, коефіцієнт корисної дії яких знаходиться в межах 34-40%. Цикли за допомогою парових турбін найбільш ефективні при видаленні відпрацьованого тепла при максимально низькій температурі до навколишнього середовища (як правило, близько 30 ° C), така температура занадто низька для цілей обігріву, але може бути корисною для садівництва чи локального низькотемпературного опалення. Інші силові цикли, засновані на двигунах, також скидають теплоту більш високій температурі (понад 80° C), полегшуючи використання тепла, що може відводиться, для опалення будівель. Для порівняння, ККД двигуна малого автомобіля становить близько 33%, найефективніші дизельні двигуни на кораблях з ККД близько 60%.

На відміну від згаданих електростанцій, що працюють лише для вироблення електроенергії, теплота, що відводиться від ТЕЦ задовольняє попит на тепло, наприклад, для опалення будинків [21].

Технологія ТЕЦ охоплює дуже широкий спектр обох технологій та потужностей (від 1 кВт електричної потужності до 400 МВт). Ці технології можуть включати парові турбіни, газові турбіни, двигуни, комбіновані цикли, мікротурбіни, паливні елементи та ін.

Загальні втрати (без урахування втрат кінцевого споживача) від Європейської енергетичної системи у 2008 році становили 7754 ТВт-год (37%) первинної енергії. Аналіз показує, що ТЕЦ може забезпечити значну економію первинної енергії порівняно зі звичайним виробництвом електроенергії та тепла в окремих установках, хоча за додаткових капітальних витрат, як правило, від 10% до 25% станції, що працює лише на вироблення електроенергії. Викопне паливо, відходи та поновлювані види палива можуть використовуватись як первинна енергія для ТЕЦ [22].

1.3 Приклади впровадження когенераційних технологій у світі

Приведемо характеристики впроваджених когенераційних установок [23].

Когенераційна система у готелі міжнародного аеропорту Rydges Sydney, постачальник та установник: Simons Green Energy, дата введення в експлуатацію: березень 2013 р.

Деталі щодо системи: повна електрична потужність: 70 кВт, загальна теплова потужність 109 кВт. Режим роботи: паралельне підключення до мережі. Джерело палива - природний газ. Виробник: SEVA Energie, двигун: MAN. Тип будівлі: 4,5-зірковий готель, що включає 318 номерів, ресторан, бар та гімназію. Орієнтовний термін окупності: від 4 до 5 років

Rydges Hotels & Resorts була заснована в 1998 році і є повністю австралійською власністю та керованою групою управління готелем. Група працює з 40 міськими, приміськими та курортними готелями та щорічно розміщує понад мільйон гостей. Новий готель в аеропорту Rydges Sydney буде офіційно відкритий у

травні 2013 року. В рамках проекту будівництва готелів на суму 70 мільйонів доларів компанія Simons Green Energy займалася проектуванням, постачанням, установкою, введенням в експлуатацію та технічним обслуговуванням системи когенерації на природному газі для забезпечення готелю Rydges з енергосистемою потужністю 70 кВт для доповнення електроенергії, придбаної з електромережі. Гаряча вода, яка генерується системою, використовується для обігріву гарячої води в готелі. Готель міжнародного аеропорту Rydges Sydney прийняв низку екологічних ініціатив, відповідно до стратегії управління навколишнім середовищем Sydney Airport Corporation Limited (SACL). Стратегія включає енергетичне управління та викиди парникових газів, управління водою, управління відходами та ресурсами, а також управління ґрунтами та землею. Для вирішення цих питань готель реалізував ряд провідних ініціатив, включаючи встановлення системи когенерації та переробку до 80% сміття та будівельних відходів. З початкових етапів проектування, інженерна команда компанії Simons Green Energy тісно співпрацювала з власником активів, Denwol Group, а також із призначеним будівельником Lipman Pty Ltd, щоб забезпечити безперебійну установку та оптимальну роботу системи [24].

Когенерація - це одночасне виробництво двох форм енергії - електроенергії та тепла, з одного джерела палива [25]. Когенерація використовує двигун, що працює на природному газі, для вироблення електроенергії на місці та перетворює відпрацьоване тепло від двигуна в додатне тепло для обігріву приміщень, тепла для виробництва, побутової гарячої води, опалення для басейнів тощо. Системи когенерації на об'єкті мають загальну ефективність до 85%, порівняно з 32% ефективністю електроенергетичної мережі, що працює переважно на вугіллі. У випадку готелю в аеропорту Rydges Sydney Airport відпрацьоване тепло, яке відводиться з системи охолодження двигуна та вихлопних газів двигуна, відбирається для отримання гарячої води при 65 ° C для використання в готелі. Оскільки гаряча вода виробляється "безкоштовно" від відпрацьованого тепла когенераційного двигуна, це зменшує витрати за рахунок зменшення кількості гарячої води, яку необхідно виготовляти в водогрійних котлах зі спалюванням природного газу. Сис-

тема когенерації оснащена двигуном з потужністю 70 кВт, що постачається MAN. Систему було налаштовано для роботи в двох різних режимах: паралельне підключення до мережі, завдяки чому система забезпечує базове навантаження, коли це вигідніше; підключення до режиму, яке забезпечить живлення попередньо вибраних "критичних служб" у разі відмови мережі. Гаряча вода, що виробляється агрегатом, зберігається у баках для зберігання гарячої води, розміщених на даху будівлі загальною місткістю 10500 літрів [26].

Система здатна виробляти до 350000 кВт·год електроенергії та близько 485000 кВт·год теплової енергії на рік, тим самим різко зменшуючи енерговитрати. Переваги системи когенерації: значно зменшує енерговитрати готелю; забезпечує резервне електропостачання у разі відмови мережі; зменшує викиди вуглецю до 251 тонн на рік, що еквівалентно посадці 2510 нових дерев на рік; виробляє 70 кВт електричної потужності; забезпечує експлуатаційну безпеку за допомогою систем контролю та моніторингу. Компанія Simons Green Energy, що входить до інженерної групи Simons, є провідним постачальником рішень в галузі енергетики, опалення та охолодження в Австралії. Маючи понад 80 років досвіду роботи в галузі теплотехніки, Simons пропонує рішення, адаптовані до потреб клієнтів, з надійними продуктами, технологіями та якістю обслуговування. Simons пропонує ряд обладнання для сталої та відновлюваної енергетики, включаючи системи когенерації та тригенерації, системи рекуперації відпрацьованого тепла та високоефективні парові та водогрійні котли. Simons розробляє, розміщує, постачає, підтримує та фінансує стійкі енергетичні рішення та технології в Австралії [27].

1.4 Теплонасосні технології та енергозбереження

Технологія теплових насосів може принести великі економічні, екологічні та енергетичні переваги для Європи. Теплові насоси використовують відновлювану енергію і можуть бути єдиною найефективнішою технологією нагрівання та

охолодження, особливо коли обидві послуги потрібні в одному місці та в однині і той же час [28-30].

Теплові насоси почали встановлювати у значній кількості відносно недавно, тоді як основна концепція теплових насосів була розроблена понад 150 років тому. Зараз ця технологія стає наріжним каменем для поєднання енергій декарбонізуючого нагрівання та охолодження в промисловості та суспільстві взагалі. Отже, перетворення енергії це не технологічний виклик, а питання політики та підвищення обізнаності.

Технологія теплового насоса успішно використовується вже більше 50 років і найважливішим кроком при розробці та встановленні системи теплового насоса є правильний вибір типу теплового насоса. Це потрібно зробити відповідно до чинного регламенту та керівних документів, щоб дозволити проектувальнику або монтажнику теплового насоса вибрати найбільш вигідне рішення для кінцевого споживача, як з точки зору капіталовкладень, так і з точки зору експлуатаційних витрат [31].

Однією з найбільш перспективних технологій зі зниження викидів парникових газів є електричні теплові насоси. Теплові насоси пропонують енергоефективний спосіб опалення приміщень і підготовки гарячої води. Хоча теплонасосна технологія добре себе зарекомендувала, вона ще не отримала суспільного визнання у всьому світі. В Європі стійкий ринок був створений тільки в невеликих країнах, таких як Швеція, Швейцарія та частина Австрії. Через зростання цін на нафту та електроенергію в поєднанні зі збільшення витрат на енергоносії та зростаючою стурбованістю станом довкілля, ринок теплових насосів почав зростати у всій Європі [32].

Тепловий насос - збірний термін для широкого спектру продукції, що використовує один і той же принцип роботи. Теплові насоси взагалі поділяються на різні типи. Усі типи мають свої плюси і мінуси, а також різний вплив на навколишнє середовище. Найважливіші аспекти, які слід враховувати під час оцінки різних джерел тепла: наявність, рівень температури, річні коливання та інвестиційна

вартість, що пояснюється вибором джерела тепла. Насправді, вибір буде обмежено через переважаючі місцеві умови.

Тепловий насос - це пристрій, який може забезпечити нагрівання, охолодження та вироблення гарячої води для житлових, комерційних та промислових застосувань. Будь-який тепловий насос може забезпечувати нагрівання та охолодження паралельно. Залежно від послуги, яка переважно використовується, машина називається тепловим насосом, кондиціонером або холодильною машиною.

Існують численні термодинамічні принципи, які використовуються для забезпечення нагрівання та охолодження. Отже, термін «тепловий насос» не стосується єдиного рішення, а відноситься до масиву технологій, які можна використовувати [33].

Більшість виробленої енергії видобувається з навколишнього середовища: теплові насоси можуть використовувати відновлювану енергію з повітря, води та землі. Теплові насоси також можуть використовувати надлишки енергії з промислових процесів, установок інфраструктури (каналізація, метро, підземний паркінг), а також повторне використання відпрацьованого повітря з будівель.

Загальна ефективність системи з тепловим насосом, яку називають коефіцієнтом перетворення, залежить не тільки від ефективності роботи теплового насосу (ТН). Один і той же ТН буде генерувати досить різні річні коефіцієнти корисної дії, в залежності від температурних рівнів джерел тепла та системи розподілу тепла. Продуктивність пристрою ТН перевіряється відповідно до європейського стандарту EN-14511. Зростаючий інтерес до технології активізував дослідження та розробки, що призвело до значного підвищення ефективності ТН протягом останнього десятиліття. В порівнянні зі звичайним котлом, високоефективна система з тепловим насосом зменшить використання викопного палива та зменшити небезпечні викиди на місцевому рівні. Залежно від виробництва електроенергії, викиди відбуваються на місці її генерування. Таким чином, непрямі викиди від теплових насосів залежать від ефективності системи теплового насоса, а також від ефективності установки з генерації електроенергії. Пом'якшення Зменшення викидів є найбільшою екологічною перевагою від застосування теплових насосів.

Величина можливих переваг буде різною, залежно від місцевого виробництва електроенергії [34].

Ефективність теплового насоса - це відношення потужності нагрівання або охолодження, до електричної потужності, необхідної для роботи системи за допомогою холодоагенту. Коефіцієнти визначаються двома способами [35]:

коефіцієнт перетворення (КОП, COP) - відношення потужності нагріву до підведеної електричної потужності.

коефіцієнт енергоефективності (EER) - відношення потужності охолодження до підведеної електричної потужності.

Чим вище COP або EER, тим більша ефективність нагрівання чи охолодження системи.

Також можна визначити сезонний коефіцієнт продуктивності (SCOP) – відношення потужності нагріву до підведеної електричної потужності за сезон.

Холодоагент - це рідина, яка сприяє передачі енергії завдяки своїм особливим фізичним та хімічним властивостям, і він використовується усіма тепловими насосами.

Існує два основних типи холодоагентів [36]:

- природний тип: аміак, пропан і CO₂;
- синтетичний тип: тобто R134a, R407C, R410a та найновіший R32.

Однак, теплові насоси сприяють прямим викидам за рахунок витoku холодоагенту. Вплив цих втрат на навколишнє середовище буде залежати від холодоагенту, що використовується. Сьогодні найчастіше використовуються холодоагенти - гідрофторвуглеводні (HFC). Ці холодоагенти не мають потенціалу руйнування озону (ODP), але вони вносять свій внесок у глобальне потепління, і тому їх слід використовувати обережно. З метою поліпшення контролю над HFCs Європейська комісія запропонувала нову директиву щодо обмежувального використання F-газів (HFCs, перфторвуглеводні або PFC та гексафторид сірки або SF₆).

Поступове розгортання ринку теплових насосів дозволяє зменшити і рівномірно скорочувати використання викопної енергії в будівельному секторі і тим самим видалити негативний побічний ефект від забруднення викопним паливом, таким як [37]:

- забруднення навколишнього середовища, спричинене розвідкою та видобутком викопного палива, особливо в екологічно чутливих районах;
- вплив на навколишнє середовище та здоров'я;
- викиди під час транспортування: розливи масла, витоки газу;
- забруднення повітря під час горіння.

Екологічні оцінки застосування теплових насосів повинні враховувати непрямі викиди, пов'язані з виробленням електроенергії, яка також використовується для роботи теплового насоса та прямі викиди холодоагенту. Було проведено багато досліджень щодо створення інтегрованого методу обчислення внеску викидів парникових газів від застосування теплового насоса. Найвідоміший метод - TEWI (загальний еквівалентний вплив потепління), що був розроблений в Національній лабораторії Оук-Рідж на початку дев'яностих. Розрахунок TEWI інтегрує прямі та непрямі викиди парникових газів протягом всього терміну експлуатації в одне число, виражене в еквівалентах мас CO_2 . TEWI-концепція використовується в нещодавно розроблених критеріях екологічного маркування тепла з теплових насосів з електричним приводом у Німеччині. Оцінка викидів CO_2 є важливою умовою оцінювання впливу теплових насосів на навколишнє середовище. Однак існують інші заходи для порівняння показників різних доступних систем. Поняття коефіцієнта первинної енергії (ПЕР) - це лише співвідношення між корисним виходом енергії, поділеним на необхідне введення енергії. Це значення дає пряме значення загальної ефективності для повної системи з урахуванням втрат, пов'язаних з генерацією електроенергії [38].

1.5 Висновки та обґрунтування задач дослідження МКР

Зважаючи на необхідність підвищення ефективності енерговикористання на об'єктах туристсько-рекреаційного комплексу, враховуючи значні переваги та світовий досвід застосування тепло насосних та когенераційних технологій, що було відображено в аналітичному літературному огляді, для підвищення рівня енерговикористання у теплових схем котельних, **метою нашого дослідження** стало: підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні та визначення енергоефективних режимів роботи когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ) в тепловій схемі котельні санаторію, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

У відповідності із зазначеним вище сформульовані **задачі дослідження МКР:**

- дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні санаторію в м. Одеса) із застосуванням КТНУ;
- дослідити та оцінити вплив режимів роботи теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію в м. Одеса) із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію;
- провести дослідження, визначити енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні санаторію в м. Одеса);
- розробити рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання та економічної ефективності теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію в м. Одеса) із застосуванням КТНУ.

2 МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙСХЕМІ КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ З ВИКОРИСТАННЯМ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТА ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК

Методика досліджень з підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні санаторію (на прикладі теплової схеми санаторію в м. Одеса) з КТНУ, для випадків використання теплоти вторинних енергоресурсів (ВЕР) котельні та теплоти поверхневих вод, складена на базисі з використанням наукових та методичних основ для оцінювання ефективності застосування КТНУ в теплових схемах котельних; ці наукові та методичні основи розроблені науковим керівником МКР та детально подані у ряді вітчизняних та закордонних публікацій [1 – 12, 39– 55].

Результати наукових досліджень, представлених в цьому розділі, опубліковані в наукових публікаціях здобувача [1 – 12].

2.1 Ефективність роботи когенераційно-теплонасосних установок в тепловій схемі котельні санаторію в м. Одеса

Результати досліджень, представлені в цьому підрозділі, опубліковані в роботі [4]. В дослідженні [4] здійснено аналіз енергетичного та економічного аспектів ефективності з КТНУ для теплової схеми котельні санаторію (на прикладі теплової схеми котельні санаторію в м. Одеса).

Джерелом теплозабезпечення санаторію (базовий варіант) є водогрійна котельня, що працює на природному газі та забезпечує потреби теплових споживачів санаторію: потужність системи опалення санаторію(максимальна) становить 4 МВт, потужність системи гарячого водопостачання становить 2 МВт, потужність технологічних споживачів становить 0,5 МВт.

Нами запропоновано для підвищення ефективності енерговикористання у тепловій схемі котельні санаторію застосувати варіант застосування КТНУ з па-

рокомпресійними тепловими насосами та газопоршневими двигунами-генераторами. Низькотемпературну теплоту для КТНУ планується відбирати від контактного утилізатора теплоти відхідних газів котельні.

Нами проведений багатоваріантний аналіз ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в м. Одеса. Оцінено енергетичний та економічний аспекти ефективності для варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію з такими показниками утилізації теплової потужності відхідних газів котлів : 100%, 75%, 50%, 25%.

Результати багатоваріантного аналізу показників ефективності варіантів теплової схеми котельні санаторію з КТНУ показані на рис. 2.1 та 2.2.

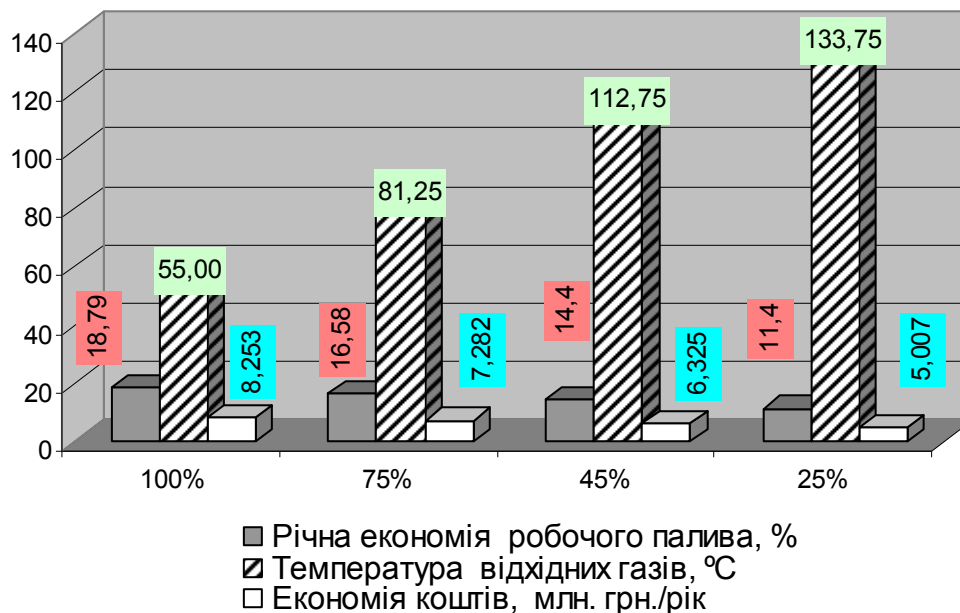


Рис. 2.1 – Показники енергоекономічної ефективності варіантів теплової схеми котельні санаторію з КТНУ

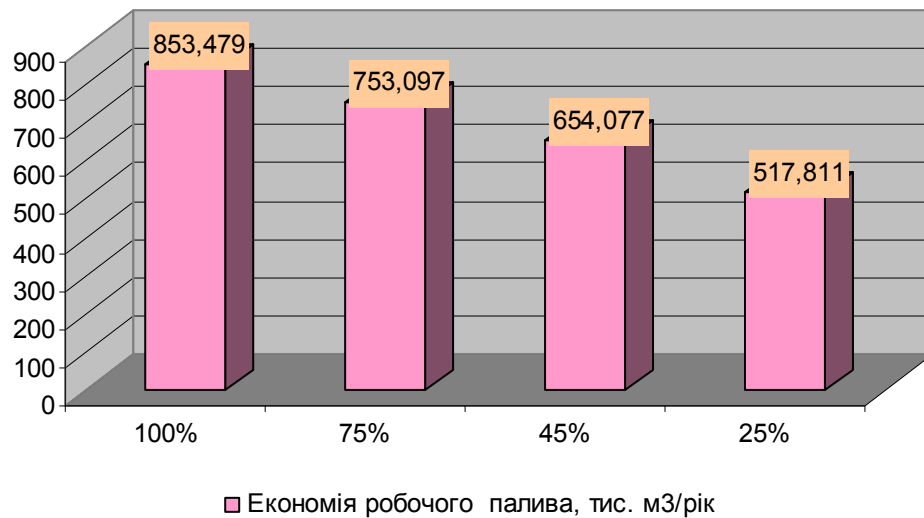


Рис. 2.2 – Значення економії природного газу для варіантів теплової схеми котельні санаторію з КТНУ

В дослідженні [4] та рис. 2.1 та 2.2 визначено, що найбільш ефективним варіантом за низкою показників ефективності є варіант застосування з КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса з використанням в утилізаційному обладнанні та КТНУ 50% теплової потужності відхідних газів котлів. Цього варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію відповідатимуть: економія природного газу котельнею становитиме 14,4%, температура відхідних газів після утилізації складе 113 °С, буде забезпечено економію коштів в обсязі 6,33 млн. грн./рік.

2.2 Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) для теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ в місті Одеса

Результати проведених досліджень, що представлені в цьому підрозділі МКР, опубліковані в роботі [5]. В дослідженні [5] та попередньому підрозділі МКР було обґрунтовано вибір варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса.

Доцільність впровадження обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса обумовлена економічною ефективністю капіталовкладень, порівняно діючим джерелом тепло забезпечення санаторію (водогрійна котельня на природному газі, базовий варіант). Порівняння ефективності цих варіантів джерел тепलोзабезпечення санаторію здійснено за показниками ефективності з [56 - 59], результати техніко-економічного аналізу варіантів показані на рис. 2.3 – 2.6.

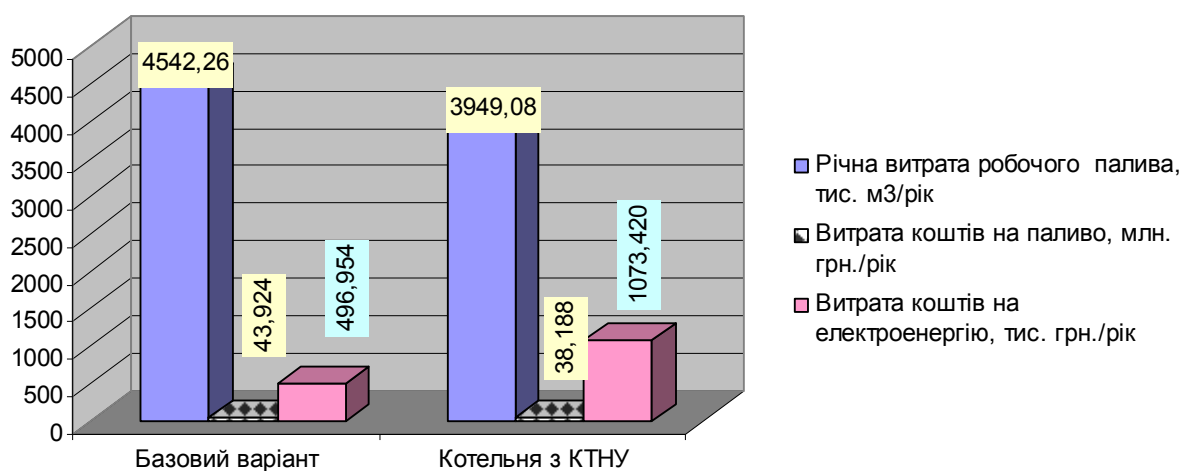


Рис. 2.3 – Техніко-економічні показники варіантів теплової схеми котельні санаторію в м.Одеса

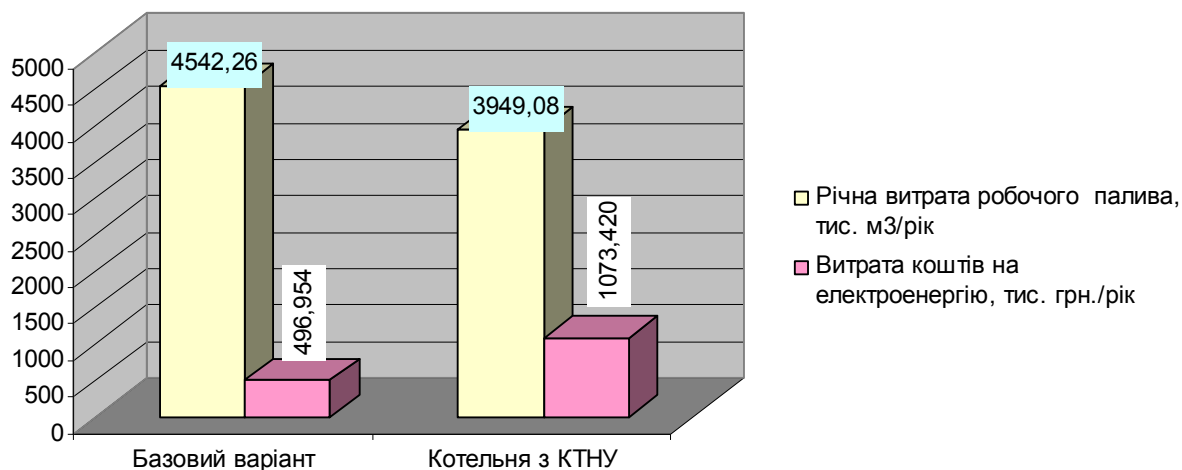


Рис. 2.4 – Енергоекономічні показники варіантів теплової схеми котельні санаторію в м. Одеса

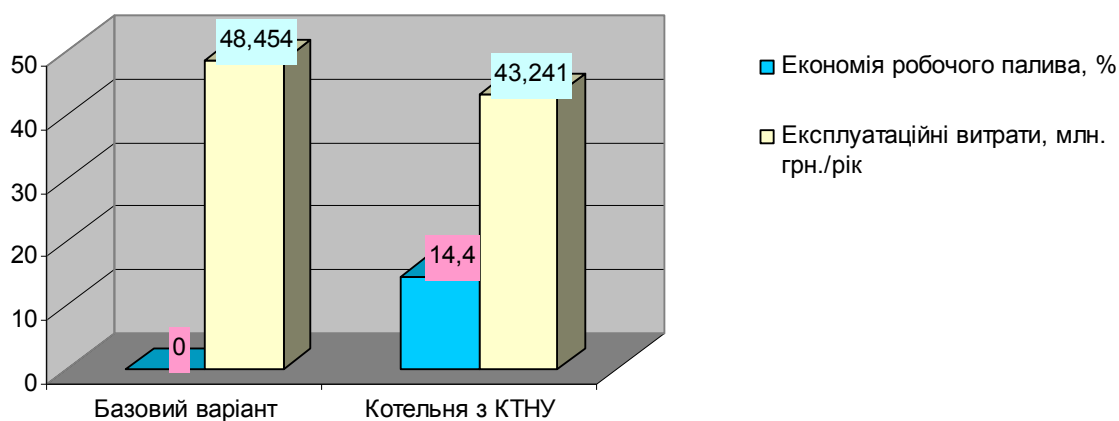


Рис. 2.5 – Енергоекономічні показники варіантів теплової схеми котельні санаторію в м. Одеса

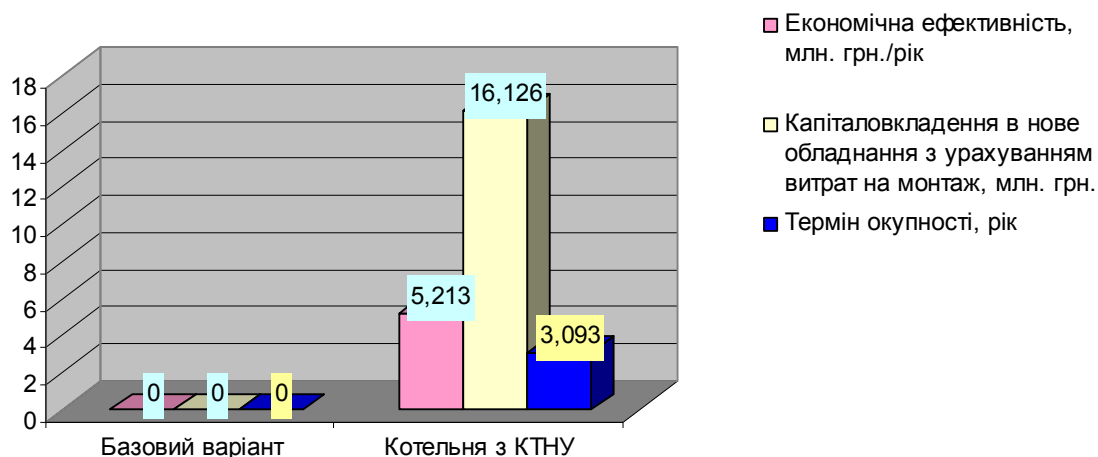


Рис. 2.6 – Показники економічної ефективності варіантів теплової схеми котельні санаторію в м. Одеса

На основі ТЕО, опублікованого в дослідженні [5] та представленого в цьому підрозділі, визначено, що застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса зумовить економію природного газу на 14,4% в схемі котельні; зменшаться експлуатаційні витрати в котельні санаторію на 5,213 млн. грн./рік, капіталовкладення в обладнання для КТНУ складуть 16,126 млн. грн., термін окупності нового обладнання для модернізації з КТНУ в схемі котельні санаторію становитиме 3,1 року.

2.3 Оцінка ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для першого сезону, з використанням теплоти ВЕР

В цьому підрозділі показані результати проведених досліджень з визначення показників енергоефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для першого сезону, для випадку використання низькотемпературної теплоти ВЕР від контактного утилізатора теплоти відхідних газів (КУ). Графічне представлення результатів проведених досліджень показано на

рис. 2.7 – 2.12, з варіантами використання наступних значень часток потужності КУ теплоти відхідних газів в КТНУ: 35%, 45%, 55%, 65%.

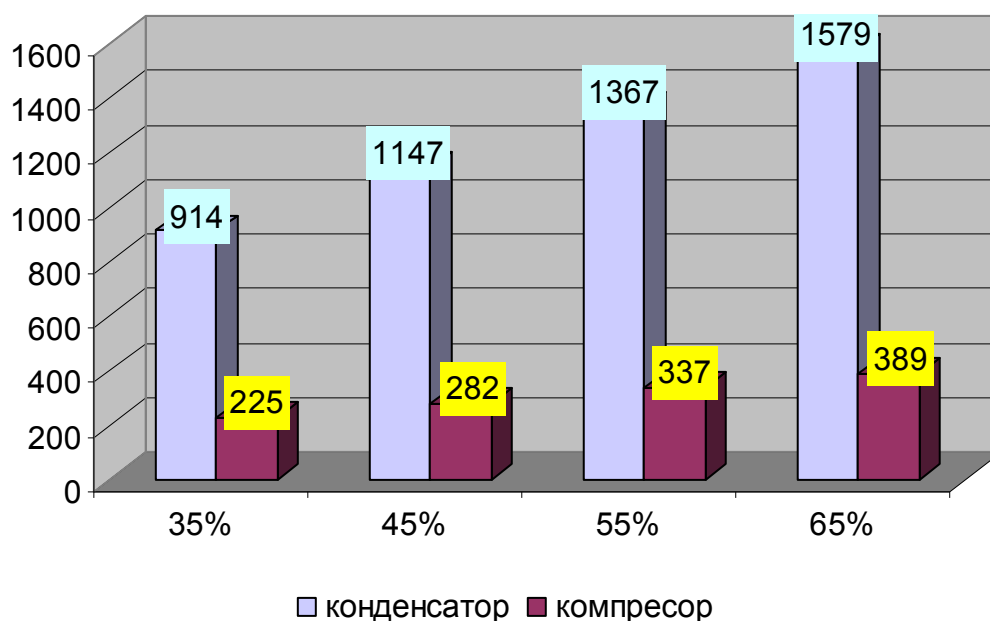


Рис. 2.7 – Значення теплових потужностей конденсатора та компресора ТНУ для варіантів застосування КТНУ в першому сезоні, в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

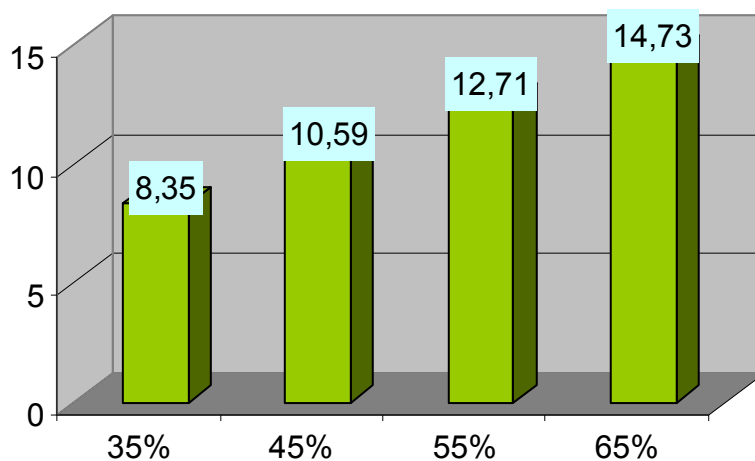


Рис. 2.8 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ в першому сезоні, в залежності частки використання потужності КУ, %

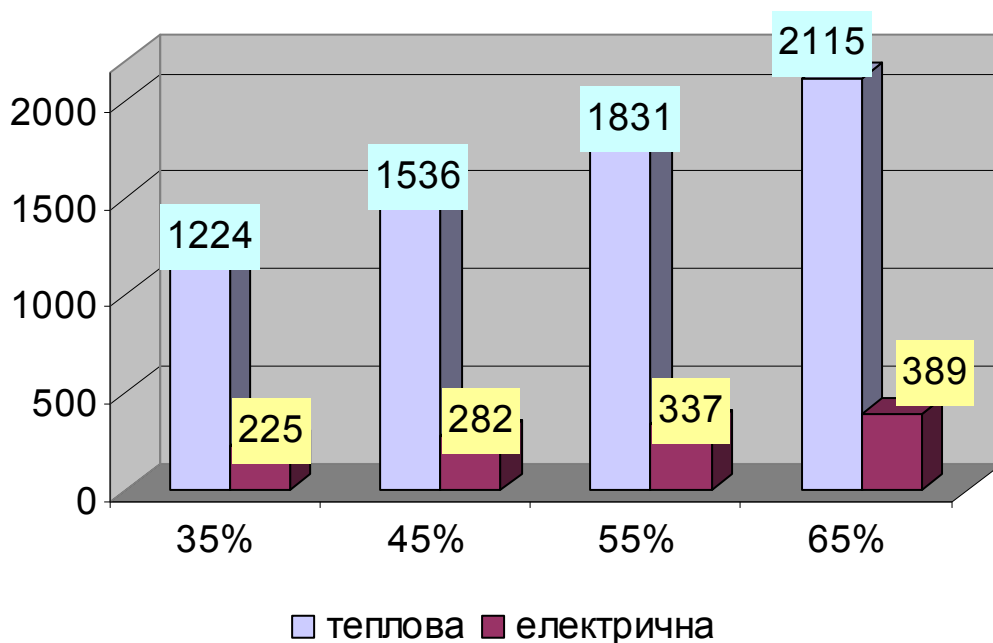


Рис. 2.9 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в першому сезоні, в залежності частки використання КУ, кВт

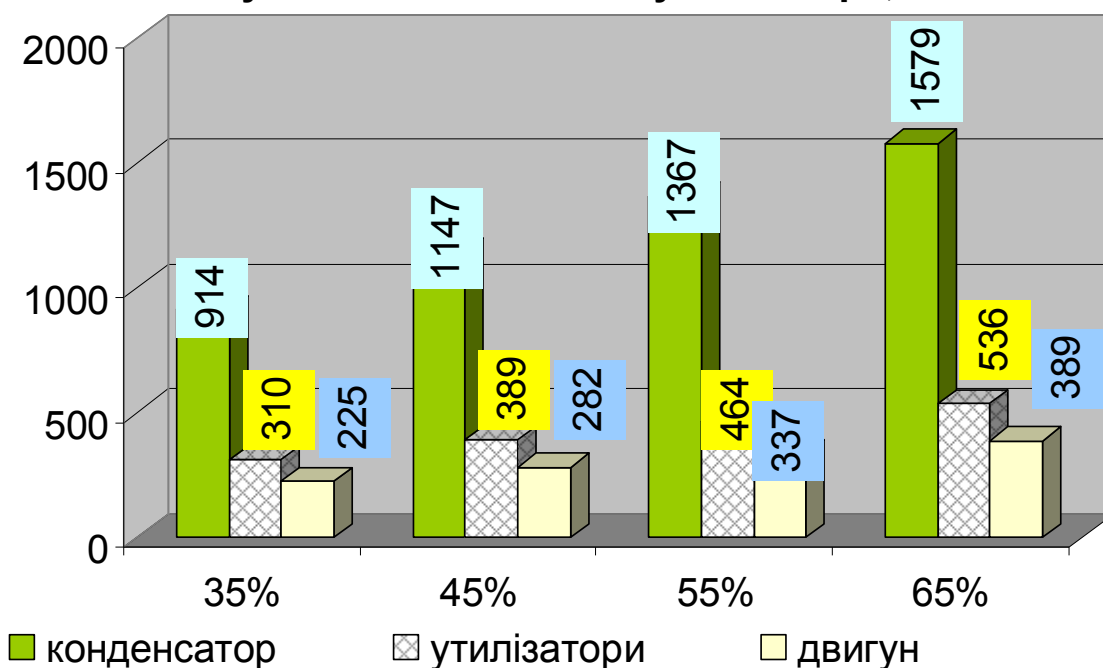


Рис. 2.10 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів і електричної потужності двигуна КТНУ для теплової схеми котельні санаторію впершому сезоні, в залежності частки використання потужності КУ, кВт

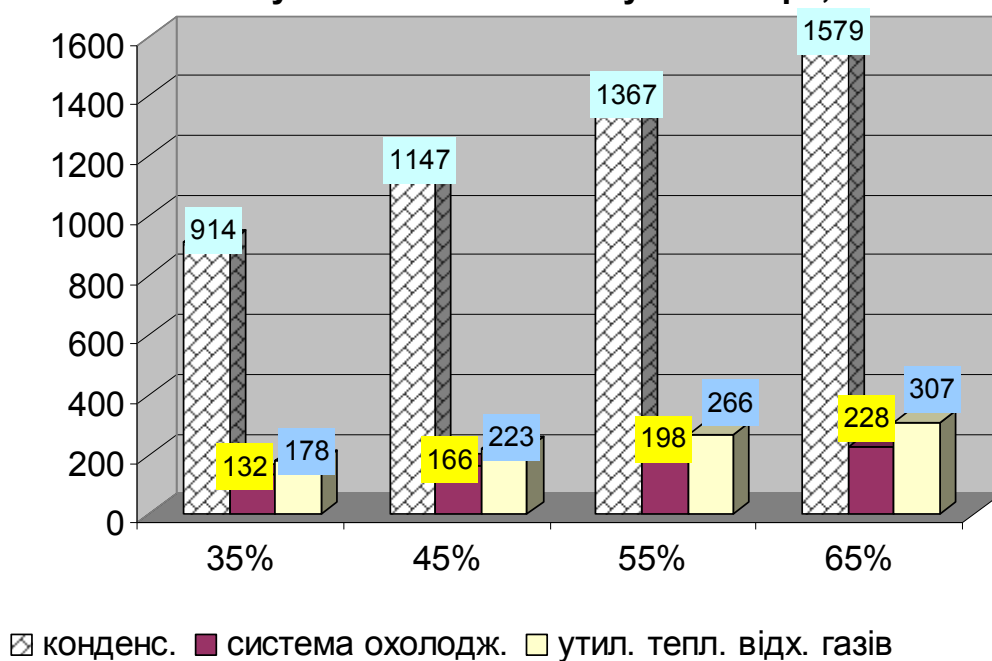


Рис. 2.11 – Теплові потужності конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ, в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

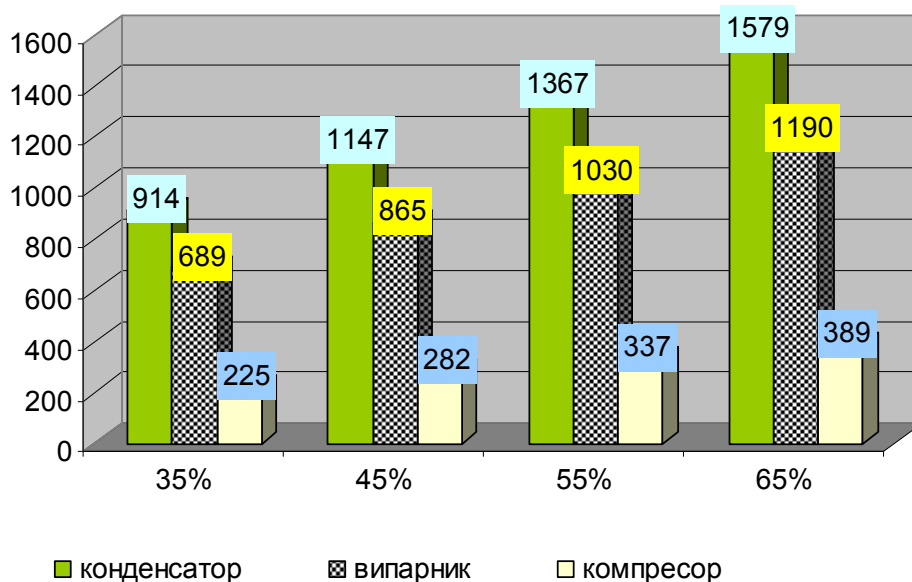


Рис. 2.12 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора ТНУ в першому сезоні в залежності частки використання потужності КУ, кВт

В цьому підрозділі показані результати проведених досліджень з визначення показників енергоефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для першого сезону, для випадку використання низькотемпературної теплоти ВЕР від КУ теплоти відхідних газів.

2.4 Оцінка ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для другого сезону, з використанням теплоти ВЕР

В цьому підрозділі показані результати проведених досліджень з визначення показників енергоефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для другого сезону, для випадку використання низькотемпературної теплоти ВЕР від контактного утилізатора теплоти відхідних газів (КУ). Графічне представлення результатів проведених досліджень показано на рис. 2.13 – 2.18, з варіантами використання наступних значень часток потужності КУ теплоти відхідних газів в КТНУ: 35%, 45%, 55%, 65%.

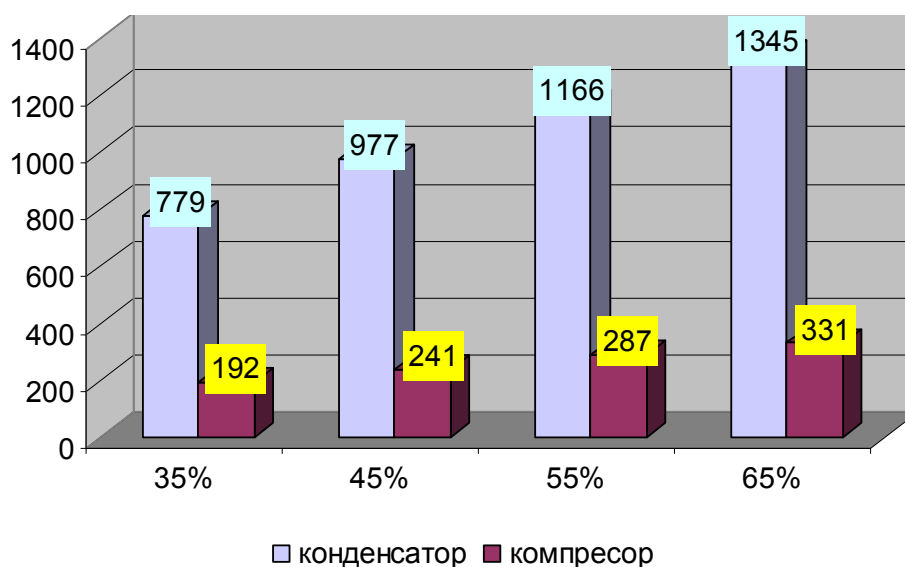


Рис. 2.13 –Значення теплових потужностей конденсатора та компресора ТНУ для варіантів застосування КТНУ в другому сезоні, в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

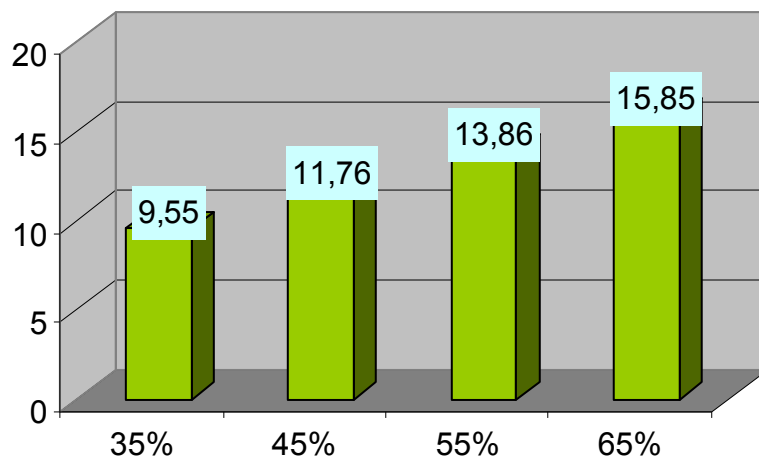


Рис. 2.14 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ в другому сезоні, в залежності частки використання потужності КУ, %

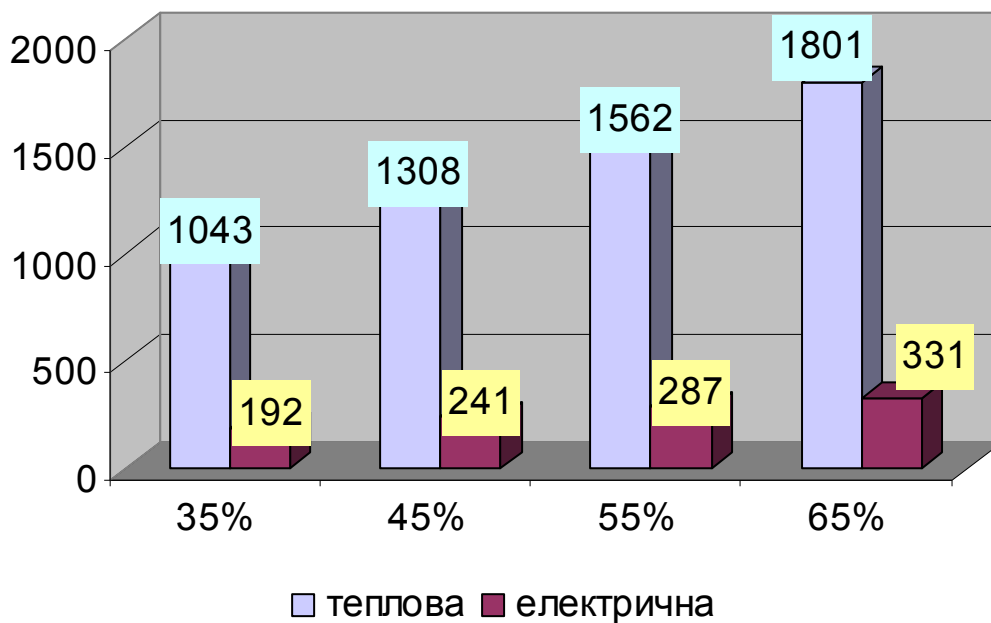


Рис. 2.15 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в другому сезоні, в залежності частки використання КУ, кВт

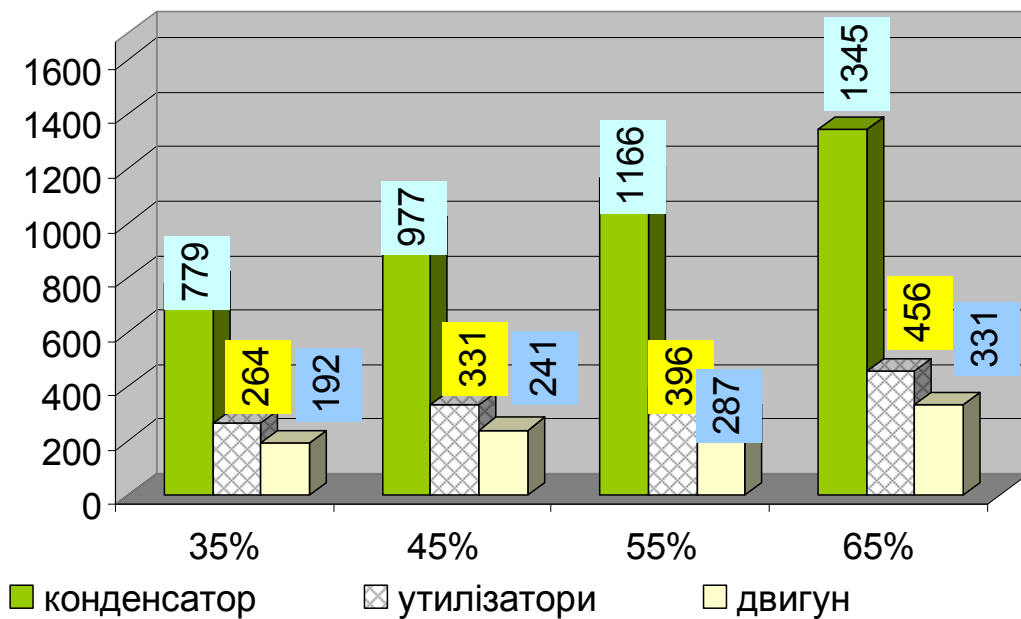


Рис. 2.16 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів і електричної потужності двигуна КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в другому сезоні, в залежності частки використання потужності КУ, кВт

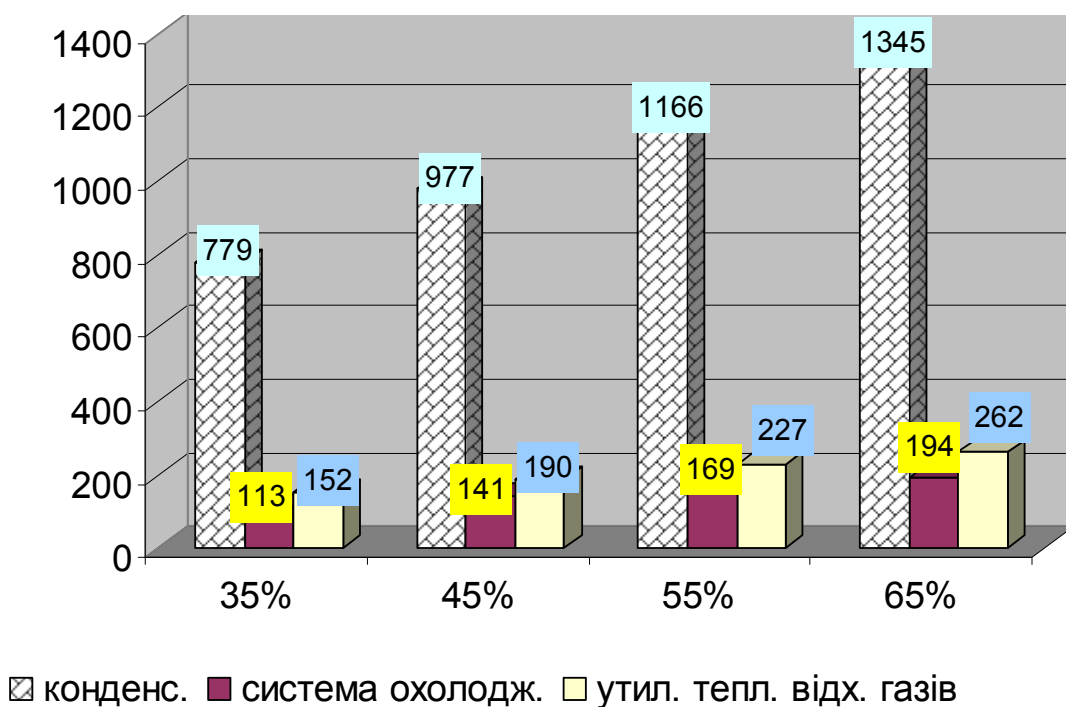


Рис. 2.17 – Теплові потужності конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ, в залежності від частки використання потужності КУ, кВт

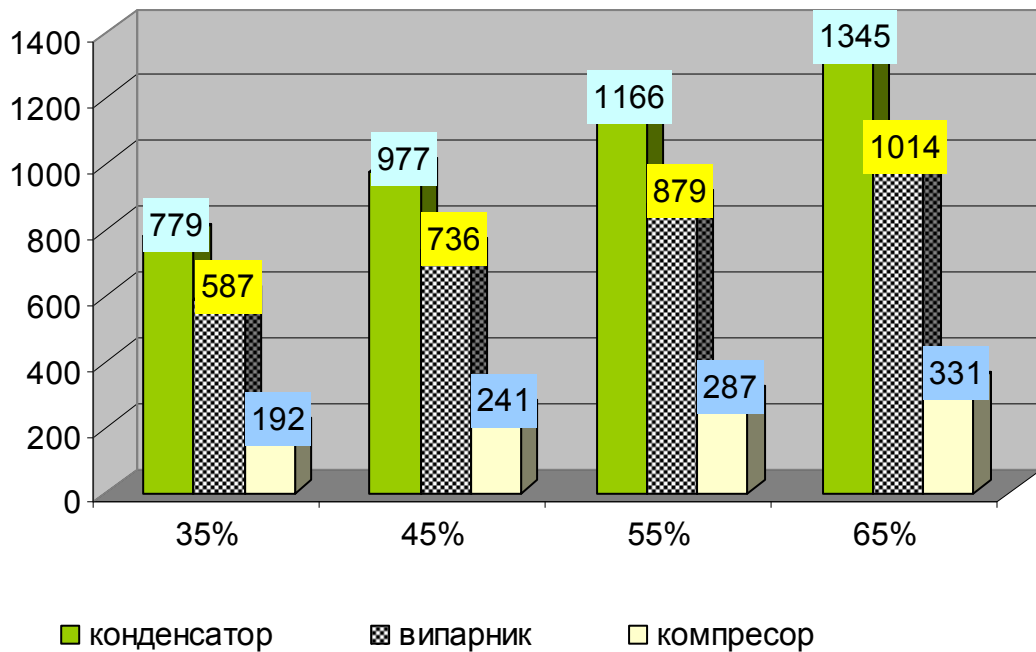


Рис. 2.18 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора ТНУ в другому сезоні в залежності частки використання потужності КУ, кВт

В цьому підрозділі показані результати проведених досліджень з визначення показників енергоефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для другого сезону, для випадку використання низькотемпературної теплоти ВЕР від КУ теплоти відхідних газів.

2.5 Оцінка ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для третього сезону, з використанням теплоти поверхневиз вод

В цьому підрозділі показані результати проведених досліджень з визначення показників енергоефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для третього сезону, для випадку використання низькотем-

мпературної теплоти поверхневих вод. Графічне представлення результатів проведених досліджень показано на рис. 2.19 – 2.24.

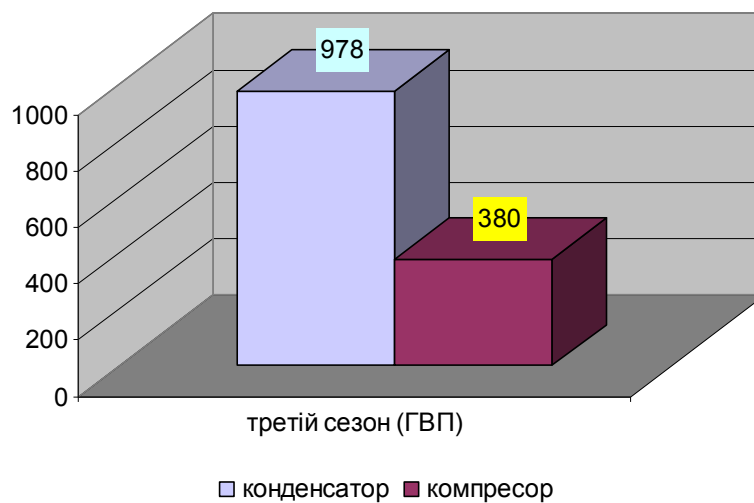


Рис. 2.19 –Значення теплових потужностей конденсатора та компресора ТНУ для варіантів застосування КТНУ в третьому сезоні, кВт

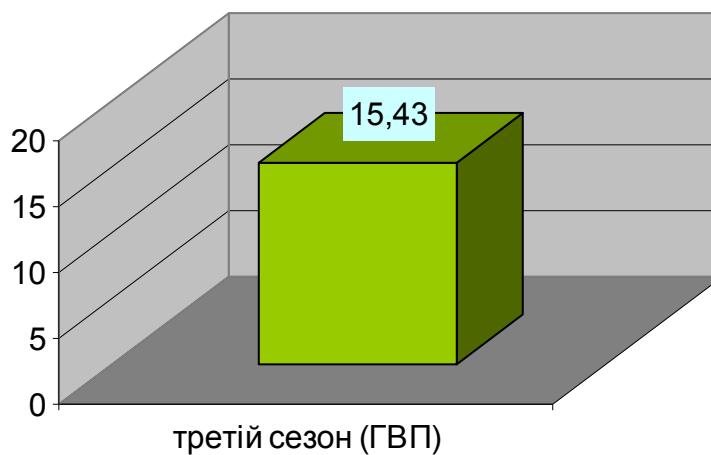


Рис. 2.20 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ в третьому сезоні, %

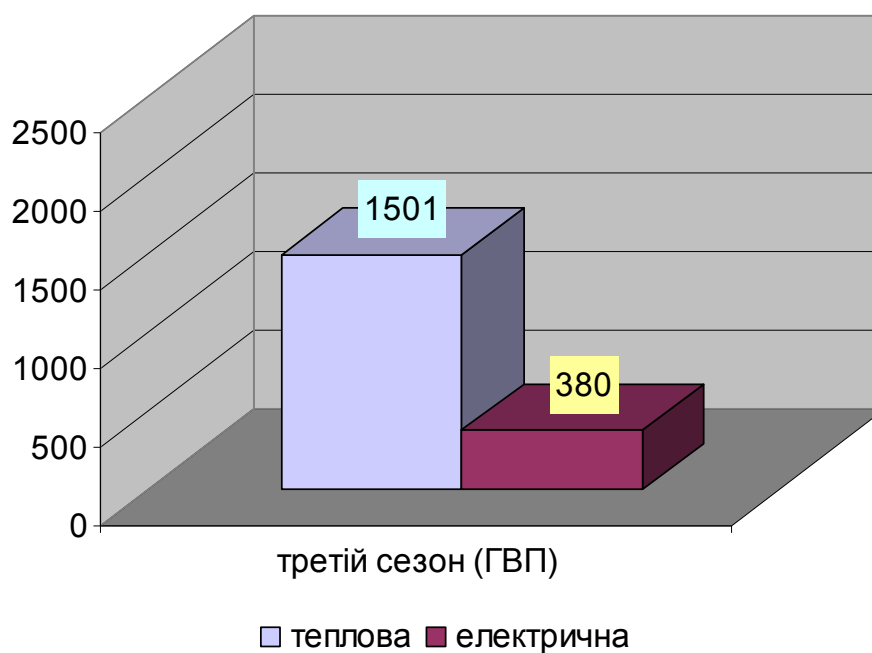


Рис. 2.21 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в третьому сезоні, кВт

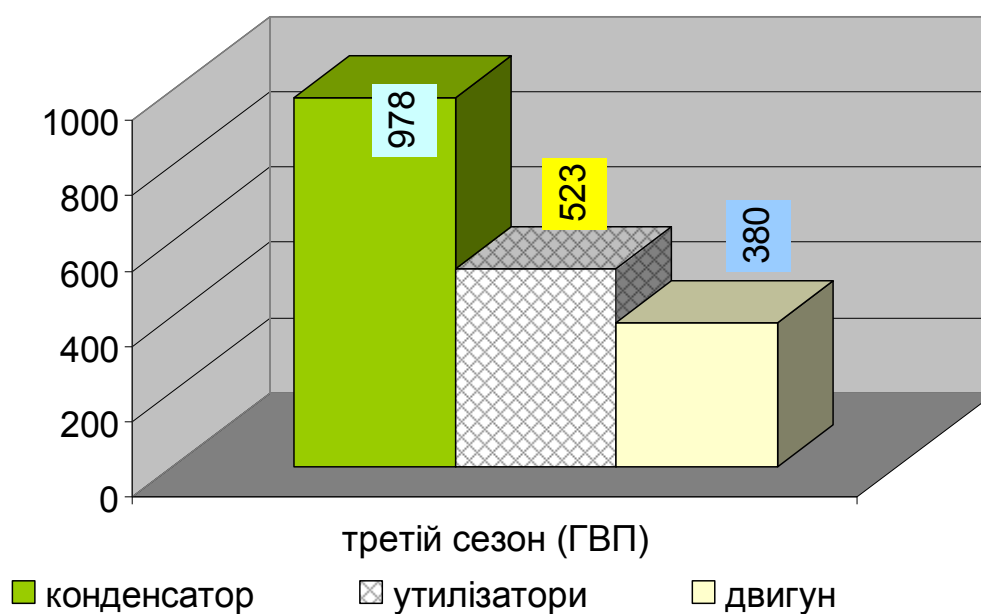


Рис. 2.22 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів і електричної потужності двигуна КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в третьому сезоні, кВт

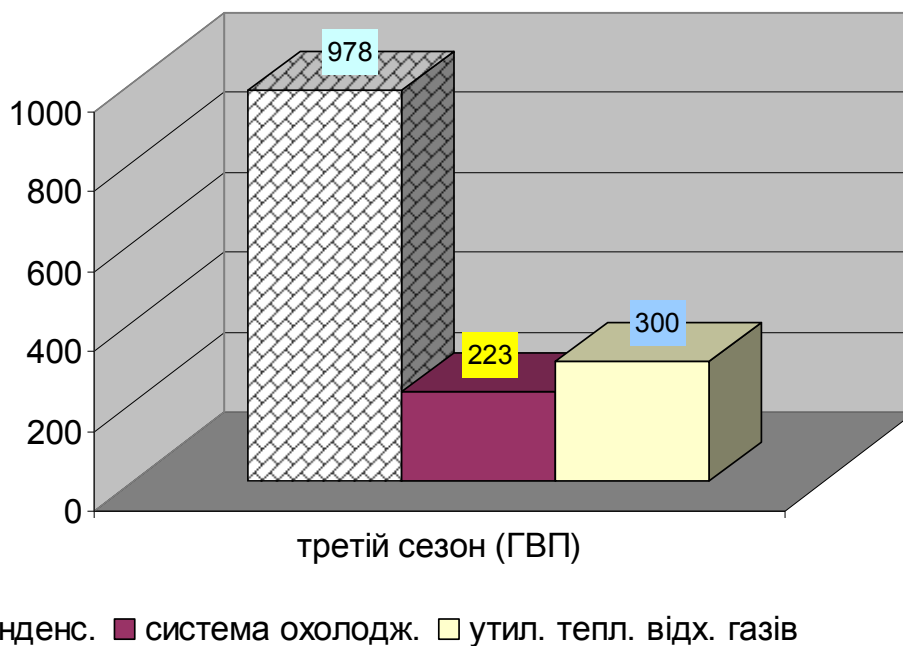


Рис. 2.23 – Теплові потужності конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ, кВт

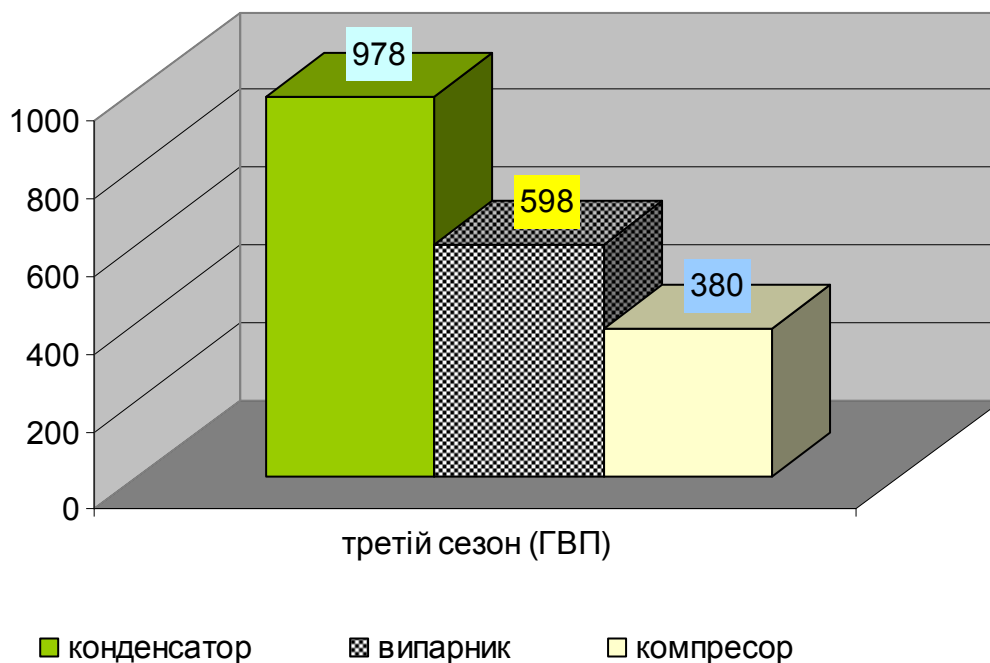


Рис. 2.24– Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора ТНУ в третьому сезоні, кВт

В цьому підрозділі показані результати проведених досліджень з визначення показників енергоефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для другого сезону, для випадку використання низькотемпературної поверхневих вод.

2.6 Оцінка енергоекономічної ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в місті Одеса

Нами проведено оцінку показників енергоекономічної ефективності застосування КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в місті Одеса, результати проведених досліджень показані на рис. 2.25.

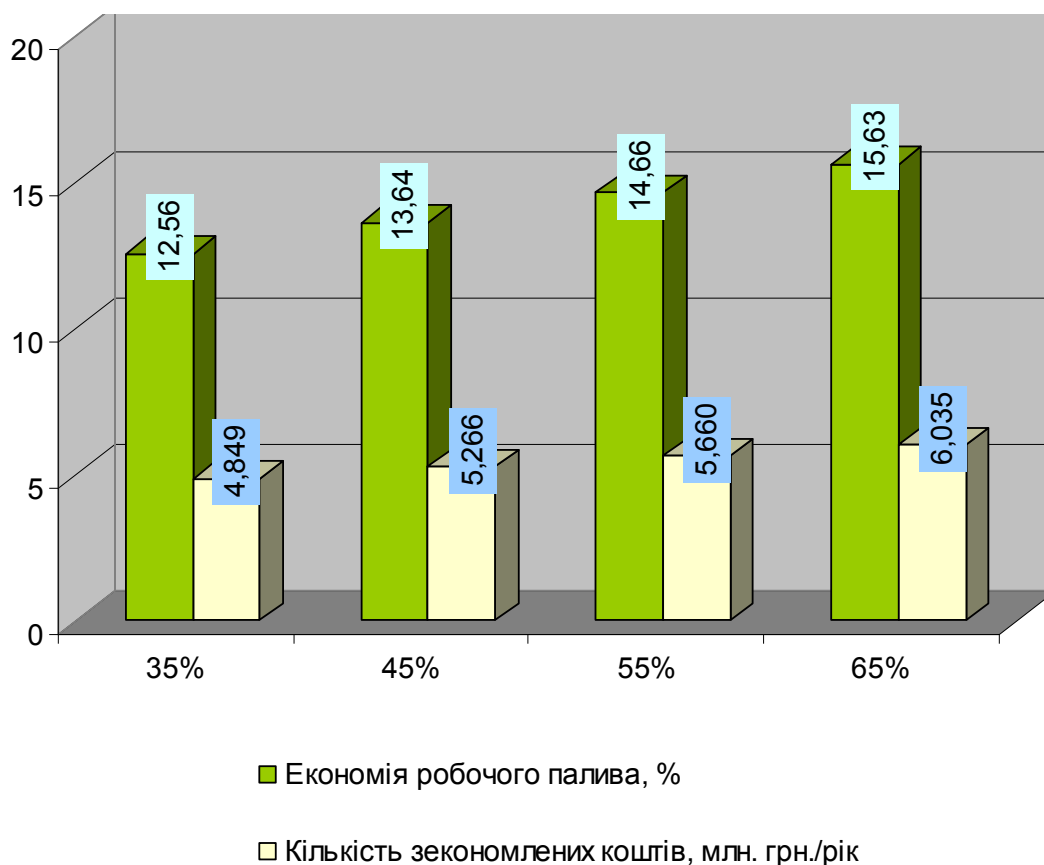


Рис. 2.25 – Показники енергетичної та економічної ефективності варіантів теплової схеми котельні санаторію з КТНУ в залежності від частки використання потужності КУ

Графічне представлення результатів проведених досліджень на рис. 2.25 показане з такими варіантами використання значень часток потужності КУ теплоту відхідних газів в КТНУ: 35%, 45%, 55%, 65%.

Висновки

В цьому розділі представлено результати дослідження показників ефективності застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для трьох сезонів, з використанням теплоту аповерхневих вод та ВЕР від КУ.

3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ САНАТОРІЇ

3.1 Показники роботи діючої теплової схеми котельні санаторію

Дані для розрахунку теплової схеми котельні санаторію в м. Одеса для трьох сезонів роботи наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Дані для розрахунку теплової схеми котельні санаторію в місті
Одеса

Назва	Спосіб ви-значення	Розрахункові сезони (режими роботи)		
		Сезон 1	Сезон 2	Сезон 3
Потужність опалення $Q_{оп},$ МВт	Задано	4	1,95	---
Потужність ГВП $Q_{ГВП},$ МВт	Задано	2	2	2
Потужність технологічних потреб , $Q_{тп},$ МВт	Задано	0,5	0,5	0,5
Сумарна потужність теплових споживачів $Q_{тс},$ МВт	Задано	6,5	4,45	2,5
Температура прямої мереж-ної води $t'_{мв},$ °С	За графіком теплової мережі	95	70	70
Температура зворотної мережної води $t''_{мв},$ °С	За графіком теплової мережі	70	49	38

Результати розрахунків показників роботи теплової схеми котельні санаторію в місті Одеса виконані за методикою з [60], показані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку теплової схеми водогрійної котельні санаторію в місті Одеса

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Розрахункові режими, сезони роботи		
				Сезон 1	Сезон 2	Сезон 3
1	2	3	4	5	6	7
Відпуск теплоти на опалення	$Q_{оп}$	МВт	Задано	4	1,95	–
Відпуск теплоти на ГВП	$Q_{гвп}$	МВт	Задано	2	2	2
Відпуск теплоти на технологічні потреби	$Q_{тп}$	МВт	Задано	0,5	0,5	0,5
Витрата води в котлах	G_k	кг/с	За даними з котельні	65,9	56,23	29,6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = G_k \cdot c_v \cdot (t_k'' - t_k') \cdot 10^{-3}$	6,91	5,89	3,1
Витрата робочого палива на котельні	V_p	м ³ /с	$V_p = \frac{Q_k}{Q_H^p \cdot \eta_k}$	0,22	0,19	0,1

Виконаний розрахунок теплової схеми котельні санаторію в м. Одеса, визначено показники роботи котельні: витрату води в котлах, витрату робочого палива в котельні, теплову потужність котельні.

3.2 Ефективність варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса

3.2.1 Застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для роботи в трьох сезонах з використанням 35% потужності КУ

Технічні розрахунки, методики розрахунків та одержані результати з визначення ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса, що проведені за методикою з досліджень [50 - 55], а також з використанням пакетів програм SolkaneSoftware8.0 та CoolPack1.5, показані в додатку Б в таблицях Б.1 – Б.3.

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса показана на рис. 3.1 – 3.6.

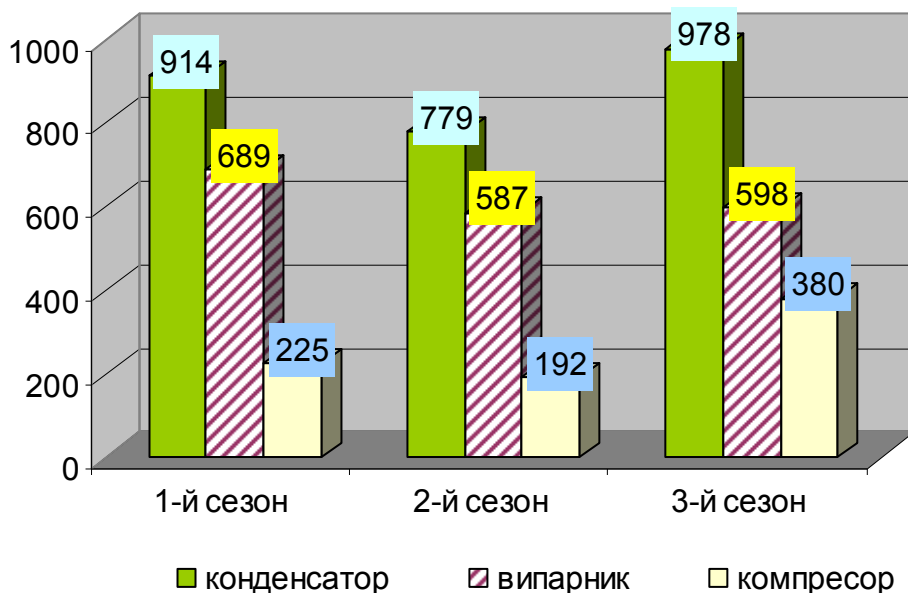


Рис. 3.1 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

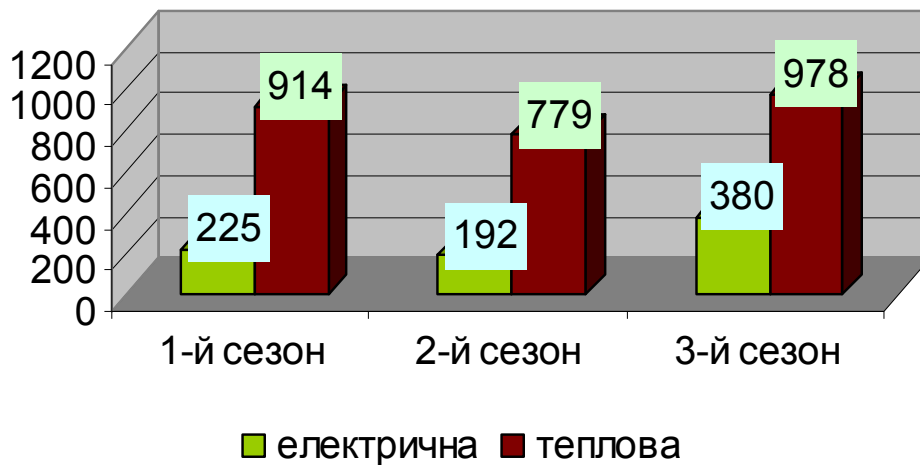


Рис. 3.2 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для трьох сезонів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

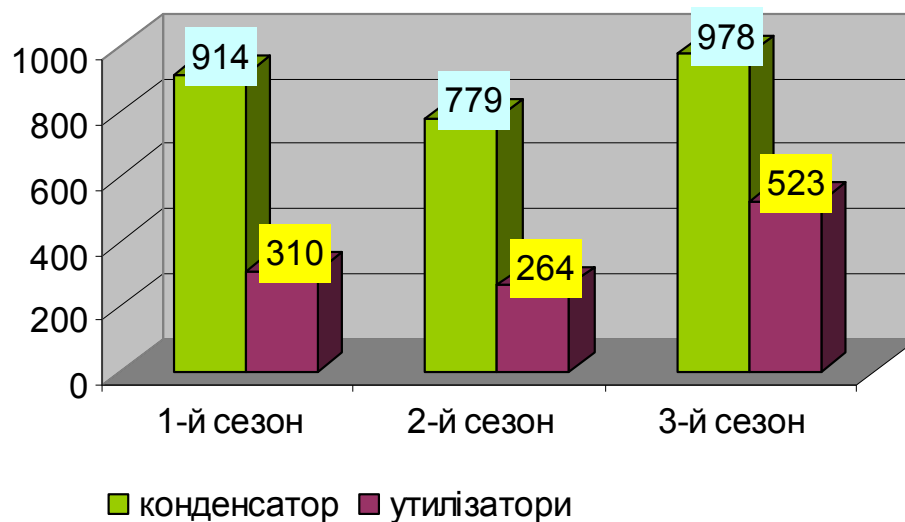


Рис. 3.3 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

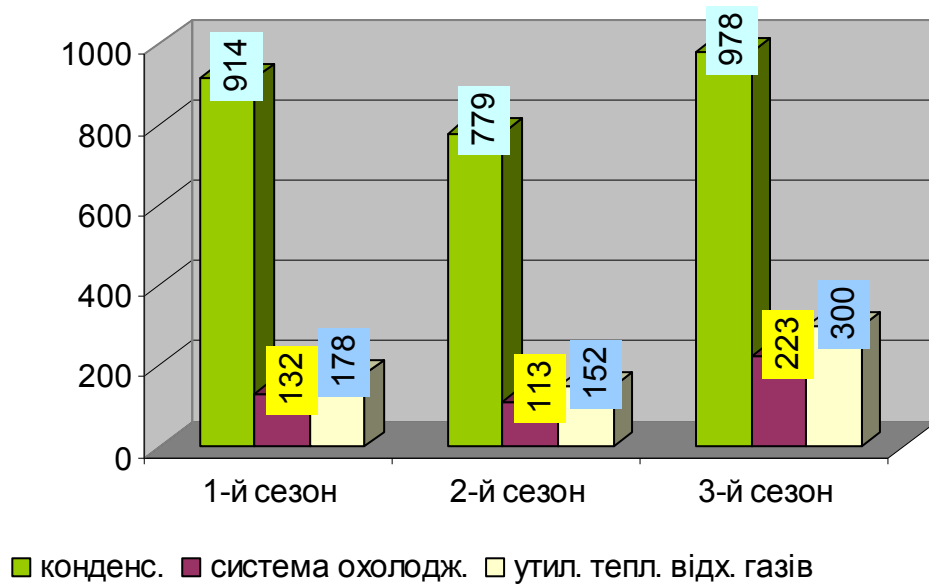


Рис. 3.4 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для трьох режимів роботи теплової схеми з використанням 35% потужності контактного утилізатора, кВт

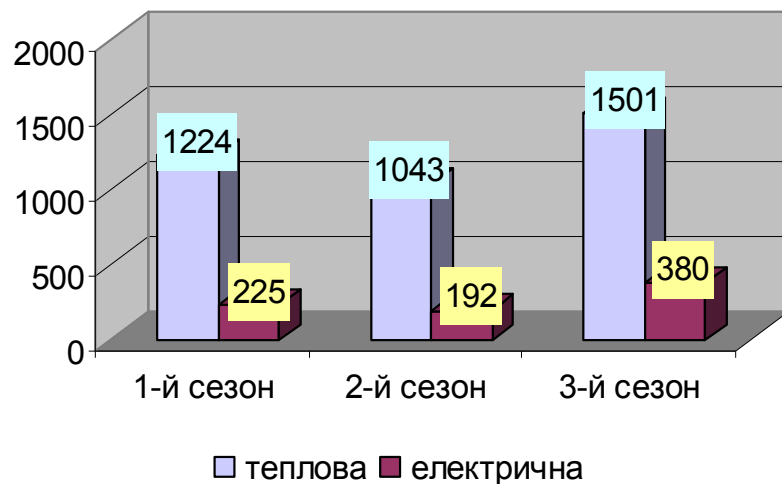


Рис. 3.5 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 35% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

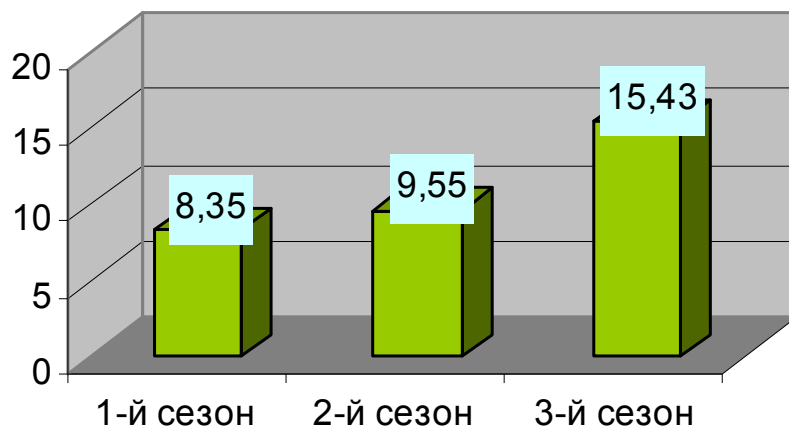


Рис. 3.6 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 35% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

3.2.2 Застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для роботи в трьох сезонах з використанням 45% потужності КУ

Технічні розрахунки, методика розрахунків та одержані результати з визначення ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса, що проведені за методикою з досліджень [50 - 55], а також з використанням пакетів програм SolkaneSoftware8.0 та CoolPack1.5, показані в додатку Б в таблицях Б.1 – Б.3.

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса показана на рис. 3.7 – 3.12.

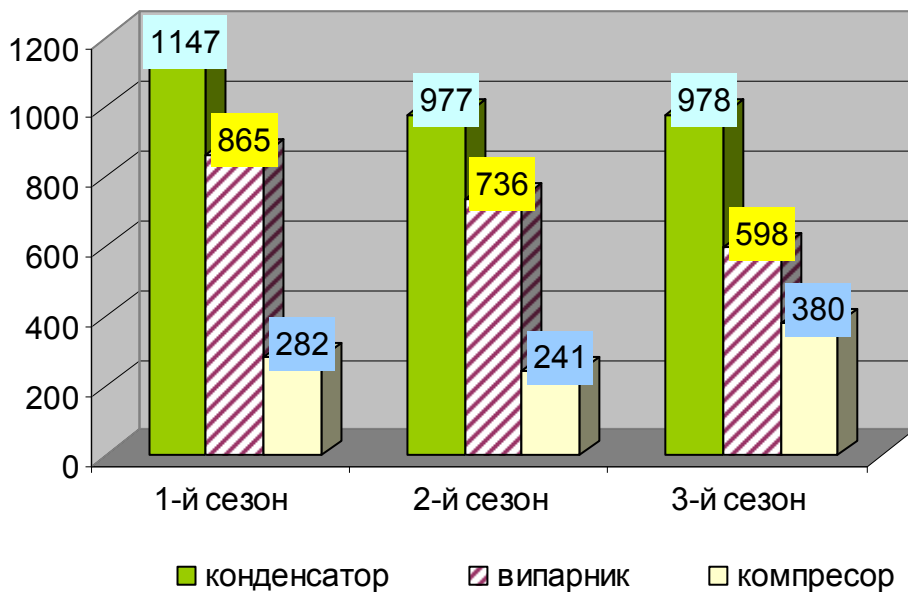


Рис. 3.7 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

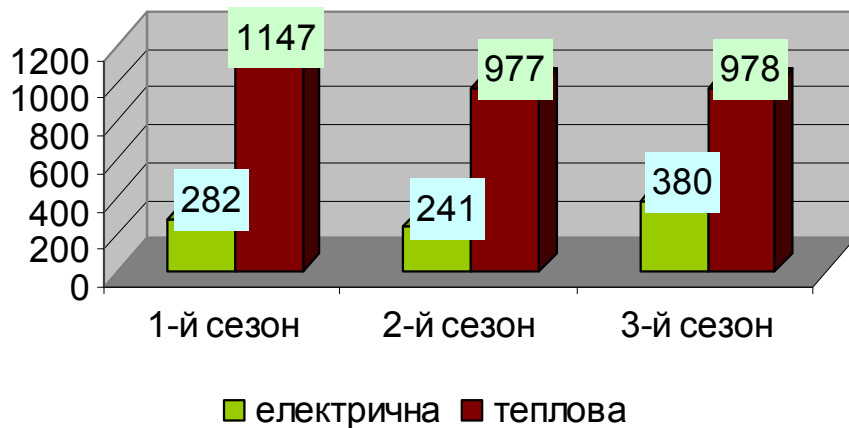


Рис. 3.8 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для трьох сезонів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

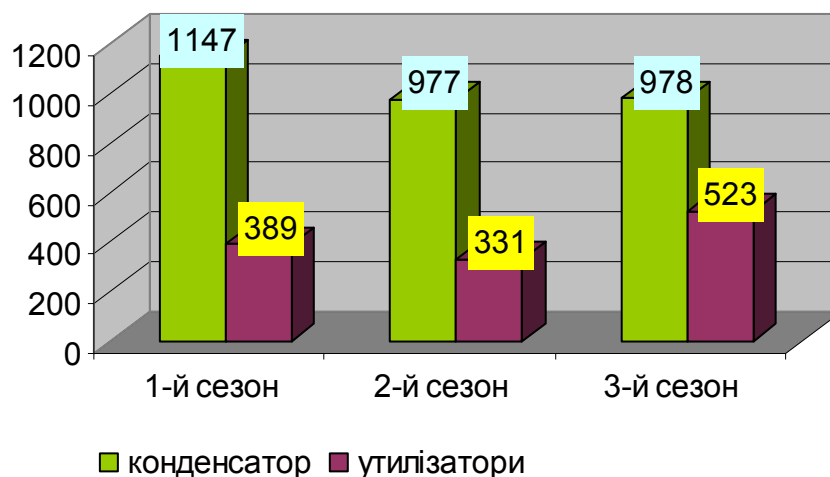


Рис. 3.9 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

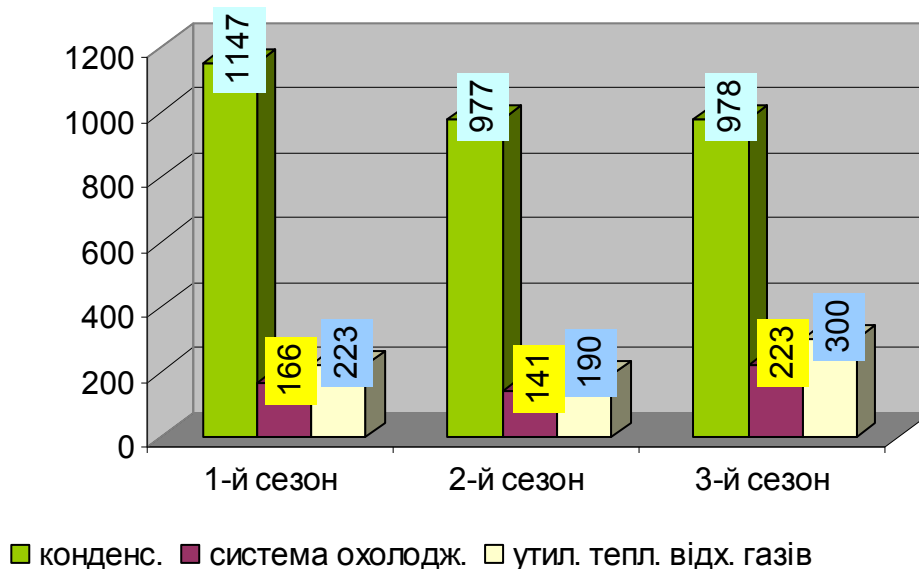


Рис. 3.10 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для трьох режимів роботи теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора, кВт

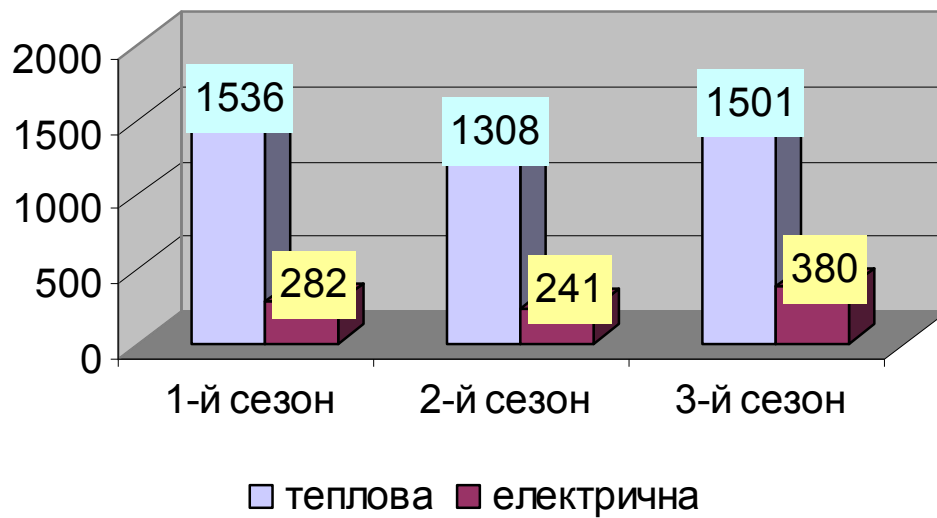


Рис. 3.11 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

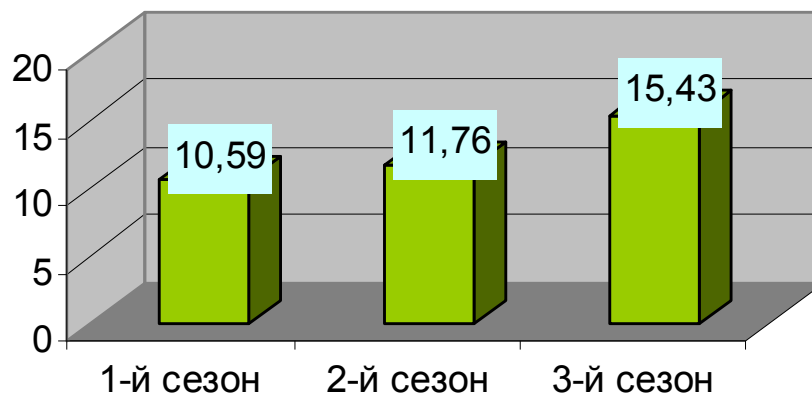


Рис. 3.12 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 45% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

3.2.3 Застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для роботи в трьох сезонах з використанням 55% потужності КУ

Технічні розрахунки, методики розрахунків та одержані результати з визначення ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса, що проведені за методикою з досліджень [50 - 55], а також з використанням пакетів програм SolkaneSoftware8.0 та CoolPack1.5, показані в додатку Б в таблицях Б.1 – Б.3.

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса показана на рис. 3.13 – 3.18.

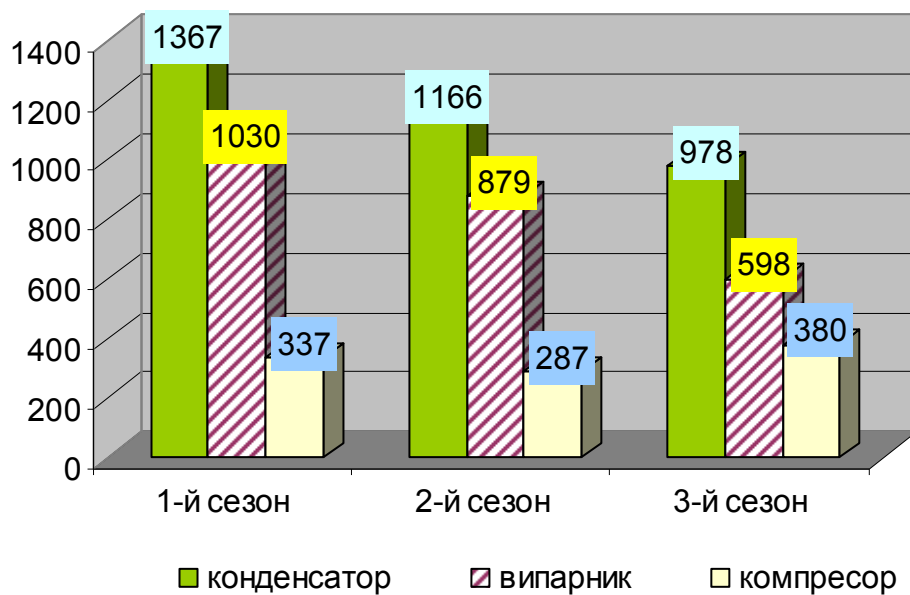


Рис. 3.13 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 55% потужності контактного утилізатора, кВт

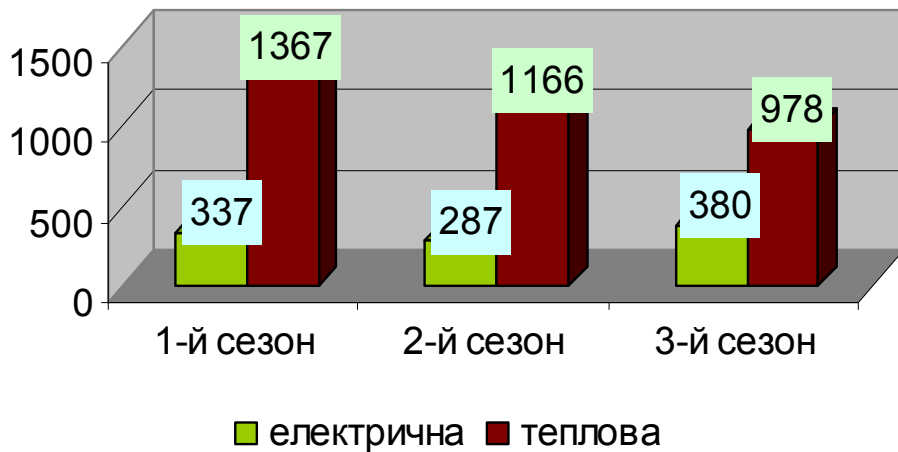


Рис. 3.14 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для трьох сезонів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 55% потужності контактного утилізатора, кВт

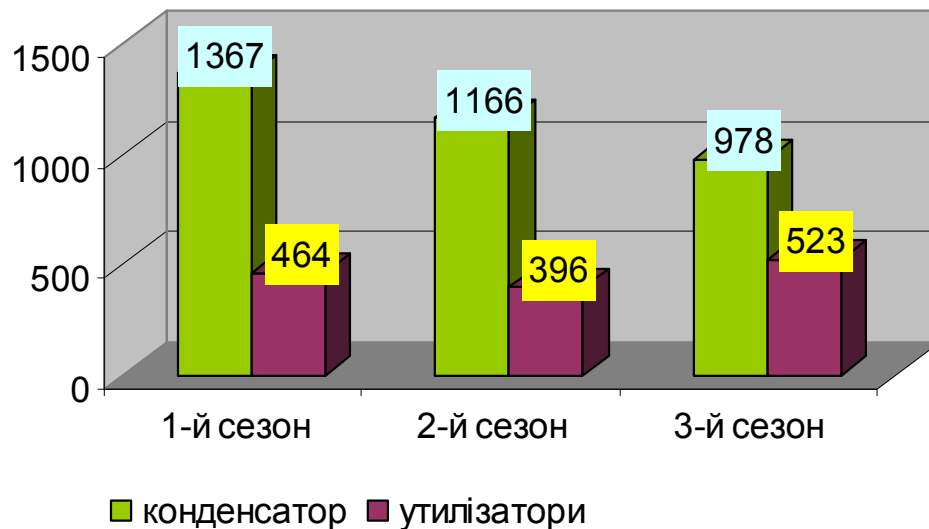


Рис. 3.15 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 55% потужності контактного утилізатора, кВт

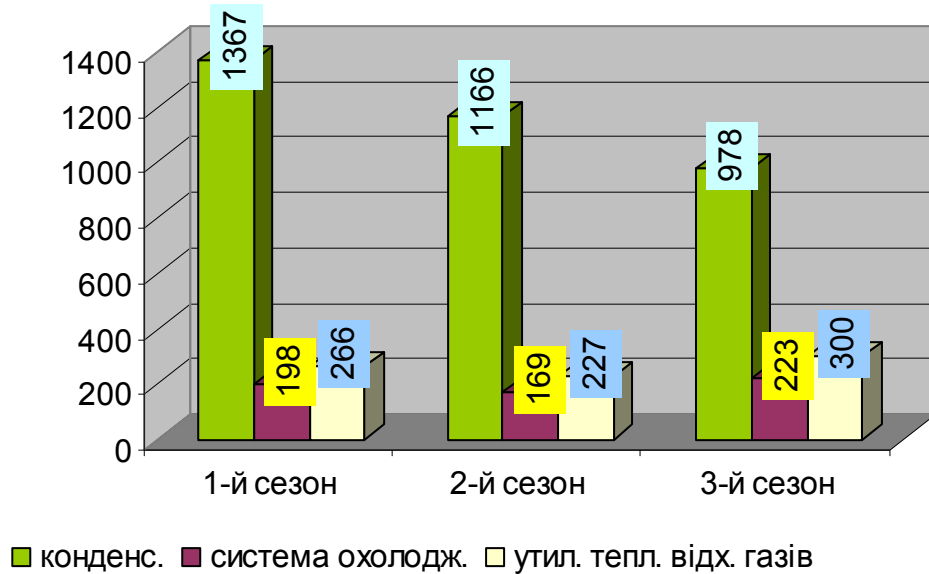


Рис. 3.16 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для трьох режимів роботи теплової схеми з використанням 55% потужності контактного утилізатора, кВт

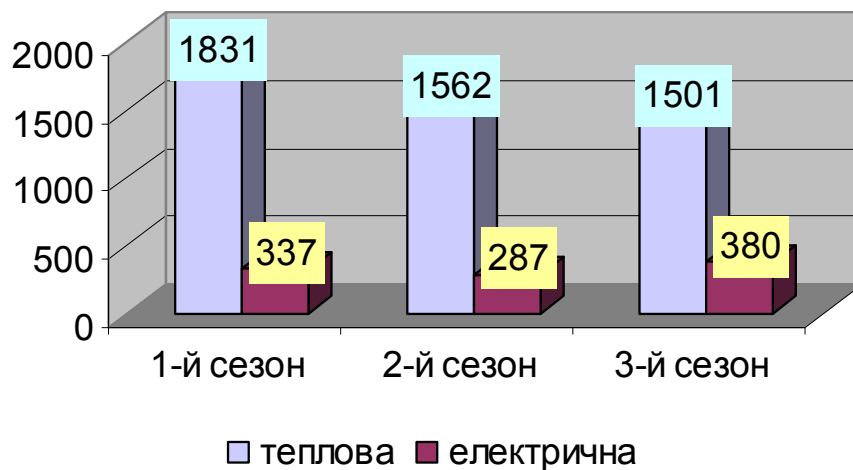


Рис. 3.17 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 55% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

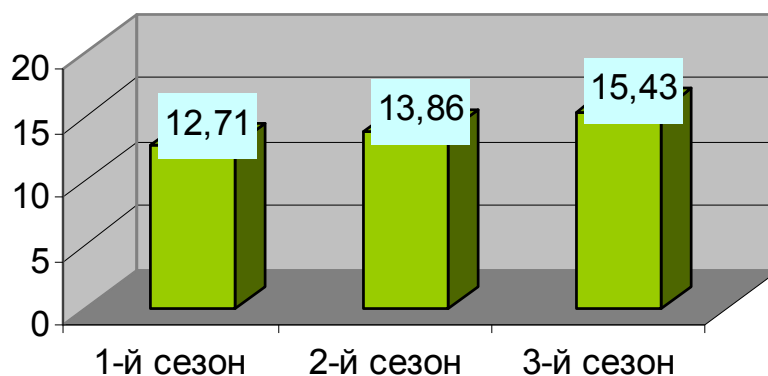


Рис. 3.18 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 55% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

3.2.4 Застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса для роботи в трьох сезонах з використанням 65% потужності КУ

Технічні розрахунки, методики розрахунків та одержані результати з визначення ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса, що проведені за методикою з досліджень [50 - 55], а також з використанням пакетів програм SolkaneSoftware8.0 та CoolPack1.5, показані в додатку Б в таблицях Б.1 – Б.3.

Графічна інтерпретація результатів досліджень ефективності застосування обраного варіанту КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса показана на рис. 3.19 – 3.24.

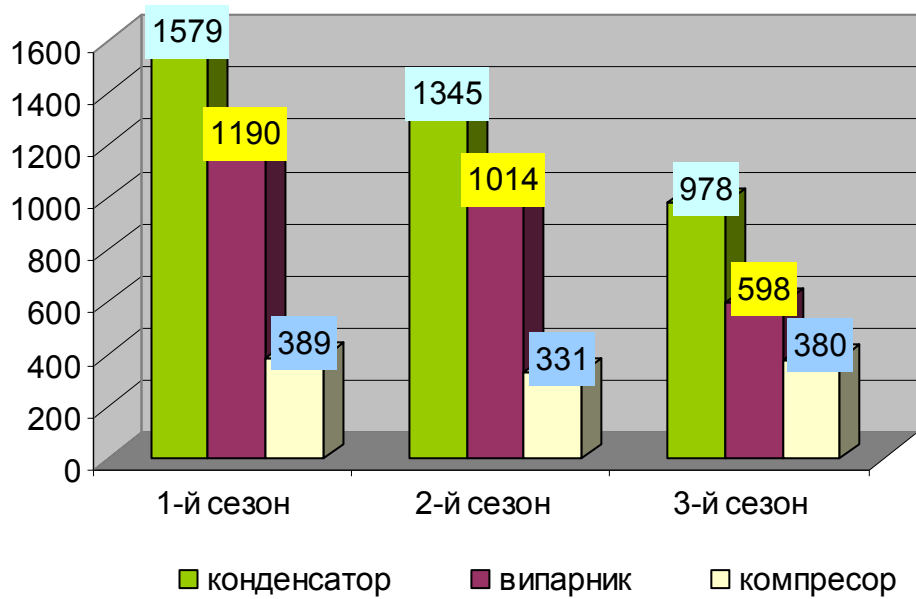


Рис. 3.19 – Значення потужностей конденсатора, випарника та компресора КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 65% потужності контактного утилізатора, кВт

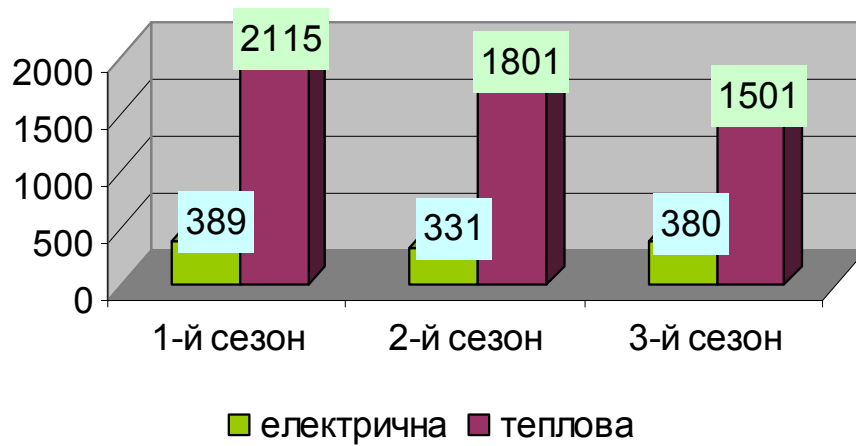


Рис. 3.20 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для трьох сезонів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 65% потужності контактного утилізатора, кВт

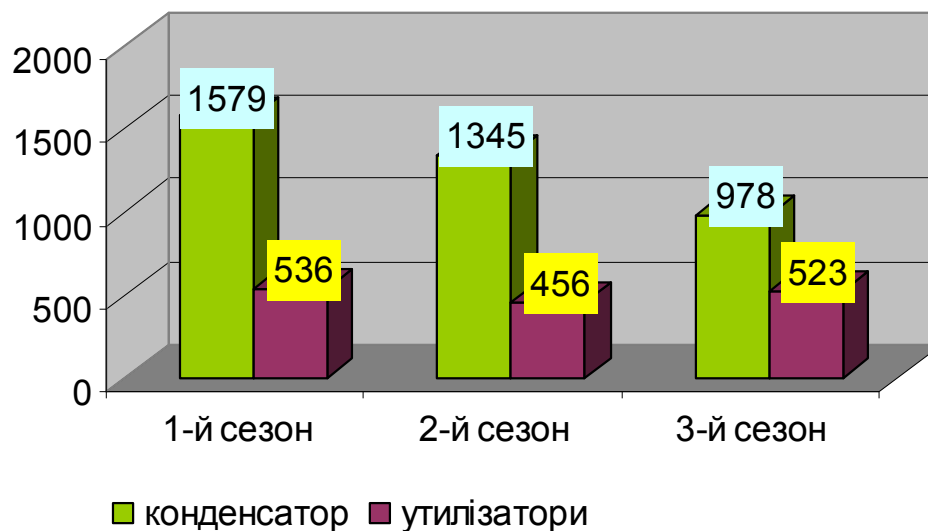


Рис. 3.21 – Значення теплових потужностей конденсатора та утилізаторів КТНУ для режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з використанням 65% потужності контактного утилізатора, кВт

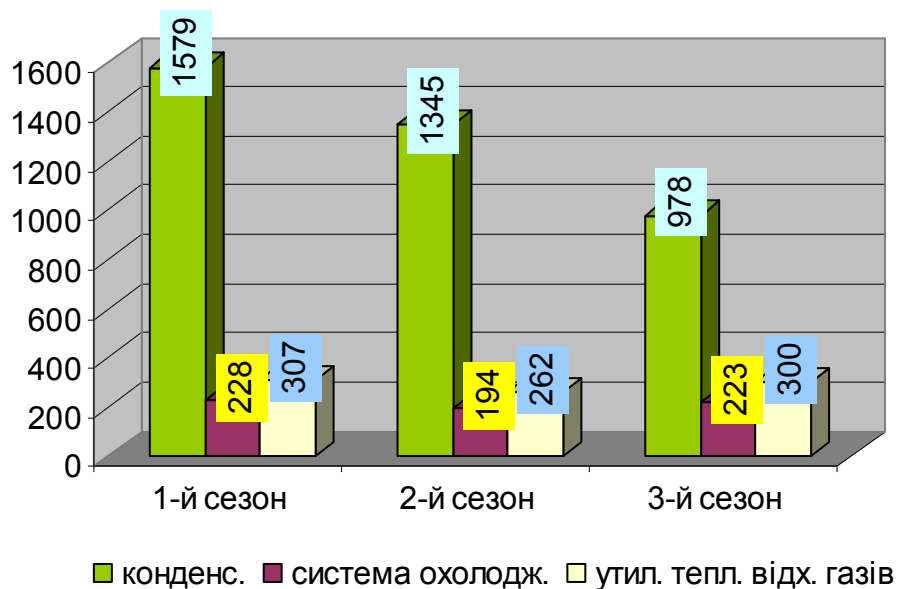


Рис. 3.22 – Значення теплових потужностей конденсатора ТНУ, системи охолодження та утилізаторів КТНУ для трьох режимів роботи теплової схеми з використанням 65% потужності контактного утилізатора, кВт

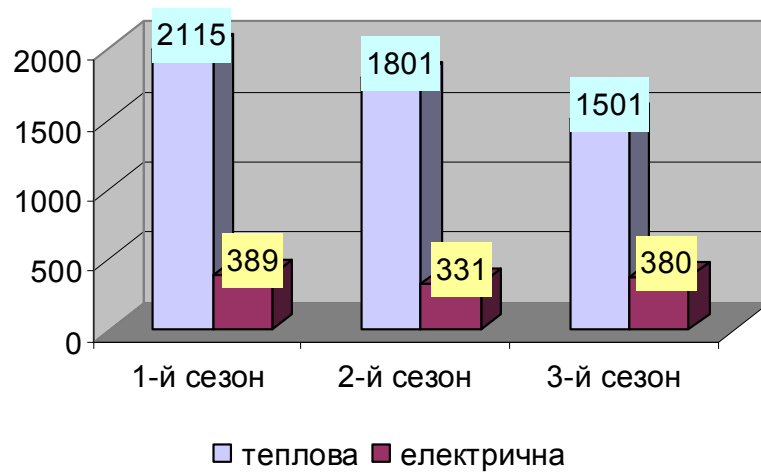


Рис. 3.23 – Значення теплової та електричної потужностей КТНУ для теплової схеми з використанням 65% потужності контактного утилізатора від сезону роботи, кВт

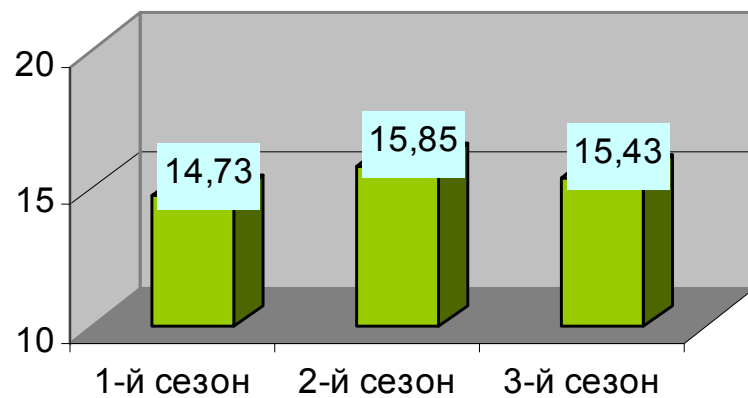


Рис. 3.24 – Значення економії робочого палива від застосування КТНУ для теплової схеми з використанням 65% потужності контактного утилізатора в залежності від сезону, %

3.3 Обґрунтування вибору ефективного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію на основі порівняльного аналізу

В попередніх розділах МКР виконаний аналіз ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса на основі результатів досліджень [50 - 55].

Визначено, що найбільш ефективним варіантом за низкою показників ефективності є варіант застосування з КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса з використанням в утилізаційному обладнанні та КТНУ 50% теплової потужності відхідних газів котлів. Цього варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію відповідатимуть: економія природного газу котельнею становитиме 14,4%, температура відхідних газів після утилізації складе 113 °С, буде забезпечено економію коштів в обсязі 6,33 млн. грн./рік. Отже, даний варіант було обрано до впровадження.

Теплова схема котельні санаторію в місті Одеса з КТНУ показана в графічній частині МКР.

3.4 Вибір обладнання для КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію в місті Одеса

Вибираємо таке обладнання:

- газопоршневий двигун-генератор марки ГДГА500 з номінальною потужністю електрогенератора 500 кВт виробництва ТДВ «Первомайськдизельмаш» (Україна) [61];

тепловий насос виробництва ЗАТ «Енергія» марки НТ-1000 з розрахунковою теплопродуктивністю 900...1350 кВт [62];

КТАН-утилізатор марки КТАН-0,8УГ; розрахункова теплопродуктивність 0,1-1 МВт [63];

насоси фірми GLONG марки GHE-75-80 [64].

План котельні санаторію в місті Одеса з КТНУ із розташуванням вибраного обладнання для КТНУ показаний в графічній частині МКР.

3.5 Розробка схеми автоматизації котельні санаторію з газовими котлами

В цьому підрозділі МКР виконана розробка систем автоматичного регулювання (САР): регулювання розрідження в топці, регулювання температури на вході в котел, регулювання температури на виході з котла, схеми яких показані на рис. 3.25 3.27.

Детальні технічні розрахунки до цього розділу МКР, виконані з використанням джерел [65 - 70], наведені в додатку В.

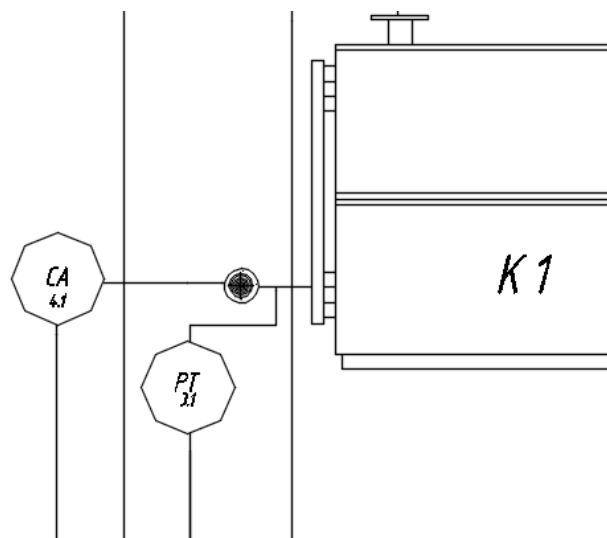


Рис. 3.25 – Регулювання розрідження в топці – К1- котел; СА 4.1.- регулюючий механізм; РТ 3.1.- датчик тиску

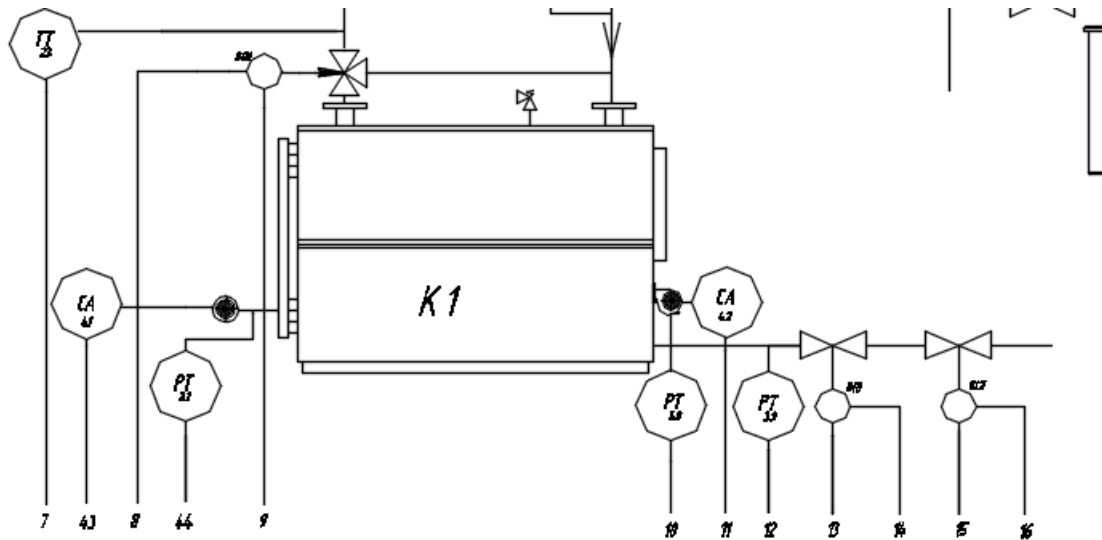


Рис. 3.26 – Регулювання температури води на вході в котел.- ТТ 2.3.- датчик температури; 8.1.- вентиль подачі газу

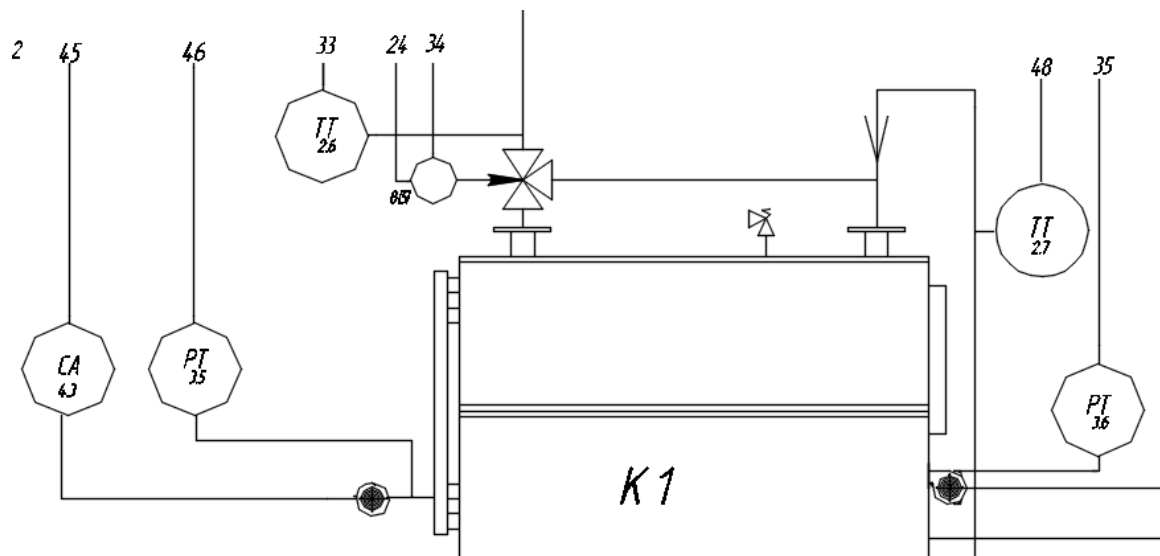


Рис. 3.27 – Регулювання температури на виході з котла. ТТ 2.7.- датчик температури; 8.5.- регулюючий механізм триходового клапана

3.6 Розробка технології монтажу КТНУ в котельні санаторію

В МКР виконані розрахунки для розробки технології монтажу КТНУ в котельні санаторію на основі джерел [71 - 81], результати розрахунків представлені в додатку Г.

3.7 Математичне та програмне забезпечення розрахунків ефективності циклів КТНУ для теплової схеми котельні санаторію

В МКР розрахунки циклів КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в місті Одеса виконувались з використанням програм SOLKANE SoftWare 8.0 та CoolPack1.5 [82 - 83], що використовуються для розрахунку циклів КТНУ. Результати моделювання роботи КТНУ на теплоті поверхневих вод та визначення ефективності циклів КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в програмі SOLKANE SoftWare 8.0 показані на рис. 3.28 – 3.32.

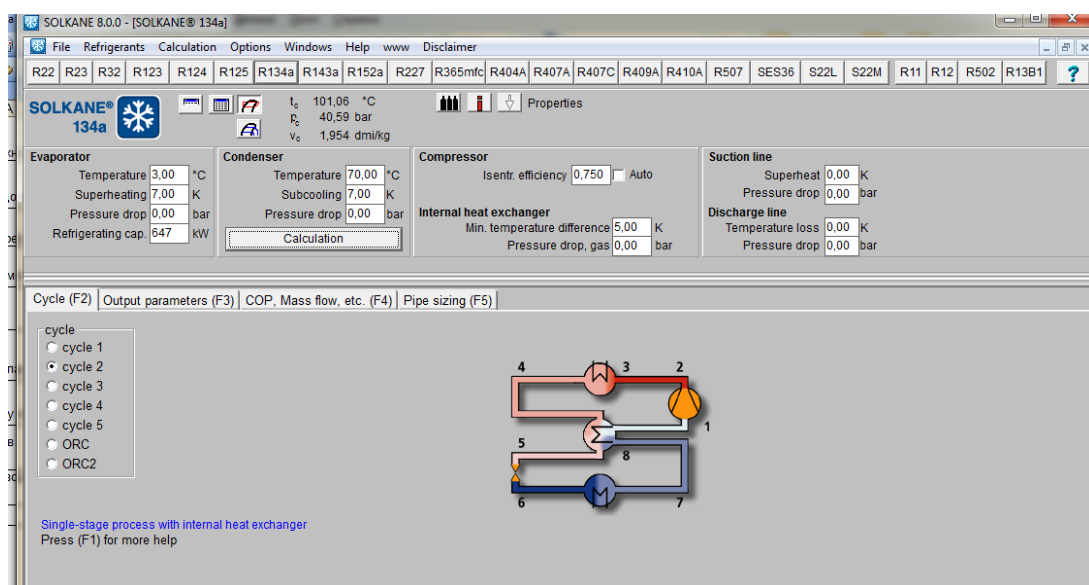


Рис. 3.28 – Вибір схеми та початкових даних для розрахунку КТНУ а в програмі SOLKANE SoftWare 8.0

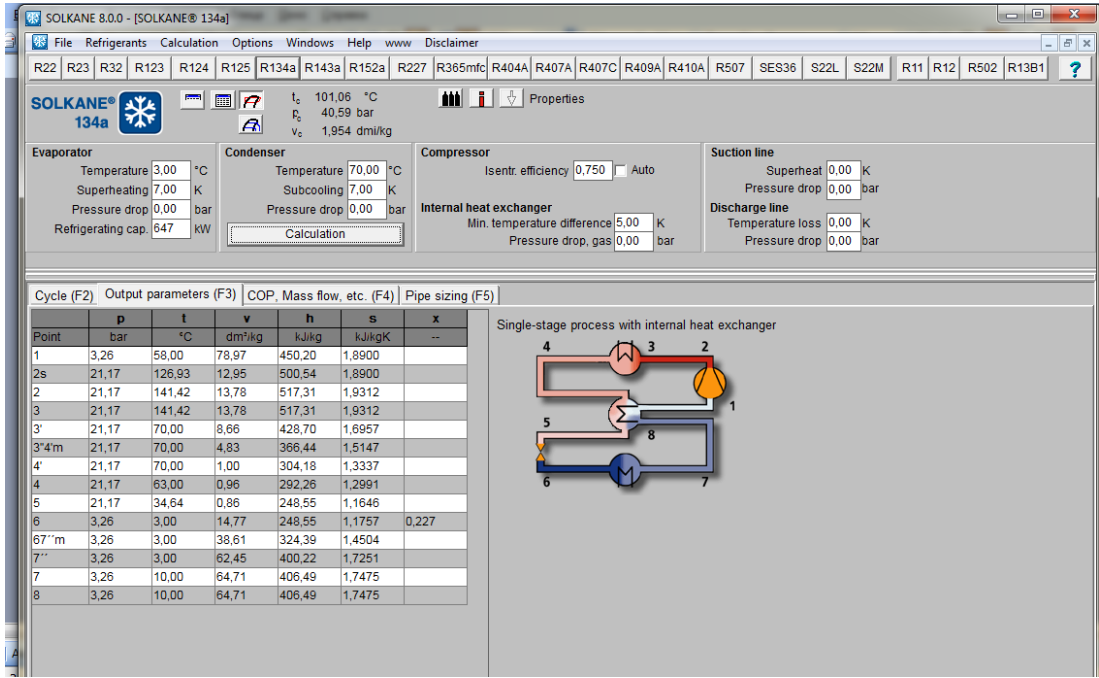


Рис. 3.29– Визначення параметрів холодоагенту R134a в точках циклу в програмі SOLKANE SoftWare 8.0

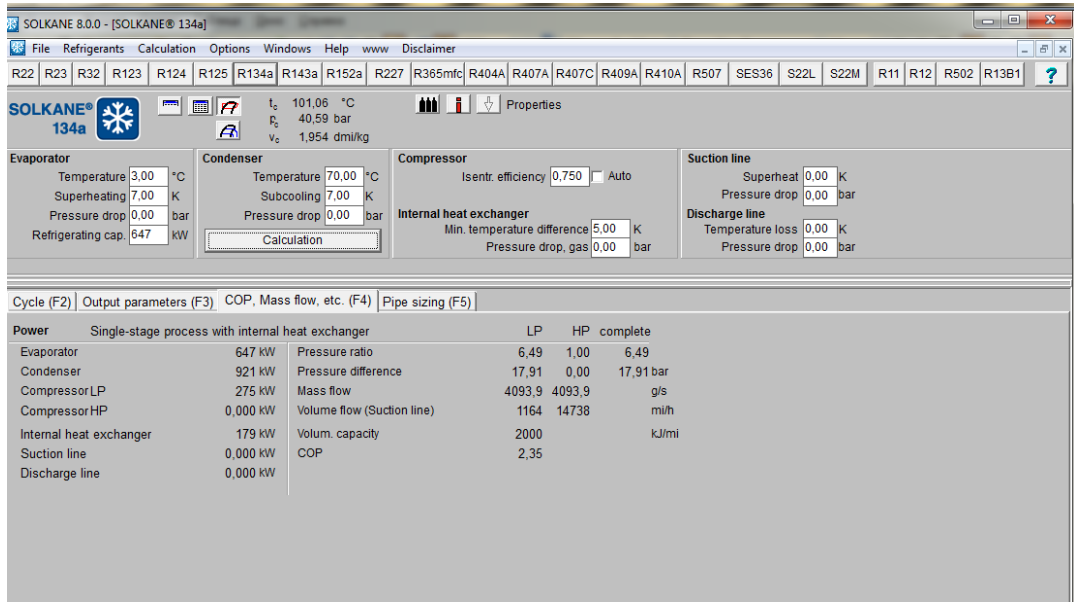


Рис. 3.30 – Показники ефективності роботи циклу КТНУ для холодоагенту R134a в SOLKANE SoftWare 8.0

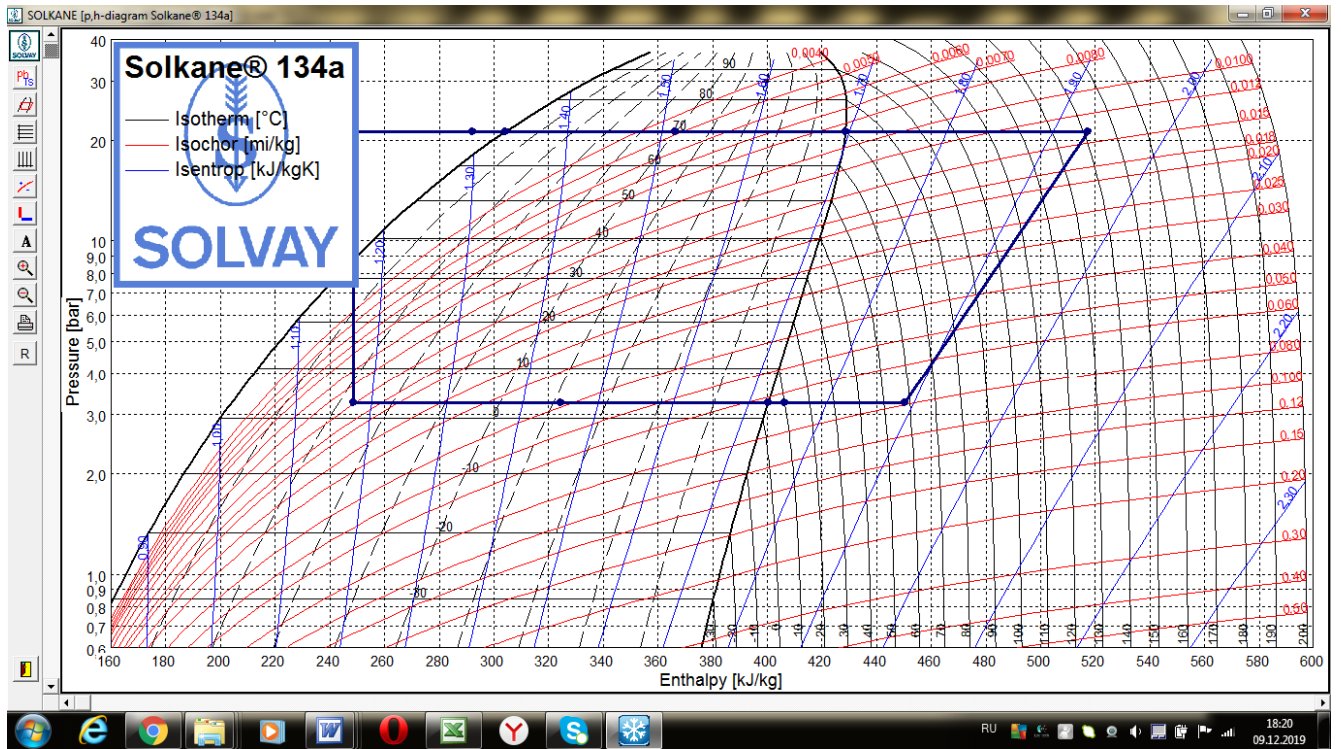


Рис. 3.31– Цикл КТНУ для холодоагенту R134a на P-h діаграмі в SOLKANE SoftWare 8.0

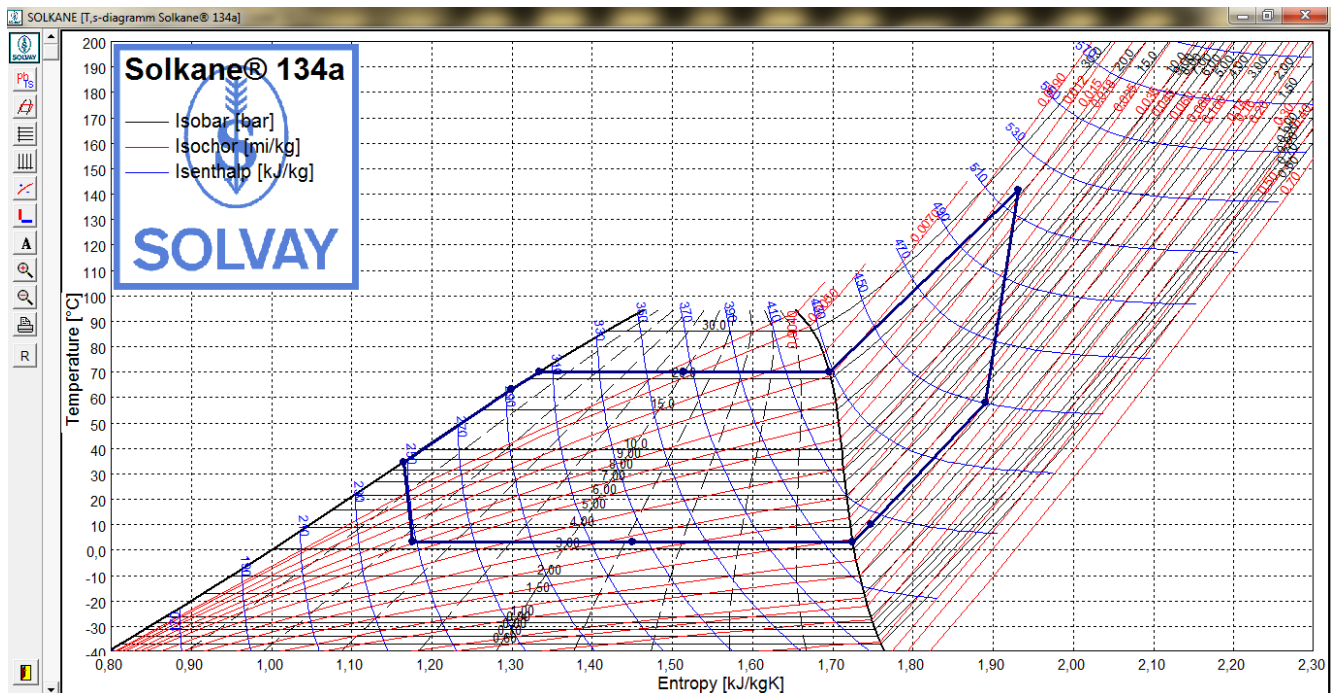


Рис. 3.32 – Цикл КТНУ для холодоагенту R134a на T-s діаграмі в SOLKANE SoftWare 8.0

Результати моделювання роботи КТНУ на теплоті вторинних енергоресурсів та визначення ефективності циклів КТНУ для теплової схеми котельні санаторію в програмі SOLKANE SoftWare 8.0 показані на рис. 3.33 – 3.37.

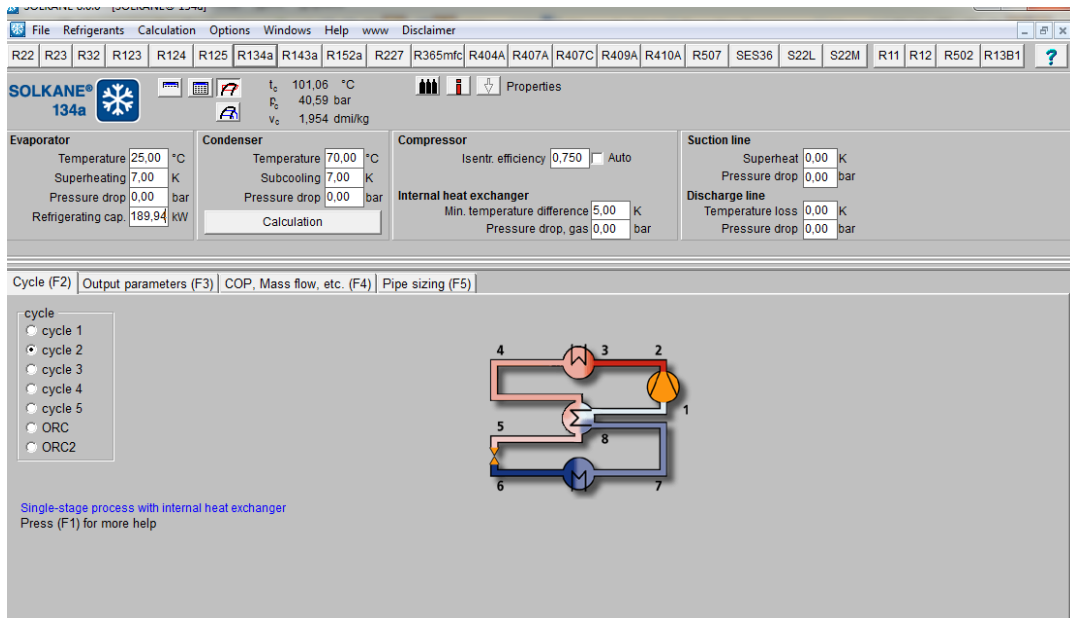


Рис. 3.33 – Вибір схеми та початкових даних для розрахунку КТНУ а в програмі SOLKANE SoftWare 8.0

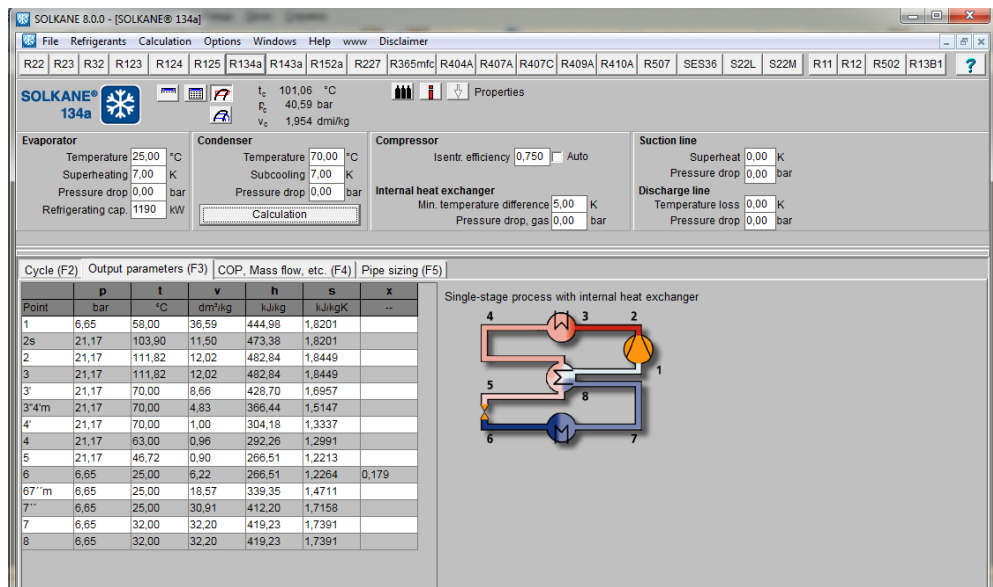


Рис. 3.34– Визначення параметрів холодоагенту R134a в точках циклу в програмі SOLKANE SoftWare 8.0

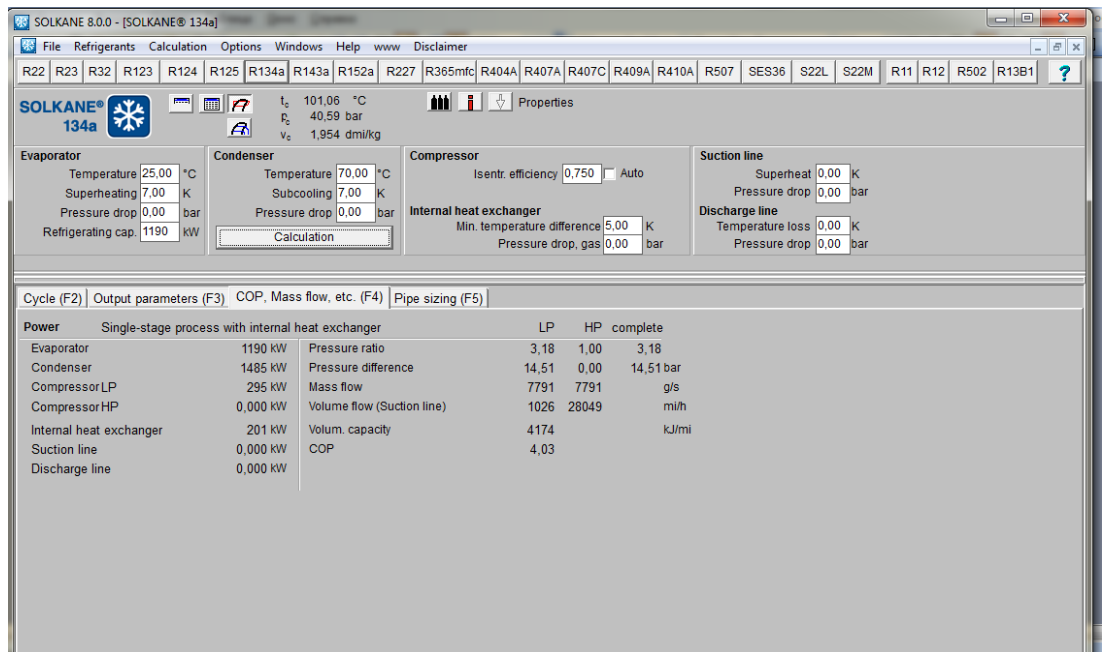


Рис. 3.35 – Показники ефективності роботи циклу КТНУ для холодоагенту R134a в SOLKANE SoftWare 8.0

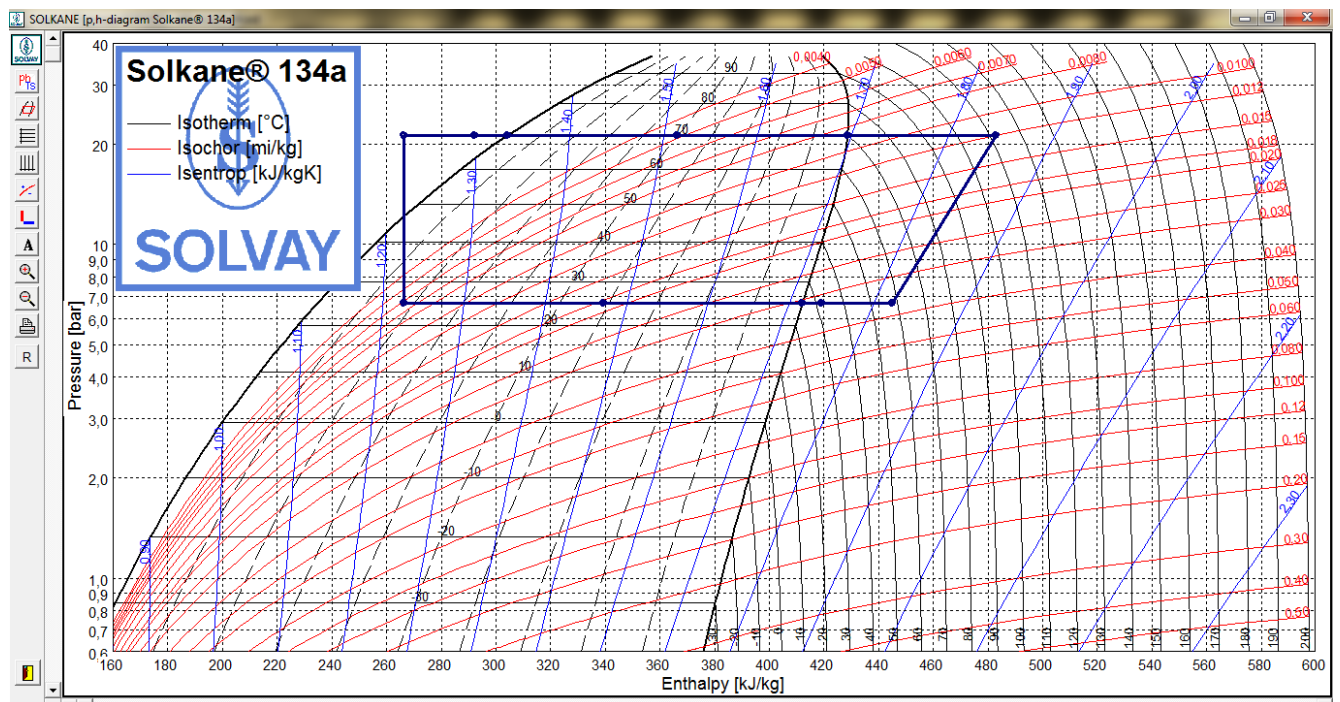


Рис. 3.36– Цикл КТНУ для холодоагенту R134a на P-h діаграмі в SOLKANE SoftWare 8.0

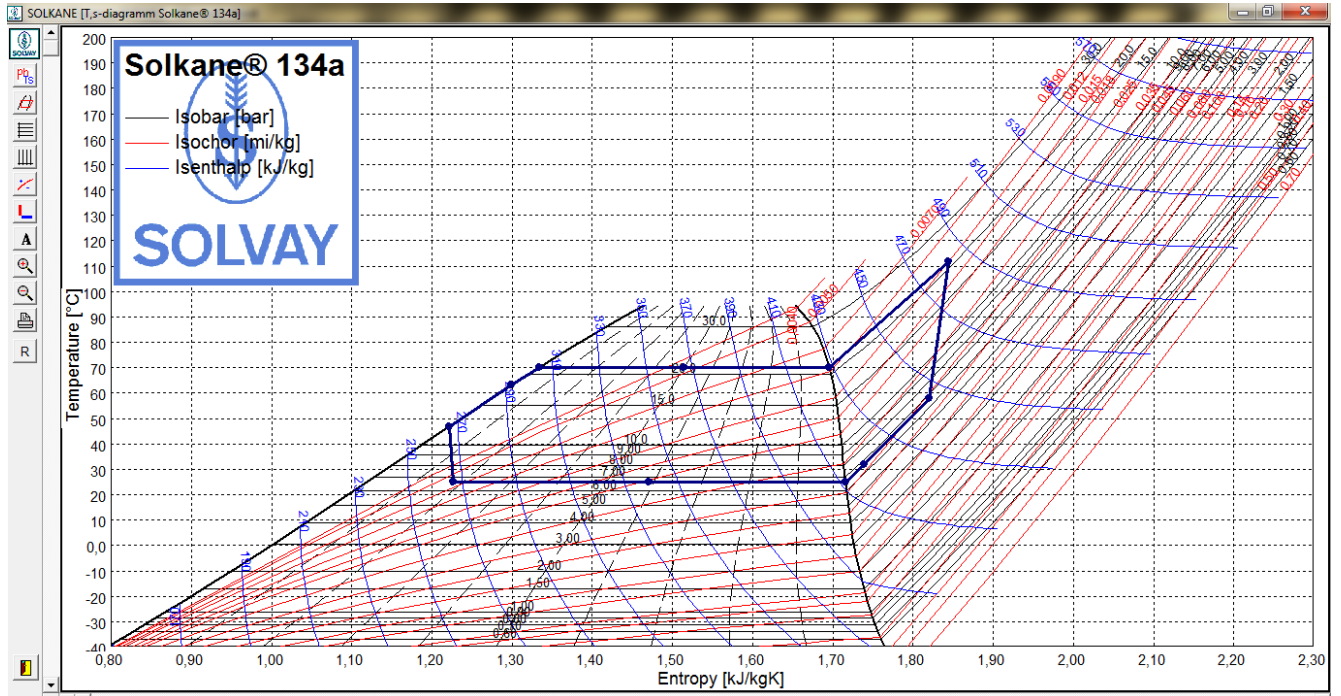


Рис. 3.37 – Цикл КТНУ для холодоагенту R134a на T-s діаграмі в SOLKANE SoftWare 8.0

4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КТНУ

4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні з КТНУ

Для розрахунку кошторисної вартості обладнання дотримувалися вимог ДСТУ Д 1.1.1 – 2013 „Правила визначення вартості будівництва” і використовували програму “АВК”.

Розділ складається з локального кошторису(таблиця Д.1 в додатку Д) і аналізу економічної ефективності теплозабезпечення санаторію в м. Одеса (таблиці 4.1 та 4.2).

Локальний кошторис на влаштування обладнання розрахований в цінах 2019 року на основі підібраних матеріалів та ресурсних елементних кошторисних норм, на основі поточних цін на матеріали та ресурси (таблиця Д.1).

Кошторисна вартість дорівнює $K = 11457,984$ тис. грн.

Кошторисна заробітна плата ЗП = 71,204 тис. грн.

Кошторисна трудомісткість $T = 3,245$ тис. люд -год

Вартість матеріалів, конструкцій, обладнання – $K_{обл} = 11329,381$ тис. грн.

4.2 Техніко-економічні показники проекту

Розраховані за [84 - 86], техніко-економічні показники проекту представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники проекту

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год/рік	Задаємося	8760
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год/рік	Задаємося	30
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год/рік	Задаємося	4246
Кількість робочих годин котельні в третій сезон	τ_3	год/рік	Задаємося	4484
Витрати палива в не модернізованій схемі в перший сезон	B_1	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,22
Витрати палива в не модернізованій схемі в другий сезон	B_2	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,19
Витрати палива в не модернізованій схемі в третій сезон	B_3	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1
Річна витрата робочого палива в не модернізованій схемі	$B_p^{річ}$	тис.м ³ /рік	$B_p^{річ} = (B_1 \cdot \tau_1 + B_2 \cdot \tau_2 + B_3 \cdot \tau_3) / \tau_{річ}$	4542,2
Витрати палива в модернізованій схемі в перший сезон	$B_1^{мод}$	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1967

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5
Витрати палива в модернізованій схемі в другий сезон	$B_2^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,168
Витрати палива в модернізованій схемі в третій сезон	$B_3^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,0846
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$B_p^{\text{мод}}$	$\text{тис.м}^3/\text{рік}$	$B_p^{\text{мод}} = (B_1^{\text{мод}} \cdot \tau_1 + B_2^{\text{мод}} \cdot \tau_2 + B_3^{\text{мод}} \cdot \tau_3) / \tau_{\text{річ}}$	3949,08
Теплота згорання палива	Q_H^p	$\text{МДж}/\text{м}^3$	3 характеристики палива	34
Теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^p$	$\text{МДж}/\text{кг}$	Приймаємо	29,3
Річна витрата умовного палива в не модернізованій схемі	$B_y^{\text{річ}}$	$\text{тонн}/\text{рік}$	$B_y^{\text{річ}} = \frac{B_p^{\text{річ}} \cdot Q_H^p}{Q_{\text{ну}}^p}$	5270,89
Річна витрата умовного палива в модернізованій схемі	$B_y^{\text{мод}}$	$\text{тонн}/\text{рік}$	$B_y^{\text{мод}} = B_p^{\text{мод}} \cdot Q_H^p / Q_{\text{ну}}^p$	4582,55
Потужність споживачів в перший сезон	Q_1	МВт	За попередніми розрахунками	6,5
Потужність споживачів в другий сезон	Q_2	МВт	За попередніми розрахунками	4,45
Потужність споживачів в третій сезон	Q_3	МВт	За попередніми розрахунками	2,5
Річний відпуск теплоти котельнею	$Q_{\text{річ}}$	$\text{ГДж}/\text{рік}$	$Q_{\text{річ}} = (Q_1 \cdot \tau_1 + Q_2 \cdot \tau_2 + Q_3 \cdot \tau_3) \cdot 3,6$	102200,4

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5
Капіталовкладення в ТНУ	$K_{\text{ТНУ}}$	грн.	$K = k \cdot Q_k \cdot n$	4418010
Капіталовкладення в ДВЗ	$K_{\text{ДВЗ}}$	грн.	–	3645000
Капіталовкладення в нове обладнання	$K_{\text{н.о.}}$	грн.	$K_{\text{н.о.}} = K_{\text{ТНУ}} + K_{\text{ДВЗ}}$	8063010
Капіталовкладення в нове обладнання з урахуванням витрат на монтаж	$K_{\text{н.о.}}^{\text{монт.}}$	грн.	Лок.кошторис	16126020
Електрична потужність в не модернізованій схемі в перш. сезон	N_1	кВт	За попередніми розрахунками	74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в другий сезон	N_2	кВт	За попередніми розрахунками	74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в третій сезон	N_3	кВт	За попередніми розрахунками	28,44
Річні витрати електроенергії в не модернізованій схемі	$N_{\text{річ}}$	кВт·год/рік	$N_{\text{річ}} = N_1 \cdot \tau_1 + N_2 \cdot \tau_2 + N_3 \cdot \tau_3$	443769,6
Ціна електроенергії	Ц_e	грн/(кВт·год)	Приймаємо	2,16
Заробітна плата працівника	$\Phi_{\text{з.п.}}$	грн./місяць	Приймаємо	6419
Витрати на електроенергію в не модернізованій схемі	$C_{\text{ел}}$	грн/рік	$C_{\text{ел}} = \text{Ц}_e \cdot N_{\text{річ}}$	958542

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Електрична потужність в модернізованій схемі в перший сезон	N_{1M}	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в другий сезон	N_{2M}	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в третій сезон	N_{3M}	кВт	За попередніми розрахунками	37,4
Річні витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{річ}^M$	кВт·год/рік	$N_{річ}^M = N_{1M} \cdot \tau_1 + N_{2M} \cdot \tau_2 + N_{3M} \cdot \tau_3$	496953,6
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{ел}^M$	грн/рік	$C_{ел}^M = N_{річ}^M \cdot C_e$	1073419
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{ам}$	грн/рік	$C_{ам} = K_{н.о} \cdot H_a$	1128821
Витрати на поточний ремонт	$C_{пр}$	грн/рік	$C_{пр} = C_{ам} \cdot 0,2$	22576
Затрати на заробітну плату	$C_{з.п.}$	грн/рік	$C_{з.п.} = N_{пр} \cdot \Phi_{з.п.}$	324552
Ціна палива	$C_{пал}$	грн/тис.м ³	Приймаємо	9670
Витрати на паливо в не модернізованій схемі	$C_{п}$	грн/рік	$C_{п} = V_{річна} \cdot C_{пал}$	43923693
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{п}^M$	грн/рік	$C_{п}^M = V_p^{MOD} \cdot C_{пал}$	38187610
Ціна води	$C_{в}$	грн/м ³	Приймаємо	12,08
Витрати на воду в модерніз. схемі	$C_{в}^M$	грн/рік	$C_{в}^M = G_{річ}^M \cdot C_{в}$	504757

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Інші витрати до модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}})$	2742693
Інші витрати після модернізації	$C_{\text{інші}}^{\text{м}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}}^{\text{м}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}}^{\text{м}} + C_{\text{ел}}^{\text{м}} + C_{\text{в}}^{\text{м}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{пр}})$	2474504
Експлуатаційні витрати до модернізації	$C_{\text{е}}$	грн/рік	$C_{\text{е}} = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{інші}}$	48454238
Експлуатаційні витрати після модернізації	$C_{\text{е}}^{\text{м}}$	грн/рік	$C_{\text{е}}^{\text{м}} = C_{\text{п}}^{\text{м}} + C_{\text{ел}}^{\text{м}} + C_{\text{в}}^{\text{м}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{інші}}^{\text{м}}$	43716242
Зменшення експлуатаційних витрат	$\Delta C_{\text{е}}$	Млн.грн /рік	$\Delta C_{\text{е}} = C_{\text{е}} - C_{\text{е}}^{\text{м}}$	5,213
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{\text{негод}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{негод}} = C_{\text{е}} / Q_{\text{річ}}$	474
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{\text{год}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{год}} = C_{\text{е}}^{\text{м}} / Q_{\text{річ}}$	428
Економічна ефективність	$E_{\text{ф}}$	Млн.грн /рік	$E_{\text{ф}} = (CB_{\text{негод}} - CB_{\text{год}}) \cdot Q_{\text{річ}}$	5,213
Термін окупності	T	рік	$T = K_{\text{н.о.}} / E_{\text{ф}}$	3,09

Визначено основні техніко-економічні показники. Спостерігається зниження собівартості після модернізації теплової схеми, термін окупності становить 3,09 року, також зменшують експлуатаційні витрати після модернізації на 5,213 млн.грн./рік.

Результати розрахунку економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію з КТНУ, показані в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію з КТНУ

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год/рік	Задаємося	8760
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год/рік	Задаємося	30
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год/рік	Задаємося	4246
Кількість робочих годин котельні в третій сезон	τ_3	год/рік	Задаємося	4484
Витрати палива в не модернізованій схемі в перший сезон	V_1	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,22
Витрати палива в не модернізованій схемі в другий сезон	V_2	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,19
Витрати палива в не модернізованій схемі в третій сезон	V_3	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1
Річна витрата робочого палива в не модернізованій схемі	$V_p^{річ}$	тис.м ³ /рік	$V_p^{річ}=(V_1 \cdot \tau_1 + V_2 \cdot \tau_2 + V_3 \cdot \tau_3) / \tau_{річ}$	4542,2
Витрати палива в модернізованій схемі в перший сезон	$V_1^{мод}$	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1967

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Витрати палива в модернізованій схемі в другий сезон	$B_2^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,168
Витрати палива в модернізованій схемі в третій сезон	$B_3^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,0846
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$B_p^{\text{мод}}$	$\text{тис.м}^3/\text{рік}$	$B_p^{\text{мод}} = (B_1^{\text{мод}} \cdot \tau_1 + B_2^{\text{мод}} \cdot \tau_2 + B_3^{\text{мод}} \cdot \tau_3) / \tau_{\text{річ}}$	3949,08
Теплота згорання палива	Q_H^p	$\text{МДж}/\text{м}^3$	3 характеристики палива	34
Теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^p$	$\text{МДж}/\text{кг}$	Приймаємо	29,3
Річна витрата умовного палива в не модернізованій схемі	$B_y^{\text{річ}}$	$\text{тонн}/\text{рік}$	$B_y^{\text{річ}} = \frac{B_p^{\text{річ}} \cdot Q_H^p}{Q_{\text{ну}}^p}$	5270,89
Річна витрата умовного палива в модернізованій схемі	$B_y^{\text{мод}}$	$\text{тонн}/\text{рік}$	$B_y^{\text{мод}} = B_p^{\text{мод}} \cdot Q_H^p / Q_{\text{ну}}^p$	4582,55
Потужність споживачів в перший сезон	Q_1	МВт	За попередніми розрахунками	6,5
Потужність споживачів в другий сезон	Q_2	МВт	За попередніми розрахунками	4,45
Потужність споживачів в третій сезон	Q_3	МВт	За попередніми розрахунками	2,5
Річний відпуск теплоти котельнею	$Q_{\text{річ}}$	$\text{ГДж}/\text{рік}$	$Q_{\text{річ}} = (Q_1 \cdot \tau_1 + Q_2 \cdot \tau_2 + Q_3 \cdot \tau_3) \cdot 3,6$	102200,4

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Питомі витрати робочого палива в немодернізованій схемі	b_p	м ³ /ГДж	$b_p = \frac{B_p^{річ}}{Q_{річ}}$	44,44
Питомі витрати умовного палива в немодернізованій схемі	b_y	кг/ГДж	$b_y = \frac{B_y^{річ}}{Q_{річ}}$	51,57
Питомі витрати робочого палива в модернізованій схемі	b_p	м ³ /ГДж	$b_p = \frac{B_p^{річ}}{Q_{річ}}$	38,64
Питомі витрати умовного палива в модернізованій схемі	b_y	кг/ГДж	$b_y = \frac{B_y^{річ}}{Q_{річ}}$	48,44
Капіталовкладення в ТНУ	$K_{ТНУ}$	грн.	$K = k \cdot Q_k \cdot n$	4418010
Капіталовкладення в ДВЗ	$K_{ДВЗ}$	грн.	–	3645000
Капіталовкладення в нове обладнання	$K_{н.о.}$	грн.	$K_{н.о.} = K_{ТНУ} + K_{ДВЗ}$	8063010
Капіталовкладення в нове обладнання з урахуванням витрат на монтаж	$K_{н.о.}^{монт.}$	грн.	$K_{н.о.}^{монт.} = K_{н.о.} \cdot 1,46$	16126020
Електрична потужність в не модернізованій схемі в перш.сезон	N_1	кВт	За попередніми розрахунками	74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в друг. сезон	N_2	кВт	За попередніми розрахунками	74

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Електрична потужність в не модернізованій схемі в третій сезон	N_3	кВт	За попередніми розрахунками	28,44
Річні витрати електроенергії в не модернізованій схемі	$N_{річ}$	кВт·год/рік	$N_{річ} = N_1 \cdot \tau_1 + N_2 \cdot \tau_2 + N_3 \cdot \tau_3$	443769,6
Ціна електроенергії	Π_e	грн/(кВт·год)	Приймаємо	2,16
Заробітна плата працівника	$\Phi_{з.п.}$	грн./місяць	Приймаємо	6419
Витрати на електроенергію в не модернізованій схемі	$C_{ел}$	грн/рік	$C_{ел} = \Pi_e \cdot N_{річ}$	958542
Електрична потужність в модернізованій схемі в перший сезон	$N_{1м}$	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в другий сезон	$N_{2м}$	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в третій сезон	$N_{3м}$	кВт	За попередніми розрахунками	37,4
Річні витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{річ}^M$	кВт·год/рік	$N_{річ}^M = N_{1м} \cdot \tau_1 + N_{2м} \cdot \tau_2 + N_{3м} \cdot \tau_3$	496953,6
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{ел}^M$	грн/рік	$C_{ел}^M = N_{річ}^M \cdot \Pi_e$	1073419

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{ам}$	грн/рік	$C_{ам} = K_{н.о} \cdot H_a$	1128821
Витрати на поточний ремонт	$C_{пр}$	грн/рік	$C_{пр} = C_{ам} \cdot 0,2$	22576
Затрати на заробітну плату	$C_{з.п.}$	грн/рік	$C_{з.п.} = N_{пр} \cdot \Phi_{з.п.}$	324552
Ціна палива	$\Pi_{пал}$	грн/тис.м ³	Приймаємо	9670
Витрати на паливо в не модернізованій схемі	$C_{п}$	грн/рік	$C_{п} = V_{річна} \cdot \Pi_{пал}$	43923693
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{п}^M$	грн/рік	$C_{п}^M = V_p^{MOD} \cdot \Pi_{пал}$	38187610
Витрата води в перший сезон	G_1	кг/с	За попередніми розрахунками	1,96
Витрата води в другий сезон	G_2	кг/с	За попередніми розрахунками	1,5
Витрата води в третій сезон	G_3	кг/с	За попередніми розрахунками	1,55
Ціна води	$\Pi_{в}$	грн/м ³	Приймаємо	12,08
Річна витрата води в діючій схемі	$G_{річ}$	м ³ /рік	$G_{річ} = (G_1 \cdot \tau_1 + G_2 \cdot \tau_2 + G_3 \cdot \tau_3) \times (3600/\rho_{в})$	41784
Витрати на воду в діючій схемі	$C_{в}$	грн/рік	$C_{в} = G_{річ} \cdot \Pi_{в}$	504757
Річна витрата води в модерніз. схемі	$G_{річ}^M$	м ³ /рік	$G_{річ}^M = (G_1 \cdot \tau_1 + G_2 \cdot \tau_2 + G_3 \cdot \tau_3) \times (3600/\rho_{в})$	41784
Витрати на воду в модерніз. схемі	$C_{в}^M$	грн/рік	$C_{в}^M = G_{річ}^M \cdot \Pi_{в}$	504757
Інші витрати до модернізації	$C_{інші}$	грн/рік	$C_{інші} = 0,06 \cdot (C_{п} + C_{ел} + C_{в} + C_{з.п.})$	2742693
Інші витрати після модернізації	$C_{інші}^M$	грн/рік	$C_{інші}^M = 0,06 \cdot (C_{п}^M + C_{ел}^M + C_{в}^M + C_{ам} + C_{з.п.} + C_{пр})$	2474504

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Експлуатаційні витрати до модернізації	C_e	грн/рік	$C_e = C_{\Pi} + C_{ел} + C_{в} + C_{з.п} + C_{інші}$	48454238
Експлуатаційні витрати після модернізації	C_e^M	грн/рік	$C_e^M = C_{\Pi}^M + C_{ел}^M + C_{в}^M + C_{ам} + C_{з.п.} + C_{пр} + C_{інші}^M$	43716242
Зменшення експлуатаційних витрат	ΔC_e	Млн.грн /рік	$\Delta C_e = C_e - C_e^M$	5,213
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{негод}$	грн/ГДж	$CB_{негод} = C_e / Q_{річ}$	474
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{год.}$	грн/ГДж	$CB_{год.} = C_e^M / Q_{річ}$	428
Економічна ефективність	E_{ϕ}	Млн.грн /рік	$E_{\phi} = (CB_{негод.} - CB_{год.}) \cdot Q_{річ.}$	5,213
Термін окупності	T	рік	$T = K_{н.о.} / E_{\phi}$	3,09

Визначено основні техніко-економічні показники. Спостерігається зниження собівартості теплоти після модернізації теплової схеми, термін окупності нового обладнання становить 3,09 року, також зменшуються експлуатаційні витрати після модернізації на 5,213 млн. грн./рік.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі досліджується енергоефективність системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в теплової схемі котельні санаторію. В приміщенні котельні санаторію встановлено водогрійні котли, що призначені для відпуску теплової енергії. На оперативно-ремонтний персонал котельні, згідно ГОСТ 12.0.003-74, діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [87 - 90]:

1) фізичні:

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- недостатнє природне освітлення;
- підвищений рівень вібрації;
- знижена вологість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- незахищені рухомі елементи виробничого обладнання.

2) хімічні:

- загальнотоксичні речовини, які діють на нервову систему (окис вуглецю);
- подразнюючі речовини, що діють на очі, ніс, тіло людини (окис азоту, ангідрид сірчаній).

3).психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Електробезпека

Для живлення обладнання котельні використовується чотирипровідна трифазна електромережа з глухозаземленим нульовим проводом напругою 380 х 220В.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) електрозахисні засоби захисту.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для зручного і безпечного обслуговування котлів, повинні бути встановлені постійні площадки і сходи з перилами висотою не менше 0,9м з суцільною обшивкою низом не менше 100мм.

Перехідні площадки і сходи повинні мати перила з обох боків. Площадка довжиною 5м повинні мати не менше двох сходів, розміщених в протилежних кінцях. Проходи в котельні повинні мати вільну висоту не менше 2м.

Забороняється встановлення в одному приміщенні з котлами устаткування, що не має прямого відношення до обслуговування або ремонту котлів або до технології гарячої води.

Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура ($t^{\circ}\text{C}$) і відносна вологість повітря (W, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Пб) наведені в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату відповідно до [88]

Період року	Категорія робіт	Допустима температура на робочих місцях, °C		Допустима відносна вологість на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима швидкість руху кисню на постійних та непостійних робочих місцях, м/с
		Постійних	Непостійних		
Холодний	Середньої важкості Пб	15-21	13-23	75	не більш 0,4
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	15-29	70 при 25 °C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Склад повітря робочої зони

Котельня працює на природньому паливі. При згоранні газоподібного палива виділяються такі шкідливі речовини, як оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид та інші.

Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від нагрівних поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 100 Вт/м² – при випромінюванні не більше 25 % поверхні тіла.

З метою профілактики теплових травм температура зовнішніх поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 45 °C.

Концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони котельні не повинна перевищувати ГДК, згідно із ГОСТ 12.1.005-88. В таблиці 5.2 наведено ГДК шкідливих речовин, що є забруднювачами повітря робочої зони котельні.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Азоту двоокис NO ₂	0,085	0,085	2
Ангідрид сірчаний SO ₂	0,5	0,05	3
Вуглець (окис CO)	3	1	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Освітлення робочої зони

Приміщення котельні санаторію повинно бути забезпечене природнім освітленням, а в нічний час – електричним освітленням.

Місця, які з технічних причин не можна забезпечити природнім освітленням, повинні мати електричне освітлення. Освітленість повинна відповідати ДБН В.2.5-28-2006 “Природне та штучне освітлення”.

Крім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Робоче і аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок.

Характеристика зорової роботи – загальні спостереження за проведенням виробничого процесу (постійне).

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або e :

$$E = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%, \quad (5.1)$$

де $E_{\text{вн}}$ – внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$ – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (5.2)$$

де e_N – значення КПО;

m_N – коефіцієнт теплового клімату;

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8\%$$

Оператори котельні ведуть постійний нагляд за ходом технологічного процесу, слідкують за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи персоналу – середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи VI, підрозряд «Г». При штучному загальному освітленні освітленість – 150 лк, при комбінованому освітленні – освітленість – 300 лк.

В котельній природне освітлення верхнє і бокове. Штучне освітлення машинного залу загальне і здійснюється за допомогою газорозрядних ламп.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи не-

обхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

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

Підлягають обов'язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- а) фронт котлів, а також приходи між котлами, позаду котлів і над котлами;
- б) щити та пульти управління;
- в) водовказівні і вимірювальні прилади;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- ж) приміщення для баків та деаераторів;
- з) устаткування водопідготовки;
- і) площадки і драбини котлів;
- к) насосні приміщення;

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення грає важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення.

Експлуатація електричних пристроїв включає:

- регулярне очищення віконних проїм будівель від забруднень;
- своєчасну заміну перегорілих ламп і контроль за рівнем напруги в освітлювальній мережі;
- реалізацію заходів, що сприяють зменшенню забруднення скла, як, наприклад, покриття скла спеціальними прозорими плівками, що легко видаляються при очищенні тощо;

- підвищення загального рівня культури експлуатації будівель, що забезпечує чистоту повітря у приміщенні і відсутність викиду в атмосферу пилу, а також регулярне фарбування та побілку.

Очищення скла у приміщеннях, де ведуться роботи з незначними виділеннями пилу, провадяться не рідше одного разу в рік, а побілка стелі і стін приміщень не рідше одного разу в три роки.

Очистку світильників рекомендується проводити не рідше двох разів на місяць. Ця робота може бути доручена тільки електрикам і повинна провадитися при відключеній напрузі в електромережі.

Виробничий шум

Джерелом шуму в приміщенні котельні санаторію, де знаходяться когенерційно-теплоснабжувальні установки, є шум від двигунів і вентиляторів, димососів.

В таблиці 5.3 наведено допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочому місці

Таблиця 4.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку на робочому місці.

Робоче місце	Рівні звуку тиску, в дБ в октавних полосах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Діючий рівень звуку в приміщенні становить 76 – 78 (А), що знаходиться в межах норми.

Захист від шуму повинен досягатись розробкою шумобезпечної техніки застосуванням засобів індивідуального захисту, а також будівельно-акустичними методами.

Основні технічні міри по зменшенню шуму:

- правильність проектування масивних фундаментів під віброактивне обладнання (дробилки, сепаратори, нагнітачі) з урахуванням динамічних навантажень;
- ізоляція фундаментів під віброактивне обладнання від несучих конструкцій та інженерних комунікацій;
- застосування віброзатримуючих гнучких вставок на вихлопі з нагнітачів;
- застосування вібропоглинаючого резинового покриття;
- звукоізоляція шумних машин кожухами.

Виробничі вібрації

Джерелом вібрації в першу чергу є насоси, вентиляційні установки, котли для спалювання газу, ГПД. Від працюючого устаткування, системи вентиляції на працюючих може діяти негативний виробничий фактор - вібрація.

Систематичний вплив вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я і може стати причиною погіршення здоров'я. Вона впливає на нервову систему, серце, вестибулярний апарат, може порушити обмін речовин, сон людини і т.д.

Загальна вібрація на виробничій дільниці по джерелу виникнення відноситься до категорії третього типу «а» - технологічна, критерій оцінки - межа зниження продуктивності праці. Ця вібрація діє на операторів стаціонарних машин і обладнання або передається на робочі місця, де немає джерела вібрації.

Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси 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	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

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

Основними методами боротьби з вібрацією устаткування є зниження вібрації впливом на джерело збудження, відхилення від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань. Для зменшення вібрації обладнання встановлюється на гумові віброізолятори.

Існують наступні методи боротьби з вібрацією:

- віброізоляційний захист (зменшення передачі вібрації від джерела збудження за допомогою віброізоляторів);
- віброгасіння (зменшення рівня вібрації від джерела збудження за допомогою введення в систему додаткових реактивних опорів);
- вібропоглинання (застосовується для зменшення вібрації кожухів, коливання яких виникає в резонансовому режимі).

Вентилятори з електроприводом установлені поза будівлями на масивні фундаменти.

Психофізіологічні фактори

а) класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кГ/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт);

При регіональному навантаженні(для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)
- до 60 000;

При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до30 000;

Статичне навантаження (кГ/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

Безпека в надзвичайних ситуаціях.

Оцінка можливих наслідків вибуху газу в разі виходу з ладу газового котла КСВ-5.

Розрахунок надмірного тиску вибуху газоповітряної суміші

Густина газу при розрахунковій температурі $t_p = 26$ °С (згідно завдання) визначається за формулою

$$\rho_T = \frac{M}{V_0 \cdot (1 + 0,00367t_p)} = \frac{16}{22,413(1 + 0,0036 \cdot 26)} = 0,65 \text{ (кг} \times \text{м}^{-3}\text{)}, \quad (5.3)$$

де M – молярна маса речовини ($M(C_xO_yH_z) = x \cdot M_C + y \cdot M_O + z \cdot M_H$), $\text{кг} \cdot \text{кмоль}^{-1}$ (для CH_4 – $M(\text{CH}_4) = 12 + 4 \cdot 1 = 16$);

V_0 – мольний об'єм, що дорівнює $22,413 \text{ м}^3 \cdot \text{кмоль}^{-1}$.

Стехіометрична концентрація ГГ або парів ЛЗР та ГР, % (об.), що визначається за формулою

$$C_{cr} = \frac{100}{1+4,84 \cdot \beta} = \frac{100}{1+4,84 \cdot 2} = 9,36, \quad (5.4)$$

де $\beta = n_c + \frac{n_H - n_x}{4} - \frac{n_o}{2} = 1 + \frac{4}{4} = 2$ – стехіометричний коефіцієнт кисню в реакції згоряння (при розрахунку β атоми азоту не враховуються);
 $n_c=1$, $n_H=4$, $n_o=0$, $n_x=0$ – число атомів С, Н, О та галогенів у молекулі ГГ або парів ГР (робоче паливо – газ метан).

Об'єм газу, що вийшов з апарата

$$V_a = \frac{P_1}{P_0} \cdot V = 0,01 \cdot P_1 \cdot V = 0,01 \cdot 25 \cdot 5,75 = 1,43 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.5)$$

де $P_1=25$ – тиск газу в апараті, кПа;

$V = 5,75$ – робочий об'єм апарата, м³;

P_0 - атмосферний тиск, що дорівнює 101,3 кПа.

Об'єм газу, що вийшов з трубопроводів

$$V_T = V_{1T} + V_{2T} = 1,3 + 1,5 = 2,8 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.6)$$

де V_{1T} – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу до його перекидання, м³;

V_{2T} – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу після його перекидання, м³,

$$V_{1T} = q \cdot \tau = 0,3 \cdot 50 = 1,5 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.7)$$

де $q=0,3 \text{ м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ – витрата газу, яку визначають згідно з технологічним регламентом залежно від тиску у трубопроводі, його діаметру, температури газового середовища тощо (згідно технічного паспорта обладнання при роботі з максимальним навантаженням);

$\tau = 50 \text{ с}$ – час перекидання у режимі автоматики (згідно завдання);

$$V_{2T} = 0,01 \pi \cdot P_2 (r_1^2 L_1 + r_2^2 L_2 + \dots + r_n^2 L_n) = 0,01 \cdot 3,14 \cdot 25 \cdot 0,105 \cdot 15,8 = 1,3 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.8)$$

де $P_2 = 25$ – максимальний тиск у трубопроводі за технологічним регламентом, кПа;

$r_1 = 0,105$ – внутрішній радіус трубопроводів, м;

$L_1 = 15,8$ – загальна довжина трубопроводів від аварійного апарата до засувки, м;

$P_0 = 101,3$ – атмосферний тиск, кПа.

Масу газу, що потрапив до приміщення під час розрахункової аварії, визначаємо за формулою

$$m_{\Gamma} = (V_a + V_{\Gamma}) \cdot \rho_{\Gamma} = (1,43 + 2,8) \cdot 0,65 = 2,75 \text{ (кг)}. \quad (5.9)$$

Надлишковий тиск вибуху ΔP для індивідуальних горючих речовин, які складаються з атомів С, Н, О, N, Cl, Br, I, F визначається за формулою

$$\begin{aligned} \Delta P &= (P_{max} - P_0) \cdot \frac{m \cdot Z}{V_{\text{вільн}} \cdot \rho_{\Gamma}} \cdot \frac{100}{C_{\text{ст}}} \cdot \frac{1}{K_n} = \\ &= (900 - 101) \cdot \frac{2,75 \cdot 0,5 \cdot 100}{1785,6 \cdot 0,65 \cdot 9,36 \cdot 3} = 3,4 \text{ (кПа)}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

де P_{max} – максимальний тиск вибуху стехіометричної газоповітряної або пароповітряної суміші у замкнутому об'ємі (приймається 900 кПа);

P_0 – початковий тиск, кПа (приймається 101 кПа);

m – маса ГГ або парів ЛЗР та ГР, що потрапили в результаті розрахункової аварії до приміщення, яку визначають для ГГ ;

$Z = 0,5$ – коефіцієнт участі ГГ або парів у вибуху, який може бути розрахований на підставі характеру розподілення газів і парів в об'ємі приміщення;

$V_{\text{вільн}} = 1785,6$ – вільний об'єм приміщення, м³ (згідно завдання);

K_n – коефіцієнт, що враховує негерметичність приміщення й неадіабатичність процесу горіння (приймається $K_n = 3$).

Визначення розмірів зони поширення полум'я

Горизонтальні розміри зони, м, які обмежують область концентрацій, що перевищують нижню концентраційну межу поширення полум'я ($C_{\text{НКМП}}$), обчислюють за формулою

$$R_{\text{НКМП}} = 14,5632 \cdot \left(\frac{m_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma} \cdot C_{\text{НКМП}}} \right)^{0,333} = 14,5632 \cdot \left(\frac{2,75}{0,65 \cdot 14} \right)^{0,333} = 9,8 \text{ (м)}, \quad (5.11)$$

де m_{Γ} - маса ГГ, що надійшли до відкритого простору під час аварійної ситуації, кг;

ρ_{Γ} - густина ГГ при розрахунковій температурі й атмосферному тиску, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$;

$C_{\text{НКМП}}$ - нижня концентраційна межа поширення полум'я ГГ 14 % (об.).

За початок відліку горизонтального розміру зони приймають зовнішні габаритні розміри апаратів, установок, трубопроводів тощо. У всіх випадках значення $R_{\text{НКМП}}$ повинно бути не менше 0,3 м для ГГ і ЛЗР.

Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання внаслідок вибуху

Інтенсивність теплового випромінювання розраховуємо для пожежі «вогненна куля».

Ефективний діаметр «вогняної кулі» D_s , м, визначаємо за формулою

$$D_s = 5,33 \text{ м}^{0,327} = 5,33 \cdot 2,75^{0,327} = 7,42 \text{ (м)}. \quad (5.12)$$

Висоту центра «вогняної кулі» визначаємо

$$H = D_s / 2 = 7,42 / 2 = 3,71 \text{ (м)}. \quad (5.13)$$

Час існування «вогняної кулі» t_s , с, визначаємо за формулою

$$t_s = 0,92 \text{ м}^{0,303} = 0,92 \cdot 2,75^{0,303} = 1,25 \text{ (с)}. \quad (5.14)$$

Відстань від зовнішніх меж кулі до точки на поверхні землі безпосередньо під центром «вогняної кулі»

$$r = \sqrt{D_s^2 + H^2} = \sqrt{7,42^2 + 3,71^2} = 8,3(\text{м}) \quad (5.15)$$

Коефіцієнт пропускання теплового випромінювання крізь атмосферу ψ розраховуємо за формулою:

$$\begin{aligned} \psi &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (\sqrt{r^2 + H^2} - D_s / 2) \right] = \\ &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{(7,6^2 + 3,4^2)} - 6,8 / 2 \right) \right] = 0,98 \end{aligned} \quad (5.16)$$

Кутовий коефіцієнт опромінення

$$\begin{aligned} \psi &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (\sqrt{r^2 + H^2} - D_s / 2) \right] = \\ &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{(8,3^2 + 3,71^2)} - 7,42 / 2 \right) \right] = 0,98 \end{aligned} \quad (5.21)$$

Інтенсивність теплового випромінювання обчислюємо за формулою

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \psi = 450 \cdot 0,075 \cdot 0,98 = 33 \text{ (кВт} \cdot \text{м}^{-2}\text{)}, \quad (5.22)$$

де E_f – середньоповерхнева густина теплового потоку випромінювання полум'я, $\text{кВт} \cdot \text{м}^{-2}$, величину E_f приймаємо рівною $450 \text{ кВт} \cdot \text{м}^{-2}$.

Висновок .У випадку аварії, що може бути спричинена вибухом газоповітряної суміші, надмірний тиск ударної хвилі буде достатнім для слабкого руйнування котельні, тому в котельні необхідно:

– забезпечити дотримання норм експлуатації обладнання;

- забезпечити дотримання всіх норм пожежної безпеки;
- встановити додаткові системи запобігання витоку газу з трубопроводів;
- робоче місце оператора розмістити за межами зони поширення полум'я;
- спроектувати конструкцію будівлі так щоб надмірний тиск ударної хвилі компенсувався за рахунок руйнування даху та віконних прорізів;
- запобігти розміщення в зоні поширення полум'я речовин, що можуть спалахнути за розрахованої інтенсивності теплового випромінювання;
- забезпечити виконання всіх внутрішніх норм і інструкцій безпеки.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи в теплової схеми котельні санаторію з когенераційно-теплонасосними установками, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в теплової схемі котельні санаторію.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення енергоефективності теплової схеми котельні санаторію (на прикладі котельні в місті Одеса) із використанням КТНУ. Досліджено засоби з підвищення ефективності теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію) із застосуванням КТНУ. Досліджено та оцінено вплив режимів роботи теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію) із застосуванням КТНУ на показники енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію. Проведено дослідження, визначено енергоефективні режими та економічно обґрунтовані умови застосування КТНУ в теплової схемі котельні (на прикладі котельні санаторію). Розроблені рекомендації із підвищення енергоефективності та економічної ефективності теплової схеми котельні (на прикладі котельні санаторію) із застосуванням КТНУ.

Дослідження проведено методом числового експерименту, визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні санаторію з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні санаторію з КТНУ визначалися з використанням спеціалізованих програм SOLKANE SoftWare 8.0 та CoolPack1.5, адекватність результатів яких підтверджено характеристиками обладнання за даними фірм-виробників та точністю матеріальних та енергетичних балансів.

В магістерській роботі проведено апробацію методу комплексного оцінювання теплових схем з КТНУ, з використанням показників ефективності теплових схем з КТНУ, з метою визначення режимів енергоефективної експлуатації та економічно обґрунтованих режимів роботи теплової схеми котельні санаторію з

КТНУ. Дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергетично та економічно ефективної інтеграції теплових схем водогрійних котельних з КТНУ в муніципальну теплоенергетику в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування КТНУ в теплових схемах водогрійних котелень санаторіїв.

Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

Результати проведених досліджень опубліковані в дванадцяти наукових публікаціях здобувача [1 – 12]: одній науковій статті [3] у фаховому виданні України, статтях у нефахових виданнях в Україні та за кордоном, збірниках матеріалів Міжнародних, Всеукраїнських та регіональних конференцій.

Практичні рекомендації по застосуванню КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію містять: оцінку ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію з обґрунтуванням вибору енергоефективних та економічно обґрунтованих умов застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію для теплопостачання, розробку технології монтажу і автоматизації обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

За обраним варіантом модернізації теплової схеми з встановленням КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію було підібрано таке обладнання: тепловий насос марки НТ-1000 з розрахунковою теплопродуктивністю 900...1350 кВт, газопоршневий двигун-генератор марки ГДГА500 з номінальною потужністю електрогенератора 500 кВт виробництва ТДВ «Первомайськдизельмаш» (Україна) та утилізаційне обладнання марки КТАН-0,8УГ

У разі застосування цього варіанту КТНУ будуть забезпечені енергоефективні та економічно обґрунтовані змінні режими роботи теплової схеми котельні з комбінованим сезонним використанням низькотемпературної теплоти промислових та природних джерел: сезонна економія робочого палива котельнею з КТНУ буде змінюватись в межах 10,59...15,43%, річна економія робочого палива котельнею з КТНУ становитиме 14,4%. Для цього варіанту застосування з КТНУ в те-

пловій схемі котельні санаторію в м. Одеса буде забезпечено економію коштів котельнею в обсязі 5,213 млн. грн./рік

У випадку застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію забезпечується зниження собівартості теплової енергії після модернізації теплової схеми. За результатами техніко-економічного аналізу визначено, капіталовкладення в нове обладнання (КТНУ) становитимуть 16,126 млн. грн., термін окупності нового обладнання СЕ з КТНУ становитиме 3,09 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Ostapenko O. P. Economical aspects of the efficiency of usage of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of various power levels / Ostapenko O. P., Portnov V. M. // Proceedings of the International Scientific conference «Eastern European Studies: Economics, Education and Law» (June 7 – 8, 2018, Burgas Free University, Burgas), Burgas : Publishing House FLAT Ltd-Burgas, 2018. – Volume II. – P. 60 – 62.
2. Ostapenko, O. P., & Portnov, V. M. (2018). Analysis of energy-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations in industry and municipal heat power branch of Ukraine. Imperatives of Civil Society Development in Promoting National Competitiveness: proceedings of the 1st International Scientific and Practical conference (volume I, pp. 111 – 113). – Batumi: Publishing House «Kalmosani».
3. Остапенко О. П. Дослідження енергоекономічної ефективності змінних режимів роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти промислових та природних джерел [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, П. Д. Форсюк // Наукові праці ВНТУ. – 2018. – № 2. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/549/533>. (Дата звернення 20.12.19).
4. Остапенко О. П. Варіантний аналіз енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Третьої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (23 – 25 травня 2018 р., Херсон). – Херсон: Херсонський національний технічний університет, 2018. – С. 48 – 50.
5. Остапенко О. П. Техніко-економічне обґрунтування застосування енергоефективної системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною уста-

новкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XX Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Інновації XXI століття» (25 травня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 7. – Технічні науки. – С. 59 – 65.

6. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти / О. П. Остапенко, І. Ю. Лебідь, В. М. Портнов, // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця :ВНТУ, 2018. – С. 152 – 155.

7. Остапенко О. П. Енергоефективна система енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 30 – 31.

8. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звернення 20.12.19)

9. Остапенко О. П. Система енергозабезпечення з теплонасосними установками для теплової схеми котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, В. В. Немировський // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 266–267.

10. Остапенко О. П. Оцінка ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками на теплоті вторинних енергоресурсів за

умов змінних режимів роботи / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, М. І. Максимов, М. С. Дзюбанчук, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Перспективні напрями розвитку науки і техніки» (23 березня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 16 – 22.

11. Остапенко О. П. Аналіз енергоекономічної ефективності системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою на теплоті поверхневих вод / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VIII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 25-27.

12. Остапенко О. П. Енергоекономічна ефективність систем енергозабезпечення з парокompресійними теплонасосними установками / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Університетська наука-2017 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 18-19 травня 2017 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2017. – Т. 1. – С. 254–255.

13. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України : моногр. / Г. Г. Півняк, О. С. Бешта, М. М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г. Г. Півняка. – Д.: Національний гірничий університет, 2013. – 333 с.

14. Низькопотенційна енергетика : навчальний посібник / А. О. Редько та ін.; під ред. Академіка НАНУ А. А. Долинського. – Харків : ТОВ «Друкарня Мадрид», 2016. – 412 с.

15. Upscaling a district heating system based on biogas cogeneration and heat pumps / Richard P. et.al. // Energy, sustainability and society. –2015. – N. 5 (16). – Available at: <https://doi.org/10.1186/s13705-015-0044-x>. (Дата звернення 20.12.19).

16. Balancing fluctuating renewable energy generation using cogeneration and heat pump systems [Text] / Mueller S. et.al. // Energy technology. – 2014. – N. 2 (1). – P. 83-89.

17. Теплонасосна енергетика в екологізації паливно-енергетичного комплексу країни: перспективи розвитку та механізми управління : моногр. / О. М. Громова, О. Л. Гетьман, Т. Д. Маркова. – Одеса: ІПРЕЕД НАН України, 2013. – 194 с.

18. Антипов Є. О. Комбінована система енергозабезпечення споживачів з застосуванням традиційних і альтернативних джерел теплоти і акумуляторів енергії / Є. О. Антипов // Енергетика і автоматика. – 2015. – №1. – С. 72 – 81.

19. Билека Б. Д. Экономичность когенерационных и комбинированных когенерационно-теплонасосных установок с газопоршневыми и газотурбинными двигателями / Б. Д. Билека, Р. В. Сергиенко, В. Я. Кабков // Авиационно-космическая техника и технология. – 2010. – № 7 (74). – С. 25 – 29.

20. Преимущества и применение когенерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.tedom.com/ru/preimuschestva-ispolzovaniya-kogeneracii/> (Дата звернення 20.12.19).

21. Принцип когенерации. схема когенерационной установки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.r-kompleks.ru/informaciya/gazoporshnevye-elektrostancii/printsip-kogeneratsii-skema-kogeneratsionnoy-ustanovki/> (Дата звернення 20.12.19).

22. Принцип работы когенерационной установки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vchmotors.ru/node/301> (Дата звернення 20.12.19).

23. Когенерация и ее особенности в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.aeroterm.ua/kogeneratsiya-i-ee-osobennosti-v-ukraine/> (Дата звернення 20.12.19).

24. Принцип работы когенерационной установки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vchmotors.ru/node/301> (Дата звернення 20.12.19).

25. Когенерационные установки в системе теплофикации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-4/4-2/4-2-1> (Дата звернення 20.12.19).

26. Когенерационные станции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://stock-generator.com.ua/cogeneracionnaya-stanciya/> (Дата звернення 20.12.19).

27. Когенерация и ее особенности в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.aeroterm.ua/kogeneratsiya-i-ee-osobennosti-v-ukraine/> (Дата звернення 20.12.19).

28. Перспективі розвитку ринка теплових насосов в Україні [Електронний ресурс] – Режим доступу: https://www.nse.com.ua/ru/heat_pump_ukraine_2017.html. (Дата звернення 20.12.19).

29. Анализ перспектив использования тепловых насосов в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.insolar.com.ua/library/articles/analiz/> (Дата звернення 20.12.19).

30. Кулик М. М. Проблеми і перспективи розвитку теплонасосних технологій в Україні / М. М. Кулик., В. Д. Білодід // Проблеми загальної енергетики . – 2006. – №14. – С. 7–10.

31. Трубаев П. А. Тепловые насосы: учеб. пособие / П. А. Трубаев, Б. М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В. Г. Шухова, 2009. – 142 с.

32. Билека Б. Д. Когенерационно-теплонасосные технологии в схемах горячего водоснабжения большой мощности / Б. Д. Билека, Л. К. Гаркуша // Промышленная теплотехника. – 2012. – Т. 34. – №4. – С. 52-57.

33. Сафьянц С. М. Исследование схемы источника теплоэлектроснабжения с регулированием нагрузок на базе использования тепловых насосов / С. М. Сафьянц, Н. В. Колесниченко, Т. Е. Веретенникова // Промышленная теплотехника. – 2011. – Т. 33. – № 3. – С. 79-85.

34. Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах тепlopостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

35. Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 64 p.

36. Остапенко О. П. Високоєфективні системи енергозабезпечення з когенеративно-теплонасосними установками: енергетичний, економічний та екологічний аспекти ефективності / О. П. Остапенко // Енергоефективність та енергозбережен-

ня: економічний, технічний та агроекологічний аспекти: [колективна монографія]. – Полтава: ПП Астроя, 2019. – С. 526 – 530.

37. Ostapenko O. P. Study of energy-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations, using the heat of the industrial and natural sources, in industry and municipal heat power branch of Ukraine / O. P. Ostapenko // Social and Legal Aspects of the Development of Civil Society Institutions: Collective Monograph. Part I. Warsaw: Institute of European Integration, Bmt Eridia Sp. z o. o., 2019, 536 p. – P. 292 – 308.

38. Ostapenko O. P. Analysis of energy, ecological and economic efficiency of steam compressor heat pump installations, as compared with alternative sources of heat supply, with accounting the concept of sustainable development / O. P. Ostapenko // Sustainable Development Under the Conditions of European Integration: Collective monograph / [editorial board Darko Bele, Lidija Weis, Nevenka Maher]. Part II. – Ljubljana: VŠPV, Visoka šola za poslovne vede = Ljubljana School of Business, 2019, 458 p. – P. 312 – 329.

39. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звернення 20.12.19).

40. Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звернення 20.12.19).

41. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. –

2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звернення 20.12.19).

42. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

43. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>(Дата звернення 20.12.19).

44. Остапенко О. П. Енергетична ефективність парокompресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/421/419>. (Дата звернення 20.12.19).

45. Остапенко О. П. Енергетичні переваги застосування парокompресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3976/5776>(Дата звернення 20.12.19).

46. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/454/452>. (Дата звернення 20.12.19).

47. Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу

до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звернення 20.12.19).

48. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звернення 20.12.19).

49. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звернення 20.12.19).

50. Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокомпресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними джерелами теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звернення 20.12.19).

51. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – IV (12). – Issue 110. – 2016. – P. 64-67.

52. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Natural, Mathematical and Technical science – NaMa-Tech2016» (11th of December 2016, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/-spheres-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with->

cogeneration-heat-pump-installations-of-large-power-and-peak-fuel-fired-boilers-stapenko. (Дата звернення 20.12.19).

53. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (13). – Issue 121. – 2017. – P. 77-80.

54. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Actual Problems of Science and Education APSE2017» (29th of January 2017, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/areas-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-small-power-and-peak-electric-boilers-in-heat-supply-systems-stapenko>. (Дата звернення 20.12.19).

55. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers for heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (14). – Issue 132. – 2017. – P. 70-74.

56. Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звернення 20.12.19).

57. Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звернення 20.12.19).

58. Остапенко О. П. Области энергосберегающей работы систем энергообеспечения с когенерационно-теплогососными установками та пиковыми источниками тепла [Электронный ресурс] / О. П. Остапенко // Научные работы ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступа до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звернення 20.12.19).

59. Остапенко О. П. Области энергосберегающей работы систем энергообеспечения с когенерационно-теплогососными установками та пиковыми источниками тепла в системах теплогоснабжения [Электронный ресурс] / О. П. Остапенко // Научные работы ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступа до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звернення 20.12.19).

60. Ткаченко С. Й. Расчеты тепловых схем і основы проектирования источников теплогоснабжения. Учеб. пособие / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурный, Д. В. Степанов – Винница: ВНТУ, 2005. – 137 с.

61. Газопоршневый двигатель ГДГА500 [Электронный ресурс]. – Режим доступа до ресурсу: <http://dieselmash.com.ua/>. (Дата звернення 20.12.19).

62. Тепловые насосы ЗАТ «Энергия» [Электронный ресурс]. – Режим доступа до ресурсу: http://energy1991.ru/?page_id=56. (Дата звернення 20.12.19).

63. Контактный утилизатор КТАН-0,8УГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа до ресурсу: <http://goct.info/Data1/41/41822/index.htm>. (Дата звернення 20.12.19).

64. Насосы GLONG [Электронный ресурс]. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.glong-motor.com/>. (Дата звернення 20.12.19).

65. Куценко О. С. Синтез автоматизированных систем управления теплоэнергетическими установками / О. С. Куценко, С. В. Конохов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2006.

66. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов: ДСТУ Б.А.2.4-3-95. – [Чинный від 1995 -04-06 № 65]. – К.: Держкоммітетобудування України, 1995. – 42 с.

67. Борисов, Г.Б. Анализ современных систем автоматизации котельных / Г.Б. Борисов // Теплоэнергетика. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». – 2010. – № 6. – С. 2–11.

68. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. - [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.

69. Липатников Г. А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики: Учебное пособие / Г. А. Липатников, М. С. Гузев. – Владивосток: 2007. – 137 с.

70. Автоматизація котельні. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ua.textreferat.com> (Дата звернення 20.12.19.)

71. Котельні: ДБН В.2.5-77:2014. [Чинні від 01.01.2015] – К.: Мінрегіон України, 2015. – 65 с.

72. Каталог будівельних машин і інструментів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://powertools.co.nz>. (Дата звернення 20.12.19).

73. ДБН Д.2.4-15-2000. Збірник 15. Внутрішні сантехнічні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 106 с.

74. ДБН Д.2.3-7-99. Збірник 7. Компресорні установки, насоси і вентилятори. – К.: Держстандарт України, 2000. – 47 с.

75. ДБН Д.2.3-6-99. Збірник 6. Теплосилове обладнання. – К.: Держстандарт України, 2000. – 165 с.

76. ДБН Д.2.2-18-99. Збірник 18. Опалення – внутрішнє пристосування. – К.: Держстандарт України, 1999. – 28 с.

77. ДБН Д.2.2-16-99. Збірник 16. Внутрішні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 1999. – 48 с.

78. ДБН Д.2.3-12-99. Збірник 12. Технологічні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 200 с.

79. ДБН Д.2.2-26-1999. Збірник 26. Теплоізоляційні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 51 с.

80. Технічні характеристики автомобілів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://interdalnoboy.com/gruzoviki/> (Дата звернення 20.12.19).

81. ДСТУ Б В.2.5-44:2010 “Проектування системи опалення будівель з тепловими насосами”.

82. Програма SOLKANE SoftWare 8.0. – Режим доступу: <https://solkane-refrigerants.software.informer.com/8.0/> (Дата звернення 20.12.19).

83. Програма CoolPack1.5. – Режим доступу: <https://coolpack.software.informer.com/1.5/> (Дата звернення 20.12.19).

84. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

85. Остапенко О. П. Методичні основи з комплексного оцінювання енерго-еколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 3. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/515/507>. (Дата звернення 20.12.19).

86. Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

87. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів».

88. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – введ. 2009-12-01. – К.: МОЗ України, 2009. – 12 с.

89. Природне і штучне освітлення: ДБН В.2.5-28-2006. – введ. 2006-05-15. – К.: Мінбуд України, 2006. – 78 с.

90. Санітарні норми виробничого шуму, інфразвуку та ультразвуку: ДСН 3.3.6-037-99. – введ. 2009-10-05. – К.: 2009. – 28 с.

ДОДАТКИ

Додаток А
(обов'язковий)

ЗАТВЕРДЖЕНО
Завідувач кафедри ТЕ

_____ С.Й.Ткаченко
“ _____ ” _____ 2019 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
до магістерської кваліфікаційної роботи

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ
В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНИ САНАТОРІЮ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ КОГЕ-
НЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

за спеціальністю

144 – теплоенергетика

08-11.МКР.007.00.00.000 ТЗ

Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи

_____ к.т.н. доц. Остапенко О. П.
“ _____ ” _____ 2019 р.

Розробив студент гр.ТЕ–18м

_____ Портнов В. М.
“ _____ ” _____ 2019 р.

Вінниця 2019

1 Найменування і область використання продукції

КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію призначена для забезпечення технологічних потреб, а також забезпечення потреб опалення і гарячого водопостачання.

Застосування КТНУ приводить до зменшення питомої витрати палива та дозволяє здійснити реконструкцію енергетики і розв'язати екологічні проблеми найбільш дешевим для економіки країни способом.

2 Основа для виконання робіт

Основою для виконання робіт є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, вихідні дані з підприємства, наказ ректора ВНТУ про затвердження теми МКР №254 від «02» жовтня 2019 р.

3 Мета та призначення розробки

Метою проектування є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні та визначення енергоефективних режимів роботи когенераційно-теплонасосних установок (КТНУ) в тепловій схемі котельні санаторію, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію.

Аналіз енергоефективності теплової схеми котельні санаторію КТНУ.

Розробка практичних рекомендацій із застосування КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію у м. Одесі.

4 Джерела розробки

Основою для розробки є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, дані літературних джерел та інші технічні матеріали про ефектив-

ність застосування когенераційно-теплонасосних установок в теплових схемах котельних.

4.1 Остапенко О. П. Комплексна оцінка ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти вторинних енергоресурсів / О. П. Остапенко, І. С. Михайлюк // Збірник наукових матеріалів XIII Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Проблеми та перспективи розвитку української науки» (27 жовтня 2017 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2017. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 32 – 38.

4.2 Остапенко О. П. Аналіз енергетичного та економічного аспектів ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти вторинних енергоресурсів / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, І. С. Михайлюк, М. І. Максимов // Збірник наукових матеріалів XV Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Наукові підсумки 2017 року» (15 грудня 2017 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2017. – Частина 5. – Технічні науки. – С. 57 – 63.

4.3 Остапенко О. П. Ефективність систем енергозабезпечення з когенераційними установками [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. С. Михайлюк, Є. О. Павлович // Електронне наукове видання матеріалів XLV науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу, співробітників та студентів Вінницького національного технічного університету за участю працівників науково-дослідних організацій та інженерно-технічних працівників підприємств м. Вінниці та області (9-11 березня 2016 р., Вінниця). – Режим доступу: <http://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp2016/paper/view/669/823>. (Дата звертання 04.10.19).

4.4 Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах тепlopостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

4.5 Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. –

№ 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звертання 04.10.19).

4.6 Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звертання 04.10.19).

4.7 Остапенко О. П. Наукові основи з оцінювання систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок / О. П. Остапенко // Актуальні проблеми енергетики та екології: матеріали XVI Всеукраїнської науково-технічної конференції (5 – 7 жовтня 2016 р., м. Одеса). – Херсон : ФОП Грінь Д. С., 2016. – С. 15 – 17.

4.8 Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

4.9 Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 62 p.

4.10 Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звертання 04.10.19).

4.11 Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. –

2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звертання 04.10.19).

4.12 Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звертання 04.10.19).

4.13 Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокompресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними джерелами теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звертання 04.10.19).

4.14 Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звертання 04.10.19).

4.15 Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звертання 04.10.19).

4.16 Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звертання 04.10.19).

4.17 Остапенко О. П. Области энергоефективной работы систем энергозабеспечения з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звертання 04.10.18).

4.18 Остапенко О. П. Области високої энергоефективности систем энергозабеспечения з когенераційно-теплонасосними установками малої потужності та паливними котлами в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 1. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/499/496>. (Дата звертання 04.10.19).

5 Технічні вимоги

5.1 Головною вимогою є отримання теплової енергії у вигляді гарячої води з параметрами, які відповідають графікам теплових навантажень.

5.2 Забезпечення потужностей споживачів

Потужність системи опалення.....4 МВт

Потужність системи гарячого водопостачання.....2МВт

Потужність технологічного споживача.....0,5 МВт

5.3 Температура прямої мережної води 95°C

5.4 Температура зворотної мережної води 70°C

5.5 Забезпечення власних потреб в тепловій та електричній енергії

6 Економічні показники

Створення об'єкту повинно вестись з малими витратами праці та з мінімальними затратами виробництва. Проаналізувати декілька варіантів застосування

КТНУ і вибрати оптимальний, на підставі техніко-економічних розрахунків, здійснити економічне обґрунтування доцільності застосування КТНУ за оптимальним варіантом, визначивши річні витрати палива, визначити економію палива. Проаналізувати техніко-економічні показники роботи КТНУ на базі котельні санаторію та визначити термін окупності капіталовкладень на будівництво.

7 Стадії та етапи розробки

7.1 Аналітичний літературний огляд із підвищення ефективності енерговикористання на об'єктах туристсько-рекреаційного комплексу

7.2 Методика та результати досліджень з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні санаторію з використанням когенераційних та теплонасосних установок

7.3 Практичні рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання із застосуванням КТНУ в тепловій схемі котельні санаторію

7.4 Аналіз економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію із застосуванням КТНУ

7.5 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

Дата видачі завдання «___»_____201_р.

Крайні терміни виконання «___»_____201_р.

8 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється керівником МКР згідно з графіком виконання. Прийняття МКР здійснюється ЕК, затвердженою наказом ректора ВНТУ, згідно з графіком захисту.

9 Корегування технічного завдання допускається з дозволу керівника МКР.

Додаток Б

ЕФЕКТИВНІСТЬ ВАРІАНТІВ ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезоні у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів

В таблиці Б.1 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі для роботи в двох сезонах, проведеного по методиці з [47-49].

Таблиця Б.1 – Результати розрахунку у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ (сезон)	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25	3
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°С	Приймаємо	45	15
Температура води на виході з випарника	t_b^{II}	°С	Приймаємо	30	8
Величина недогріву	q_n	°С	Приймаємо	5	
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,19	
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_{\text{п}}$	32	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	з [45]	411	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	з [45]	419	405
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	з [45]	445	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	з [45]	305	305

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{по}$	297	298
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	0,75
ККД теплообмін.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980	0,980
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950	0,950
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний тепलोперепад в компр.	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий тепलोперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,67	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453,67	459,67
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148,67	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	977	978
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	6,59	6,60
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	4,061	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	240,63	379,67
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{тну} - N_{км}$	736,7	646,6
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t''_b) \times \eta_{то}$	11,96	22,49
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	10,77	8,64

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 977 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність компресора для другого сезону 240,63 кВт; для третього сезону 379,67 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [45-49], показані в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2– Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165	
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,241	0,380

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6
Питома теплоємність газів після ДВЗ	C_{pg}	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125	
ККД теплообмінника	$\eta_{го}$	-	Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	Q_n^p	МДж/м ³	Приймаємо	34	
Нижча теплота згорання умовного палива	Q_n^y	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива на дизельгенератор	b_y^d	кг/с	$b_y^d = 0,123 / \eta_d$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1 м^3 палива	M_0	кг/м ³	$M_0 = V_0 \cdot \rho$	11,091	
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,291	
Витрата умовного палива на ДВЗ	B_y^d	кг/с	$B_y^d = b_y^d \cdot N_{\text{ДВЗ}} / 3600$	0,029	
Витрата робочого палива на ДВЗ	B_p^d	м ³ /с	$B_p^d = B_y^d \cdot Q_{\text{н}}^p / Q_{\text{н}}^p$	0,025	
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_p^d \cdot M_{\text{сум}}$	0,515	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_d - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,190	0,223
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_p^d \times Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_{\text{то}}$	0,141	0,223
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\Sigma Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,331	0,523

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	1,15	1,77
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	1308,7	1500,9

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить: для другого сезону 0,025 м³/с; для третього сезону 0,025 м³/с. Загальна потужність ТНУ з ДВЗ складає: для другого 1308,7 кВт; для третього 1500,9 кВт.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [47-49], наведені в таблиці Б.3

Таблиця Б.3– Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = Q_k - \Sigma Q$	4,58	1,59
Витрата робочого палива на котел	V_{pk}	м ³ /с	$V_{pk} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,14	0,05
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	V_{icn}	м ³ /с	З розрахунку	0,19	0,1

Продовження табл. Б.3

1	2	3	4	5	6
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{двз}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,021	0,0334
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{м}^3/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{двз}}$	0,16	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	11,76	15,43
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год	З розрахунку котельні	30	
Кількість робочих годин кот. в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин котельні в третій сезон	τ_3	год	З розрахунку котельні	4484	

Продовження табл. Б.3

1	2	3	4	5	6
Середньо річна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{сер}}$	%	$\Delta B_{\text{р}}^{\text{сер}}_{\text{річ}} = (\Delta B^{\text{м}} \times \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \times \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}) / \tau_{\text{річ}}$	13,63	

Отже, теплова потужність котельні становить для другого сезону 4,58; для третього сезону – 1,59 кВт. Середньорічна економія палива становить 13,63% . Економія палива за рахунок модернізації складає : для другого сезону 11,76%; для третього 15,43%.

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезонах у разі використання 55 % потужності теплоти відхідних газів.

Розрахунки застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в першому та другому сезонах, що проведені за методикою з [45-49], наведені в таблиці Б.4.

Таблиця Б.4– Результати розрахунку ТНУ у разі використання 55 % потужності теплоти відхідних газів.

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ	
				сезон 1	сезон 2
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	$t_{\text{к}}$	°С	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_{\text{н}}$	25	3
Температура води на вході в випарник	$t_{\text{в}}^1$	°С	Приймаємо	45	15

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5	6
Температура води на виході з випарника	t_v^{II}	°С	Приймаємо	30	8
Величина недогріву	q_n	°С	Приймаємо	5	
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,19	
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_{\text{п}}$	32	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	3 [45]	411	398
Ентальпія	h_1^{I}	кДж/кг	3 [45]	419	405
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	3 [45]	445	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	3 [45]	305	
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{\text{по}}$	297	298
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	
ККД теплооб.	$\eta_{\text{то}}$	-	Приймаємо	0,980	
Електромеханічний ККД	$\eta_{\text{ем}}$	-	Приймаємо	0,95	
Питома потужність переохолодника	$q_{\text{по}}$	кДж/кг	$q_{\text{по}} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний теплоперепад в компресорі	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{\text{KM}}$	34,67	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453,67	459,67
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148,67	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_v	кДж/кг	$q_v = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	1166	978

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5	6
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{ТНУ} / q_k \times \eta_{го}$	7,87	6,60
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{ТНУ} / N_{км}$	4,06	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	287,16	379,67
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{ТНУ} - N_{км}$	879,16	646,6
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t''_b) \times \eta_{го}$	14,27	22,49
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	З розрахунку	12,86	8,64
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°С	Приймаємо	45	15

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 1166 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність компресора складає: для другого сезону 287,16 кВт; для третього сезону 379,67 кВт. Потужність випарника для другого сезону – 879,16 кВт; для третього сезону – 646,6 кВт.

Результати розрахунку ДВЗ та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [44-45], показані в таблиці Б.5

Таблиця Б.5– Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	сезон 1	сезон 2
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165	
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,337	
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{рг}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,25	
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	Q_H^p	МДж/м ³	Приймаємо	34	

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5	6
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{н}^y$	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	$t_{уг}$	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	38
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{еф}$	-	$\eta_{еф}=0,123/ b_y$	0,351	
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	η_d	-	$\eta_d= \eta_{еф} \cdot \eta_{ем}$	0,334	
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_{уд}$	кг/с	$b_{уд}= 0,123 / \eta_d$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M_0	кг/м ³	$M_0= V^0 \cdot \rho$	11,091	

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5	6
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,29	
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_{\text{д}}^y$	кг/с	$B_{\text{д}}^y = b_{\text{д}}^y \cdot N_{\text{двз}} / 3600$	0,029	0,039
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{\text{р}}^{\text{д}}$	м ³ /с	$B_{\text{р}}^{\text{д}} = B_{\text{д}}^y \cdot Q_{\text{нв}}^{\text{р}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	0,025	0,033
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_{\text{р}}^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	0,614	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot C_{\text{р}} \times (t_{\text{д}} - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,227	0,3
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_{\text{р}}^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,169	0,223
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\Sigma Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,396	0,523
Масова витрата води через утилізатор	$G_{\text{ут}}$	кг/с	$G_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} / (t_2 - t_1)$	1,38	1,77
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{\text{тну}} + Q_{\text{двз}}$	1561	1500

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ: для другого сезону 0,025 м³/с; для третього сезону 0,035 м³/с.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методичі з [42-45], наведені в таблиці Б.6

Таблиця Б.6– Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону 2	Значення для сезону 3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = Q_k - \Sigma Q$	4,32	1,59
Витрата робочого палива на котел	V_{pk}	м ³ /с	$V_{pk} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,13	0,05
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	V_{icn}	м ³ /с	З розрахунку	0,19	0,1
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	м ³ /с	З розрахунку ДВЗ	0,025	0,0334
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	м ³ /с	$V_3 = V_k + V_{двз}$	0,16	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔB	%	$\Delta B = ((V_{icn} - V_3) / V_{icn}) \cdot 100$	13,86	15,43

Продовження табл. Б.6

1	2	3	4	5	6
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4484	
Середньорічна економія палива	$\Delta B_{річ}^{сер}$	%	$\Delta B_{р\ річ}^{сер} = (\Delta B^M \times \tau_M + \Delta B_p^o \times \tau_o + \Delta B_p^п \cdot \tau_{л}) / \tau_{річ}$	14,66	

Отже, теплова потужність котельні склала: для другого сезону 4,32 кВт; для третього сезону 1,59 кВт. Середньорічна економія палива для – 14,66%. Економія палива за рахунок модернізації становить для другого сезону 13,86% ; для третього сезону 15,43%.

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезонах у разі використання 65 % потужності теплоти відхідних газів.

Розрахунки ефективності застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезонах, що проведено за методикою з [45-49], наведені в Б.7.

Таблиця Б.7– Результати розрахунку ТНУ у разі використання 65 % потужності теплоти відхідних газів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезони роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_H$	25	3
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°С	Приймаємо	45	15
Температура води на виході з випарника	t_v^{II}	°С	Приймаємо	8	7
Величина недогріву	q_H	°С	Приймаємо	30	
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	5	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		7	
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_{\text{п}}$	4,19	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	3 [45]	32	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	3 [45]	411	405
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	3 [45]	419	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	3 [45]	445	305
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{\text{по}}$	297	298

Продовження табл. Б.7

1	2	3	4	5	6
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	
ККД теплооб.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний теплоперепад в компресорі	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,6	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453	459
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	1345	978
Витрата холодоагента	G_{xa}	кг/с	$G_{xa} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	9,08	6,6
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	4,06	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{xa} \times H_p / \eta_{ем}$	331	379
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{тну} - N_{км}$	1014	646
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t_b) \times \eta_{то}$	16,46	22,49
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	14,8	8,64
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°C	Приймаємо	45	15

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 1345 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність конденсатора для другого сезону – 331 кВт; для третього сезону 379 кВт.

Результати розрахунку ДВЗ та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [45-49], показані в таблиці Б.8.

Таблиця Б.8 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів для другого та третього сезонів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезони роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електро-механічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1 м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,16	
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,331	0,38

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5	6
Питома теплоємність газів після ДВЗ	C_{pg}	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125	
ККД теплообм.	$\eta_{го}$	-	Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	Q_H^p	МДж/м ³	Приймаємо	34	
Нижча теплота згорання умовного палива	Q_H^y	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	38
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	η_d	-	$\eta_d= \eta_{ef} \cdot \eta_{em}$	0,334	

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_{уд}$	кг/с	$b_{уд} = 0,123 / \eta_d$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M^0	кг/м ³	$M_0 = V_0 \cdot \rho$	11,09	
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{сум}$	кг/м ³	$M_{сум} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,921	
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_{уд}^y$	кг/с	$B_{уд}^y = b_{уд}^y \cdot N_{двз} / 3600$	0,034	0,039
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{р}^д$	м ³ /с	$B_{р}^д = B_{уд}^д \cdot Q_{нy}^p / Q_{н}^p$	0,029	0,033
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{вг}$	кг/с	$G_{вг} = B_{р}^д \cdot M_{сум}$	0,709	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{ут}$	МВт	$Q_{ут} = G_{вг} \cdot C_p \times (t_d - t_{yt}) \cdot \eta_{то}$	0,262	0,3
Потужність системи охолодження	$Q_{ох}$	МВт	$Q_{ох} = 0,2 \cdot B_{р}^д \times Q_{н}^p \cdot \eta_{то}$	0,19	0,22
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{ут}$	МВт	$\Sigma Q_{ут} = Q_{ут} + Q_{ох}$	0,45	0,52
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{ут} / (t_2 - t_1)$	1,59	1,77

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5	6
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	МВт	$\Sigma Q = Q_{\text{ТНУ}} + Q_{\text{ДВЗ}}$	1801	1500

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить для другого сезону 0,029 м³/с; для третього сезону 0,033 м³/с.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [45-49], наведені в таблиці Б.9

Таблиця Б.9 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезони роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = Q_k - \Sigma Q$	4,08	1,59
Витрата робочого палива на котел	V_{pk}	м ³ /с	$V_{pk} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,13	0,05
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	V_{icn}	м ³ /с	З розрахунку	0,19	0,1
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	м ³ /с	З розрахунку ДВЗ	0,029	0,033

Продовження табл. Б.9

1	2	3	4	5	6
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	B_3	$\text{м}^3/\text{с}$	$B_3=B_K+B_{\text{ДВЗ}}$	0,160	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔB	%	$\Delta B = ((B_{\text{існ}} - B_3) / B_{\text{існ}}) \cdot 100$	15,8	15,4
Загальна кількість робочих годин	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4484	
Середньо річна економія палива	$\Delta B^{\text{сер}}_{\text{річ}}$	%	$\Delta B_{\text{р}}^{\text{сер}}_{\text{річ}} = (\Delta B^{\text{М}} \times \tau_{\text{М}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{О}} \times \tau_{\text{О}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{Л}}) / \tau_{\text{річ}}$	15,63	

Отже, теплова потужність котельні складає: для другого сезону 4,08 МВт; для третього сезону 1,59 МВт. Середньорічна економія палива для другого та третього сезонів – 15,63. Економія палива за рахунок модернізації становить для другого сезону 15,8 %; для третього сезону 15,4%.

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи у разі використання 35 % потужності теплоти відхідних газів

Розрахунки ефективності застосування ТНУ в тепловій, що проведені за методикою з [45-49], наведені в таблиці Б.10

Таблиця Б.10 – Результати розрахунку у разі використання 35 % потужності теплоти відхідних газів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезон роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	t_k	°C	Задаємо	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°C	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25	3
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°C	Приймаємо	45	15
Температура води на виході з випарника	t_v^{II}	°C	Приймаємо	30	8
Величина недогріву	q_n	°C	Приймаємо	5	
Величина перегріву	q	°C	Приймаємо	7	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,19	
Температура	t_1	°C	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_n$	32	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	3 [5]	411	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	3 [5]	419	405

Продовження табл. Б.10

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	3 [45]	445	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	3 [45]	305	
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 =$ $= h_3 - q_{по}$	297	298
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	
ККД теплооб.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний теплоперепад в компресорі	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,67	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453,67	459,67
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148,67	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	779	978
Витрата холодоагента	G_{xa}	кг/с	$G_{xa} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	5,25	6,60
Коефіцієнт перетворення	ϕ		$\phi = Q_{тну} / N_{км}$	4,06	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{xa} \times H_p / \eta_{ем}$	191	379
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{тну} - N_{км}$	586	646
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t''_b) \times \eta_{то}$	9,52	22,49

Продовження табл. Б.10

1	2	3	4	5	6
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	З розрахунку	8,58	8,64
Температура води на вході в випарник	t_B^I	°С	Приймаємо	45	15

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 779 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність випарника для другого сезону – 586 кВт; для третього сезону 646 кВт.

Результати розрахунку ДВЗ та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [45-49], показані в таблиці Б.11.

Таблиця Б.11 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезон роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$		Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165	

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,192	0,38
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{рг}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125	
ККД теплообмінника	$\eta_{го}$		Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	Q_H^p	МДж/м ³	Приймаємо	34	
Нижча теплота згорання умовного палива	Q_H^y	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5	6
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}}=0,123/ b_y$	0,351	
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}}= \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334	
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_{\text{уд}}$	кг/с	$b_{\text{уд}}= 0,123 / \eta_{\text{д}}$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M^0	кг/м ³	$M_0= V_o \cdot \rho$	11,091	
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}}= 1 + \alpha \cdot M_0$	24,921	
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_{\text{д}}^y$	кг/с	$B_{\text{д}}^y= b_{\text{д}}^y \cdot N_{\text{двз}} / 3600$	0,02	0,039
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{\text{р}}^{\text{д}}$	м ³ /с	$B_{\text{р}}^{\text{д}}= B_{\text{д}}^y \cdot Q_{\text{нв}}^{\text{р}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	0,017	0,033
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}}= B_{\text{р}}^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	0,41	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}}= G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_{\text{д}} - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,152	0,3
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}}=0,2 \cdot B_{\text{р}}^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,113	0,223

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5	6
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	Q_{yt}	МВт	$\Sigma Q_{yt} = Q_{yt} + Q_{ox}$	0,264	0,523
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	0,92	1,77
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	1042	1500

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ: складає для другого сезону 0,017 м³/с; для третього сезону 0,033 м³/с.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [45-49], наведені в таблиці Б.12.

Таблиця Б.12 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону 2	Значення для сезону 3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	4,84	1,59
Витрата робочого палива на котел	$B_{рк}$	м ³ /с	$B_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,15	0,05

Продовження табл. Б.12

1	2	3	4	5	6
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	$V_{\text{існ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку	0,19	0,1
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{двз}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,017	0,03
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{м}^3/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{двз}}$	0,19	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	9,55	15,43
Загальна кількість робочих годин	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин кот. в третій сезон	τ_3	год	З розрахунку котельні	4484	
Середньорічна економія палива	$\Delta V_{\text{річ}}^{\text{сер}}$	%	$\Delta V_{\text{річ}}^{\text{сер}} = (\Delta V^{\text{м}} \times \tau_{\text{м}} + \Delta V_{\text{р}}^{\text{о}} \times \tau_{\text{о}} + \Delta V_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}) / \tau_{\text{річ}}$	12,55	

Отже, теплова потужність котельні складала: для другого сезону 484 МВт; для третього сезону 1,59 МВт

Порівняльний аналіз ефективності варіантів застосування ТНУ та обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту

Проаналізуємо ефективність розглянутих варіантів застосування ТНУ в тепловій схемі за показниками з [45-47]. Значення показників ефективності для варіантів теплових схем з ТНУ наведені в таблиці Б.13

Таблиця Б.13– Основні показники теплових схем з ТНУ

Показник	Одиниці вимірювання	Варіант застосування			
		1	2	3	4
Річна економія робочого палива	%	13,63	14,66	15,63	12,5
Економія робочого палива	тис.м ³ /рік	619,1	665,89	709,94	567,8
Кількість зекономлених коштів	млн. грн./рік	0,75	0,81	0,86	0,69

В таблиці Б.13 позначені такі варіанти: 1– застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів; 2 – застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 55 % потужності теплоти відхідних газів; 3 – застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в у разі використання 65 % потужності теплоти відхідних газів; 4 – застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 35 % потужності теплоти відхідних газів.

Як видно з табл. Б.13, найбільші значення економії робочого палива та коштів відповідають 3 варіанту застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в трьох сезонах. Економія палива для даного варіанту становить 15,63 %, економія коштів складає 0,86 млн. грн./рік, отже вибираємо даний варіант до впровадження. Теплова схема котельні з ТНУ показана на кресленні.

Додаток В

**РОЗРОБКА СХЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ САНАТОРІЇ З
ГАЗОВИМИ КОТЛАМИ****В.1 Характеристика об'єкту автоматизації**

Опис технологічного процесу.

Водогрійна котельня – являє собою розташовану в одному технічному приміщенні установку, яка складається з котла і допоміжного обладнання (тягодуттєві машини, механізми і пристрої управління, димова труба тощо), для отримання водяної пари або гарячої води за рахунок теплоти палива, що спалюється. З багатьох параметрів, які характеризують процес нагрівання води в водогрійних котлах, необхідно вибрати ті, які підлягають регулюванню і зміна яких здійснить доцільний регулюючий вплив.

Показником ефективності роботи водогрійного котла є температура прямої води. На неї впливають такі параметри: витрата води через котел; витрата палива; витрата повітря; температура зворотної води.

В даному випадку котельня призначена для теплопостачання системи опалення житлових приміщень. На котельні встановлені два водогрійних котла КСВ- 5, які працюють на природному газі. Котельня окремо розташована і є віддаленою на нормативну відстань від інших будівель, споруд [65].

Котельня відноситься до другої категорії, яку не відносять, до котельень першої категорії. Котельня першої категорії, це котельня, що є єдиним джерелом теплової енергії системи теплопостачання та забезпечує споживачів першої категорії, які не мають індивідуальних резервних джерел теплової енергії [65].

Котельня забезпечує відпуск води з температурою 95°C для потреб системи опалення ($Q_{оп}=6$ МВт) та з температурою 70°C. Нагріта мережна вода по трубопроводу прямої мережної води подається споживачу.

Висота від підлоги до стелі має бути не менше 250 см. Об'єм котельного приміщення повинен складати не менше як 15 м². У котельній має бути вікно (чи

вікна) на вулицю з площею скління не менше 0,5 м². Необхідно забезпечити подання всередину свіжого повітря через спеціальний отвір, вбудований в двері або прямо з вулиці. У приміщенні котельної необхідно мати достатню кількість місця, для того, щоб забезпечити вільний доступ для обслуговування котлів

Для видалення повітря із системи на трубопроводі встановлюються повітро-випускні вентиля. На виході із котла встановлений запобіжний клапан.

Характеристика технологічного обладнання.

Для контролю параметрів, спостереження за якими необхідне при експлуатації котельні, передбачають показуючі прилади; для контролю параметрів, зміна яких може призвести до аварійного стану обладнання [65].

Параметри що потребують автоматичного регулювання температури прямої мережної води, тиску газоподібного палива, температури зворотньої мережної води. Також необхідно забезпечувати надійну роботу насосів теплообмінного обладнання газової котельні.

У проектах котелень необхідно передбачити захист обладнання (автоматику безпеки), автоматичне регулювання, контроль, сигналізацію і керування технологічними процесами котелень [65].

Характеристика теплоносіїв, які застосовуються в процесі.

Вхідні продукти- вода, природний газ. Готовий продукт підігріта вода. Вода є досить розповсюдженим теплоносієм в теплоенергетиці. Має великі теплоємнісні характеристики та в процесі теплообміну отримуємо великі значення тепловіддачі з сторони газів, до води через металеву стінку.

Природний газ - суміш газів, що утворилася в надрах землі при анаеробному розкладанні органічних речовин. Як правило, це суміш газоподібних вуглеводнів (метану, етану, пропану, бутану тощо), що утворюється в земній корі та широко використовується як високоекономічне паливо на електростанціях, у чорній та кольоровій металургії, цементній та скляній промисловості, у процесі виробництва будматеріалів та для комунально-побутових потреб, а також як сировина для отримання багатьох органічних сполук.

Природний газ є корисною копалиною. Часто є побічним газом при видобутку нафти. Природний газ у пластових умовах (умовах залягання в земних надрах) знаходиться в газоподібному стані у вигляді окремих скупчень (газові поклади) або у вигляді газової шапки нафтогазових родовищ — це вільний газ, або в розчиненому стані в нафті або воді (у пластових умовах), а в стандартних умовах (0,101325 МПа і 20 °С) — тільки в газоподібному стані. Також природний газ може знаходитися у вигляді газогідратів, також природний газ являється самозаймистою речовиною та вибухонебезпечною.

В.2 Обґрунтування вибору величин, які регулюються та каналів регулюючого впливу

З метою оперативного контролю технологічних параметрів система включає пристрій реєстрації і контролю оперативної інформації, що забезпечує показання параметрів, контроль яких необхідний при пуску й експлуатації теплотехнічного устаткування, сигналізацію відхилень параметрів, що призводять до аварійного стану, реєстрацію і підсумовування параметрів, облік яких необхідний для аналізу економічності роботи котла і господарчих розрахунків.

Всі аварійні і попереджувальні сигнали розшифровуються відповідними світловими сигналами пристроїв відображення оперативної інформації.

Спрацьовування аварійної та попереджувальної світлової сигналізації дублюється звуковою сигналізацією різної тональності.

Регулювання розрідженням в топці

Для регулювання розрідженням в топці котла з датчика тиску (3.1.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на регулюючий механізм димососа (4.1.) і таким чином в залежності від тиску змінюється видатність димососа.

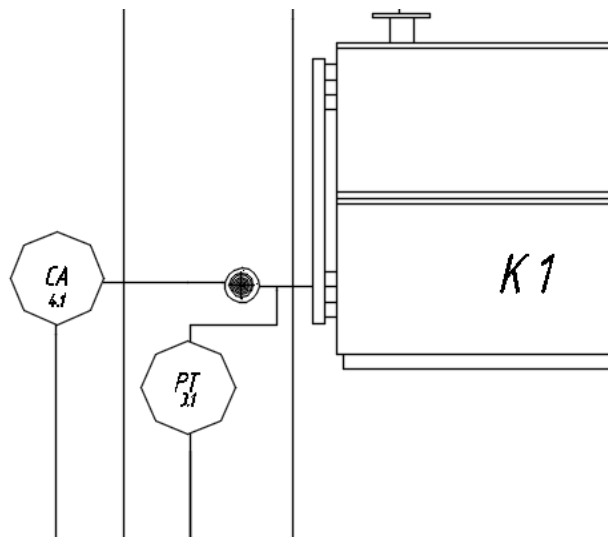


Рис. В.1 – Регулювання розрідження в топці – К1- котел; СА 4.1.- регулюючий механізм; РТ 3.1.- датчик тиску.

Регулювання температури на вході в котел.

Для регулювання температури води на вході в котел, з датчика температури (2.3.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на регулюючий механізм триходового клапана (8.5), який регулює температуру в зворотному трубопроводі перепустую гарячої води з котла.

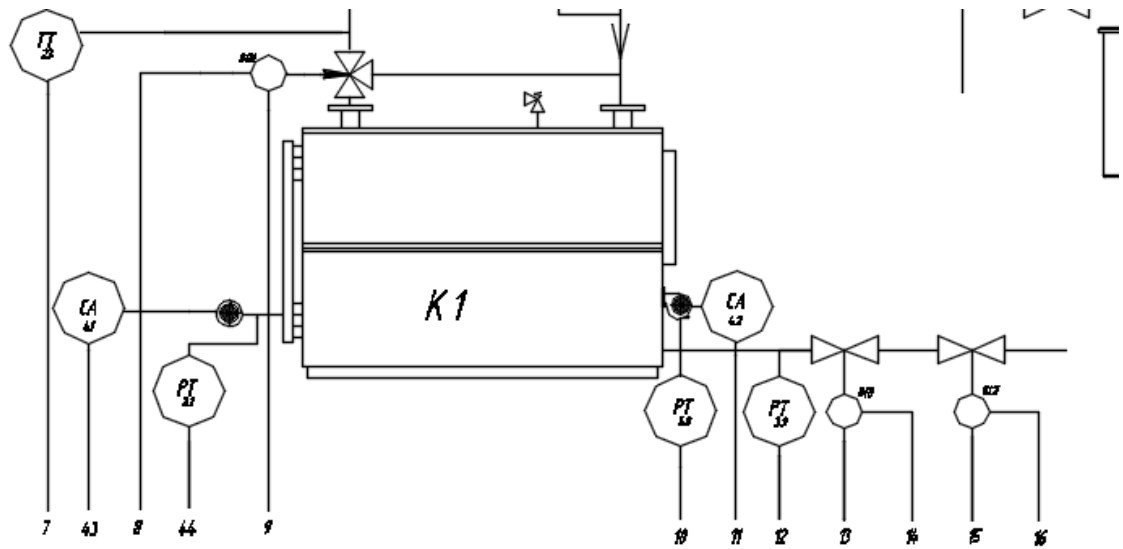


Рис. В.2 – Регулювання температури води на вході в котел.- ТТ 2.3.- датчик температури; 8.1.- вентиль подачі газу.

Регулювання температури на виході з котла.

З контролера сигнал подається на виконавчий механізм вентиля подачі газу (8.1). Для регулювання температури на виході з котла на датчик температури (2.7.) сигнал подається на контролер (1).

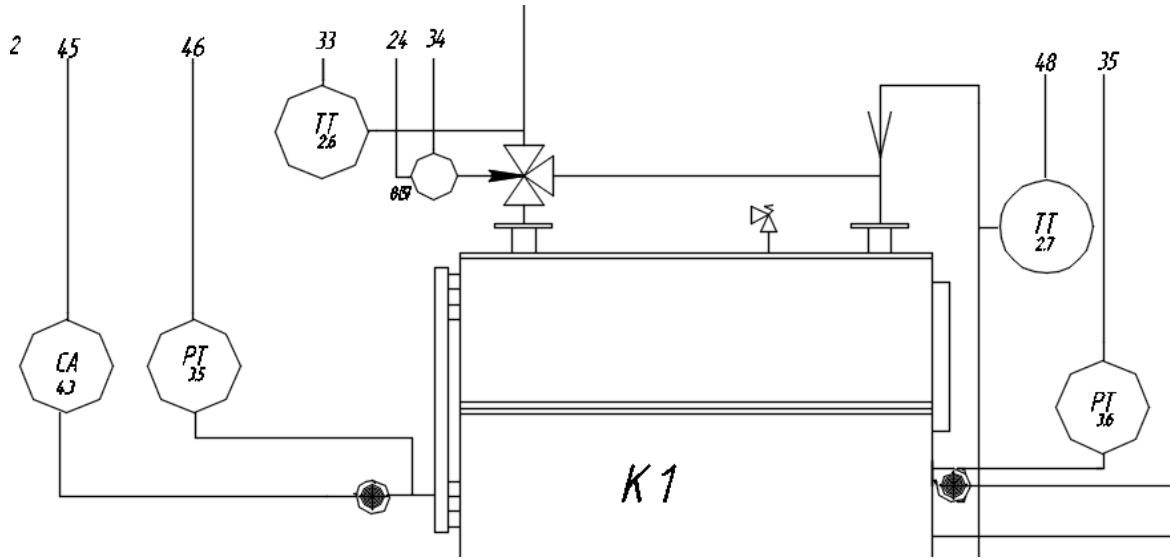


Рис. В.3 – Регулювання температури на виході з котла. ТТ 2.7.- датчик температури; 8.5.- регулюючий механізм триходового клапана.

В.3 Технологічний контроль фізичних величин , захист та сигналізація

Технологічний контроль фізичних величин

Технологічний контроль здійснюється за наступними параметрами:

- тиск мережної води в подаючому трубопроводі;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі на виході з котла;
- температура мережної води в зворотному трубопроводі перед входом в котел ;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі після лінії перепускання;
- температура відхідних газів;
- тиск газу перед котлом.
- попереджувальна сигналізація – про відхилення режимів роботи:
- зменшення розрідження в топці;

Аварійна сигналізація – про аварійне відключення:

- погасання факела;
- відмова тягодуттєвих машин;
- відмова живлення.

Технологічний захист та сигналізація

Контроль витрати газу та витрати води необхідний для розрахунку техніко-економічних показників.

Контроль тиску води необхідний для того, щоб визначити, чи є витрата води через котел. Зниження тиску газу нижче допустимого призводить до погасанням факела. Тому тиск палива необхідно контролювати.

Метан в суміші з повітрям створюють вибухонебезпечну газоповітряну суміш, яка вибухає від джерела відкритого вогню. Вона діє на людину задушливо, тому необхідно контролювати вміст метану CH_4 в приміщенні.

При згасанні факела, топка котла і приміщення заповнюються газом, і може статися вибух.

Для запобігання цього передбачений контроль за наявністю полум'я в топці котла.

Сигналізації підлягають усі параметри, зміни яких можуть призвести до аварії, нещасних випадків або серйозного порушення технологічного режиму. До них відносяться:

- підвищення температури води за котлом;
- зниження і підвищення тиску газу;
- зниження тиску води у зворотному трубопроводі;
- наявність полум'я;
- зниження тиску повітря;
- підвищення розрідження димових газів;

Оперативний технологічний персонал при оповіщенні його пристроями сигналізації про небажані явища повинен вжити відповідних заходів щодо їх ліквідації. Якщо ці заходи виявляться неефективними і параметр, що характеризує стан об'єкту досягне аварійного значення, повинні спрацювати системи протиаварійного захисту, які автоматично за заданою програмою перерозподіляють матеріальні та енергетичні потоки, включають і відключають апарати об'єкта з метою запобігання вибуху, аварії, нещасного випадку, випуску великої кількості браку.

Котел підлягає захисту при відхиленні наступних параметрів:

- підвищення температури води за котлом;
 - підвищення або зниження тиску води за котлом;
 - зниження тиску повітря;
 - підвищення або зниження тиску газу;
 - підвищення тиску зворотної води;
 - погасання факела в топці котла.
- Захист полягає в автоматичному припиненні подачі палива при відхиленні будь-якого з перерахованих вище параметрів.

В.4 Підбір регулюючого сідельного триходового клапана

Виконавчий механізм повинен відповідати вимогам які визначають сумісну роботу з обраним регулюючим органом, тобто повинен задовольняти вимогам заданих динамічних та статичних характеристик виконавчого пристрою. Регулюючий орган (РО) вибирається лише на стадії проектування системи регулювання. РО повинен :

- 1) гарантувати лінійну ходову характеристику, тобто сталість коефіцієнта передачі по потужності у всьому діапазоні зміни регульованої величини;
- 2) надавати необхідну швидкість регулювання, обумовлену динамікою системи;
- 3) зберігати рівність між переміщеннями вихідного елемента і робочим ходом затвора регулюючого органу.

Підбираючи виконавчі механізми, ще слід звернути увагу на:

- 1) лише при мінімальній різниці тисків на штуцерах триходовий клапан зможе безпомилково функціонувати;
- 2) триходові вентиля в змозі впоратися і зі значним диференціальним тиском між штуцерами, але за рахунок деформації регулюючої характеристики, що призведе до погіршення регулюючої здатності клапани повинні застосовуватися з урахуванням умов, у яких вони будуть працювати і мати відповідне виконання;
- 3) клапани повинні відповідати вимогам щодо енергетичних, експлуатаційних, і економічних показників, а також вимогам надійності, що пред'являються в залежності від ступеня відповідальності регульованої величини;
- 4) триходові вентиля в змозі впоратися і зі значним диференціальним тиском між штуцерами, але за рахунок деформації регулюючої характеристики, що призведе до погіршення регулюючої здатності.

Підберемо триходовий клапан на розділення потоків для контуру автоматичного регулювання температури води на вході в котел.

Вхідні дані для розрахунку клапана:

- робоче середовище – вода;
- об'ємна витрата $V_v = 9.8 \text{ м}^3/\text{год}$;
- втрати тиску в системі, що регулюється $\Delta P_{\text{сист}} = 100 \text{ кПа}$;

- температура води за умови нормальної роботи системи:
 - = на вході в теплообмінник $t_1' = 95 \text{ }^\circ\text{C}$;
 - = на виході з теплообмінника $t_1'' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Перепад тисків на клапані вибирається таким чином, щоб його авторитет по відношенню до сумарної втрати тиску на системі і клапані склав не менше ніж 0,5 тобто

$$a = \frac{\Delta P_{\text{кл}}}{\Delta P_{\text{кл}} + \Delta P_{\text{сист}}} \geq 0,5 ,$$

Або ж $\Delta P_{\text{кл}} \geq \Delta P_{\text{сист}}$.

При авторитеті $a=0,5$ згідно вхідних даних приймається, що $\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{сист}} = 100$ кПа (1 бар). За номограмою на основі заданої витрати і прийнятого перепаду тисків на клапані може бути вибраний клапан $K_{\text{зм}} = 0,63$ або $1 \text{ м}^3/\text{год}$.

Для першого варіанту тиску в повністю відкритому складають 101 кПа і авторитет

$$a = \frac{101}{101 + 100} = 0,502 .$$

Для другого варіанту втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 42кПа і авторитет при цьому рівний

$$a = \frac{42}{42 + 100} = 0,295 .$$

Оскільки у другому варіанті авторитет клапана складає менше 0,5, то для встановлення приймається клапан по першому варіанту з $K_{\text{зм}} = 0,502 \text{ м}^3/\text{год}$ з авторитетом 0,502 ТА Hydronics- CV 340 умовний діаметр якого 40 мм призначений для роботи в середовищах температура, яких вище $130 \text{ }^\circ\text{C}$.

В.5. Регулятор співвідношення паливо-повітря

Регулятор призначений для роботи в системах автоматичного контролю, регулювання та керування процесами спалювання газоподібного палива. Регулятор має два незалежні канали вимірювання тиску газу і тиску перепаду повітря, два канали вимірювання положення виконавчих механізмів (реостатний датчик).

Прилад забезпечує підтримку заданого графіка співвідношення паливо-повітря незалежно від зміни, із заданою точністю, приєднувального тиску газу. Дані режимної карти (графік співвідношення паливо-повітря) зберігаються в пам'яті приладу у вигляді таблиць : таблиць тиску повітря, тиску газу, таблиць положення реостатних датчиків виконавчих механізмів газової та повітряної заслінки. Регулятор відстежує зміну тиску газу перед пальником (або зміну положення газової заслінки) та, керуючи приводом повітряної заслінки, призводить тиск повітря перед пальником (або положення повітряної заслінки) у відповідність з табличним значенням для даної точки графіка.

Технічні дані, параметри і розміри регулятора повинні відповідати наведеним

Найменування параметру та розміру, Узор 01С-1

1. Діапазон контролюючого тиску газу, кПа від 0 до 10
2. Діапазон контролюемого напору\перепадунапору повітря, кПа від 0 до 10
3. Допустима величина одностороннього статичного тиску, кПа не більше 75 400
4. Комутаційна здатність вихідних контактівреле регулятора, не менше 250В/4А
5. Комутаційна здатність вихідних контактів реле сигналізації, не менше 50В/0,01А
6. Електричний опір реостатного показчика положення, Ом 5
7. Кількість уставок сигналізації на канал вимірювання 2
8. Кількість каналів індикації 2

9. Електроживлення:

- 1) Напруга змінного струму (50 Гц), В 220
- 2) Допустимі коливання напруги, % -15/+10
- 3) Споживана потужність Вт, не більше 5,0

10. Габаритні розміри, мм, не більше

глибина 80

висота 240

ширина 146

11. Маса, кг, не більше 1,5

12. Електричний опір ізоляції ланцюгів сигналізаторів при температурі навколишнього повітря 20 ± 5 °С і відносній вологості 80%, МОм, не менше 40

Додаток Г

РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ МОНТАЖУ КТНУ В КОТЕЛЬНІ САНАТОРІЮ

Розрахунок трубопроводів

В тепловій схемі для прокладання трубопроводів використаємо сталеві труби. Витрати води у випарнику 13,72 кг/с та 22,5 кг/с. Встановлюємо за результатами розрахунків теплової схеми, три насоси (два робочих, один резервний) фірми GLONG марки GHE-75-80 з подачею 70 м³/год., напором 0,15 МПа, ККД 70%, з потужністю електродвигуна 5 кВт.

Діаметр труб в контурі від випарника до теплообмінника

$$d_{\text{вип.то.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{вип.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.1})$$

$$d_{\text{вип.то.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 13,72}{3,14 \cdot 1 \cdot 999,8}} = 0,132 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 159 \times 5$ мм.

Діаметр труб в контурі від теплообмінника до випарника

$$d_{\text{то.вип.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{то.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.2})$$

$$d_{\text{то.вип.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 22,5}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 999,8}} = 0,138 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 159 \times 5$ мм.

Організаційно-технологічна частина

В МКР розробляється технологія монтажу системи опалення та гарячого водопостачання теплонасосної установки на базі котельні.

З попередніх розрахунків на котельні обрано встановлювати теплові насоси марки НТ-1000. Джерелом для роботи теплового насоса може бути будь-яка проточна вода з низькотемпературною теплою від +5 до + 40 °С. Технічні характеристики теплового насоса наведені в таблиці Г.1.

Таблиця Г.1 – Технічні характеристики теплових насосів

Тип теплового насосу	Теплопродуктивність, min/max, кВт	Виконання агрегату	Розміри (довжина, ширина, висота), м	Загальна маса, кг
НТ-1000	1000	Компресорний	4,0x1,5x2,3	15000
		Конденсаторно-випарний	4,9x2,1x1,5	

До цієї категорії «вода-вода» відносять теплові насоси, в яких як низькотемпературне джерело теплоти використовують ґрунтові води з температурою 7 – 12 °С, воду різних систем оборотного водопостачання, воду шахтного водовідливу, а також нейтральні промислові побутові стічні води.

У більшості випадків зазначені водні джерела містять осадкові речовини, тому, внаслідок цього, необхідно між випарником теплового насоса та водяним джерелом встановлювати проміжний циркуляційний контур (рисунк Г.1).

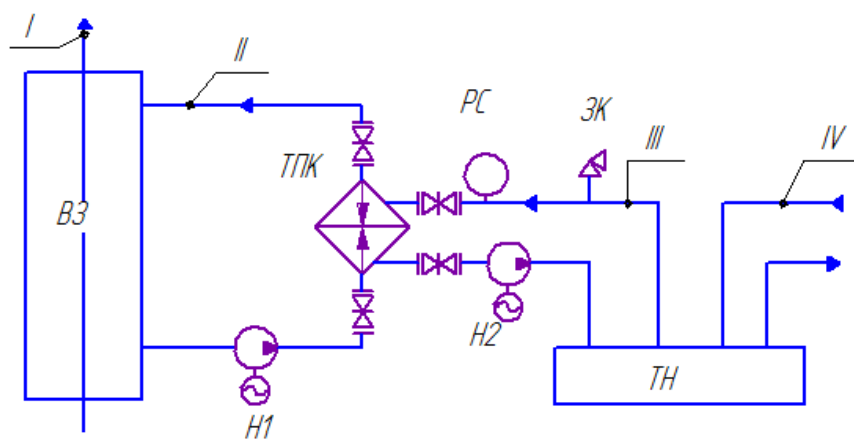


Рисунок Г.1 – Принципова схема встановлення водо-водяного теплового насоса з проміжним контуром: ВЗ – проточний водозбірник; ТПК – теплообмінний апарат первинного контуру; Н₁, Н₂ – насоси для водяного джерела та проміжного контуру; РС – розширювальна посудина; ЗК – запобіжний клапан; I – лінія природної циркуляції водяного потоку, що утилізується; II – циркуляційний контур водяного потоку через ТПК; III – проміжний контур чистої та демінералізованої води; IV – вторинний контур (споживача теплового навантаження)

Вибір приміщення для розміщення теплового насосу

Теплові насоси можна встановити у складних умовах і в тісних приміщеннях. В курсовому проекті обраний варіан встановлення тепло-насосного обладнання в окремому приміщенні, на місці складського приміщення. Дане приміщення має такі розміри, які дозволяють здійснювати належний огляд обладнання та забезпечують достатню кількість повітря для безпечної роботи ТНУ.

Приміщення обладнане зливною системою, системою вентиляції приміщення [71].

Утилізатор теплоти відхідних газів розміщуємо в приміщенні котельні.

Для цього обладнання достатньо мінімальних розмірів приміщення. Утилізатор теплоти димових газів розміщуємо безпосередньо поряд з газовими трактами від котлів. Таке розміщення обладнання дозволить зменшити витрати на трубопроводи, а також дозволить проводити обстеження обладнання.

Документація необхідна для монтажу ТНУ

Стадія "Робоча документація" (РД) розробляється для виконання будівельно-монтажних робіт.

В склад РД для будівництва повинні входити:

- робочі креслення, які розробляються у відповідності до вимог нормативних документів
- паспорт оздоблювальних робіт;
- кошторисна документація;
- специфікація обладнання, виробів та матеріалів;
- опитувальні листи і габаритні креслення на відповідні види обладнання та виробів;
- вихідні вимоги по розробці конструкторської документації на

обладнання індивідуального виготовлення.

Об'єм і деталізація робочих креслень повинна бути доведена до мінімально необхідних об'ємів.

При проектуванні об'єктів з особливо складними конструкціями і методами проведення робіт в складі робочої документації розробляються робочі креслення на спеціальні допоміжні споруди та прибудови по додатковому завданню замовника.

Вихідні дані для закордонного обладнання та креслення на обладнання індивідуального виготовлення видаються замовником проектувальнику до початку розробки робочої документації.

Для об'єктів промислового призначення в склад вихідних даних повинні входити також дані про потреби в енергоресурсах, обслуговуючих майданчиках та охороні обладнання.

Робочі креслення, кошторисна документація, специфікація обладнання, виробів та матеріалів, креслення металічних конструкцій, трубопроводів, повітропроводів, а також проектна документація на будівництво об'єктів передаються замовнику в чотирьох екземплярах [72].

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів наведені у таблиці Г.2.

Таблиця Г.2 – Відомість витрат матеріалів

№ п.п	Найменування матеріалу	Одиниці вимірювання	Кількість	Маса одиниці, кг	Маса, кг
1	2	3	4	5	6
Потреба в основних матеріалах					
1	Труби сталеві електрозварні прямошовні Ø 159x5 мм [71]	м	100,4	18,99	1906,6
2	Засувка сталева 30с41нж Ру-16кг/см ² , Т-425 гр. С	шт	9	50	450
3	Циліндри з мін. вати [71]	м ³	100,4	3,3	331,4
4	Фільтр чавунний фланцевий Ду 150	шт	2	34	68
5	Зворотний клапан Ø 100 мм	шт	3	45	135
6	Тепловий насос марки НТ-1000	шт	1	15000	15000
7	Газопоршневий двигун-генератор ГДГА500	шт	1	17500	17500
8	КТАН-утилізатор КТАН-0,8УГ	шт	1	1458	1458

Продовження таблиці Г.2 – Відомість витрат матеріалів

1	2	3	4	5	6
9	Циркуляційний насос фірми GLONG марки GHE-75-80 [72]	шт	3	30	90
Потреба у допоміжних матеріалах					
Тепловий насос марки НТ-1000					
	Шпали дерев'яні непросочені, І тип, довжина 2,75 м, для залізничної широкої колії	шт	5	80	400
	Скоби будівельні	кг	1,2		1,2
Газопоршневий двигун-генератор ГДГА500					
	Масло дизельне моторне М-10ДМ	т	0,875		875
	Паливо дизельне з малосірчистих нафт	т	0,875		875
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,0145		14,5
	Прокат широкосмуговий, товщина 10-12 мм, з сталі марки Ст 3сп	т	0,35		350
	Шпали просочені для залізниць широкої колії, обрізні і необрізні хвойні [крім модрини], тип І	шт	12,25	110	1347,5
	Рейки залізничні, тип Р43, зі сталі марки НБ-61	м	8,4	103	865,2
КТАН-утилізатор КТАН-0,8УГ (ДБН Д.2.3-6-99, теплообмінне обладнання)					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,0022		2,2
	Шпали просочені для залізниць широкої колії, обрізні і необрізні хвойні [крім модрини], тип І	шт	2,02	110	222,2
	Прокладки металеві	т	0,0135		13,5
	Скоби будівельні	кг	4,1		4,1
Циркуляційний насос					
	Поковки з квадратних заготовок	т	0,456		456

Продовження таблиці Г.2 – Відомість витрат матеріалів

1	2	3	4	5	6
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Э50	т	0,0105		10,5
	Круги армовані абразивні відрізні, діаметр 180×3 мм	шт	5,21	0,274	1,43
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	1,55	0,374	0,579
Трубопроводи і запірна арматура					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 355	т	0,0095		9,5
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	0,92	0,374	0,344
	Пароніт	т	0,0038		3,8
	Болти із шестигранною головою, діаметр різьби 12- [74] мм	т	0,154		154
	Пластина гумова рулонна вулканізована	кг	3,22		3,22
Циліндри з мін. вати, 60мм					
	Сталь листова оцинкована, товщина 0,8 мм	кг	20,8		20,8
	Лист алюмінієвий, марка АД1Н, товщина 1 мм	кг	9		9
	Оболонка захисна металева	шт	14	1,15	16,1
	Гвинти оцинковані	т	0,002		2

Загальна маса всіх вантажів визначається як сума мас основного і допоміжного обладнання та всі пристроїв і інструментів .

Загальна маса становить:

$$\Sigma M_{\text{заг.}} = \Sigma M_{\text{осн.обл}} + \Sigma M_{\text{доп.обл}} = 42189 \text{ (кг)}.$$

Визначення складу і об'єму робіт

Склад робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000.
4. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА500.
5. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-0,8УГ.
6. Труби сталеві електрозварні прямошовні \varnothing 159x5 мм.
7. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 159 мм.
8. Встановлення фільтрів для очищення води.
9. Встановлення зворотнього клапана \varnothing 159 мм.
10. Випробування трубопроводів.
11. Ізоляція трубопроводів діаметром 159 мм.
12. Монтаж циркуляційних насосів.
13. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.

Об'єм робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу. Одиниці вимірювання в тонах. Загальна вага усіх деталей 42189 кг (42,189 т). Приймаємо об'єм $V=42,189$ т.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина всієї мережі трубопроводу складає $L=100$ м. Приймаємо $V = 1,0$ м.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=1$ шт.
4. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА500. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо $V=17,5$ т.
5. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-0,8УГ. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо $V=1,458$ т.

6. Прокладання сталевих електрозварних прямошовних труб діаметром 159 мм. Одиниці вимірювання тоннах. Маса труб з діаметром 159 мм складає 1,906 т, отже, приймаємо $V=1,906$.

7. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 159 мм. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 14 шт. Отже, об'єм становить $V=1,4$.

8. Випробування трубопроводів. Одиниці вимірювання 100 м. Об'єм приймається як загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів і становить $V=1,0$ м.

9. Ізоляція трубопроводів діаметром 195 мм. Одиниця виміру 10 м. Загальна довжина трубопроводів, які ізолюють 100,4 м. $V = 10$.

10. Монтаж циркуляційних насосів. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=3$ шт.

11. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Одиниці вимірювання в метрах. Загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів становить: 100 м. Отже, $V= 100$ м.

Прокладання надземних трубопроводів

Надземні трубопроводи монтують укрупненими блоками або секціями.

Монтаж міжцехових трубопроводів окремими трубами допускається тільки в тих випадках, коли при установці додаткових ліній на діючих естакадах, розширенні або реконструкції промислових об'єктів.

По виду укрупнення блоки можуть бути з будівельних конструкцій, трубопровідні та комбіновані.

Вибір виду блоку і ступеня його укрупнення визначається в залежності від конструктивних рішень естакад, кількості та розташування трубопроводів, їх діаметрів, наявності вантажопідйомних механізмів і транспортних засобів, а також місцевих умов виконання робіт.

Зазвичай монтаж проводять трубопровідними і комбінованими блоками. Укрупнювальну збірку блоків проводять на складальних майданчиках стаціонарних або мобільних, які розташовують у зоні дії монтажного крана.

Майданчики для збирання трубопровідних блоків довжиною до 60 м, прокладаються по металевій фермовій естакаді. Трубопровідні блоки збирають в та-

кій послідовності: вантажать, транспортують і розвантажують арматуру, деталі, вузли та секції; встановлюють стелажі або стенди, підготовляють кромки секцій під зварювання; стропують секції, піднімають і укладають секції на стелажі; збирають і зварюють стики, контролюють якість зварних з'єднань; розмічають місця встановлення опор і закріплюють опори; контролюють якість, маркують і приймають блоки. В окремих випадках забарвлюють блоки і теплоізоляцію із захисним покриттям (якщо це передбачено проектом).

Комбіновані блоки металевих фермових естакад збирають наступним чином: вантажать, транспортують і розвантажують укрупнені елементи будівельних конструкцій і трубопроводів; збирають трубопровідні блоки; розкладають і фіксують нижні балки; встановлюють ферми і верхні стійки, кріплять «ялинки»; укладають і тимчасово закріплюють трубопровідні блоки, що розміщуються усередині контуру поперечного перерізу; встановлюють верхні балки, напівбалки і зв'язку верхнього поясу; укладають і тимчасово закріплюють температурні блоки, що розміщуються поза контуром поперечного перерізу, влаштовують інвентарні навісні риштування; підготовляють блоки до транспортування, встановлюють елементи жорсткості, маркують і приймають блоки.

До монтажних робіт з прокладання надземних міжцехових трубопроводів на окремо стоячих опорах або естакадах приступають тільки після отримання від будівельної організації актів про повну відповідність опорних конструкцій проекту та технічним умовам, а також перевірки фактичного виконання цих робіт представниками монтажних організацій.

Необхідно перевірити готовність будівельних конструкцій стійок естакад і прогонових будов (для трубопровідних блоків) під монтаж і скласти виконавчу схему, що враховує відхилення відміток і положення в плані опорних конструкцій естакади.

При прокладці трубопроводів, розташованих всередині контуру поперечного перерізу естакади, трубопровідні блоки в залежності від типів естакад можна монтувати декількома методами:

- шляхи попереднього укладання блоків всередину контуру поперечного перерізу естакади до установки конструкцій верхнього ярусу (для збірних залізобетонних двоярусних естакад балкового типу);
- заведенням трубопровідних блоків у відкритий торець естакади (для всіх типів естакад);
- заведенням блоків всередину контуру через спеціально передбачений для цього отвір в площині верхнього пояса естакади (для металевих естакад фермово-

го типу).

Монтаж конструкцій прогонових будов естакади починають від нерухомої (анкерної) стійки і ведуть в обидва боки від неї.

На двоярусних естакадах траверси і зв'язку по верхньому поясу встановлюють після монтажу трубопроводів на нижньому поясі естакади та укладання на ньому трубопроводів, що підвішуються до верхнього поясу, якщо це допускається конструкцією естакади.

Додаткові лінії трубопроводів на діючих естакадах зазвичай прокладають окремими трубами. Труби піднімають краном і з допомогою трактора або лебідок і відвідних блоків протягують всередину естакади.

Монтаж міжцехових трубопроводів блоками та секціями дозволяє механізувати 80-85% заготівельних, складально-зварювальних, ізоляційних і монтажних робіт і значно підвищити якість і продуктивність праці.

Вибір і обґрунтування методів виконання робіт, типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій

Трубопроводами називаються пристрої, які використовуються для транспортування рідких, газоподібних і сипучих речовин. Трубопроводи складаються з щільно з'єднаних між собою прямих ділянок труб, деталей, запірно-регулюючої арматури, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики, опор і підвісок, кріплення, прокладок і ущільнень, а також матеріалів, застосовуваних для теплової і антикорозійної ізоляції.

До технологічних трубопроводах відносяться всі трубопроводи промислових підприємств, за якими транспортуються: сировина, напівфабрикати та готові продукти; пар, вода, паливо, реагенти; відходи виробництва та ін.

Технологічні трубопроводи працюють у складних умовах. У процесі роботи окремі частини трубопроводу знаходяться під тиском продукту, що транспортується, яке може бути від 0,01 до 2500 кгс/см² і вище, під впливом температур в межах від -170 до +700 °С і більше, під постійним навантаженням від маси труб і деталей, навантажень теплового подовження, вібраційних, вітрових та тиску ґрунту.

Крім того, в елементах трубопроводу можуть виникати періодичні навантаження від нерівномірного нагріву, заземлення рухомих опор і надмірного тертя в них.

Складність виготовлення та монтажу технологічних трубопроводів визначається:

- характером і ступенем агресивності продуктів, що транспортуються (вода, нафта, пар, газ, спирти, кислоти, луги та ін.);
- конфігурацією об'язки апаратів та обладнання, великою кількістю роз'ємних та нероз'ємних з'єднань, трубопроводів, компенсаторів, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики і опорних конструкцій;
- розташуванням трубопроводів у траншеях, каналах, лотках, на стійках, естакадах, етажерках, на технологічному обладнанні, а також на різних висотах і часто в умовах, незручних для виробництва робіт.

За територіальною ознакою технологічні трубопроводи поділяють на внутрішньоцехові, що з'єднують окремі апарати і машини в межах однієї технологічної установки або цеху і розміщені всередині будинку або на відкритому майданчику, міжцехові, що з'єднують окремі технологічні установки і цехи.

Успішне і якісне виконання монтажних робіт залежить від своєчасної підготовки виробництва. При монтажі трубопроводів необхідно суворо дотримуватися технічних умов і правил провадження робіт, деталей і вузлів трубопроводів, арматури та інших матеріалів.

Труби, деталі, конструкції та обладнання завозяться централізовано автомашиною «ТОНАР 45252». Оскільки загальна вага усіх деталей становить 42,189 т, то доставка деталей та обладнання до місця монтажу проводиться за 3 рази. Технічні характеристики автомашини наведені в таблиці Г.3.

Таблиця Г.3 – Технічні характеристики ТОНАР 45252

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Повна маса	кг	63000
Вантажопідйомність	кг	40000
Габарити: Довжина Ширина Висота	м	9,74 3,95 3,7
Двигун		QSK19 - C600

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів:

- відстань 300 (км);
- кількість ходок $n=3$;
- витрата пального $Q=39$ (л/100км).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot l, \quad (\text{Г.3})$$

$$Q_{\text{п}} = 0,39 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 300 = 702 \text{ л.}$$

Для встановлення обладнання використовуємо автокран КАМАЗ КС-5572 технічна характеристика якого наведена в таблиці Г.4.

Таблиця Г.4 – Технічна характеристика автокрана КАМАЗ КС-5572

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Вантажопідйомність	т	32
Виліт стріли	м	27
Коля коліс: передніх задніх	м	2,5 1,95
Маса	т	20

Для зварювання стиків трубопроводу використовується зварювальний апарат інверторного типу IGBT DNIPRO-M SAB-258TS. Його характеристики вказані в таблиці Г.5.

Таблиця Г.5 – Технічні характеристики зварювального апарату інверторного типу IGBT DNIPRO-M SAB-258TS

Величина	Одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга мережі	В	230
Номінальний зварювальний струм	А	20-250
Діаметр зварювальної проволочки	мм	1,6-4,0
Споживана потужність	кВт	5,5
Маса	кг	2,7

В зв'язку з тим, що ми отримаємо фасонні частини трубопроводів в готовому вигляді, то ми маємо потребу тільки в монтажних інструментах.

Таблиця Г.6 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

Найменування	ГОСТ, марка	Кількість, шт.	Загальна маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній М17х19мм, М19х22 мм	ГОСТ2839-80	6	0,9
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547-75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 - 79	6	0,31
Молоток слюсарний	ГОСТ 2310-77	6	1,8
Зубило слюсарне довжиною 0,2 м	ГОСТ 7211-72	6	2,1
Стрічка вимірювальна, 20 м	ГОСТ 7502 - 61	6	0,12
Молоток гумовий		6	1,9
Рівень металевий	ГОСТ 7948-80	2	0,22
Висок	ГОСТ 7948-80	2	0,2
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Всього:			11,75

Витрати допоміжних матеріалів зводимо в таблицю Г.7.

Таблиця Г.7 – Витрати допоміжних матеріалів на монтаж теплотехнічної частини

Допоміжні матеріали	Одиниця виміру	Витрати матеріалів		
		Шифр	Вага	Об'єм
Прокладки гумові	кг	111-1746	5,45	-
Прокладка з пароніта, ПМБТ,	шт/кг		15/0,04	-
				Σ=6,05

Загальна маса всіх інструментів і пристосувань складає:

$$\Sigma_{\text{інст.}} = 2,7 + 11,75 + 6,05 = 20,5 \text{ (кг).}$$

Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою

$$Q = \frac{V \cdot H_{\text{ч}}}{B} \text{ [люд/дні]}, \quad (\text{Г.4})$$

де V – об'єм робіт;

$H_{\text{ч}}$ – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

B – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою

$$T = \frac{Q}{n} \text{ [дні]}, \quad (\text{Г.5})$$

де Q – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

n – кількість робітників, люд

Результати розрахунку наведені в таблиці Г.8.

Таблиця Г.8 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

№ роботи	Найменування робіт	Одиниця виміру	Об'єми робіт	Норма часу	Трудомісткість, люд/год	Тривалість днів	Виконавці	
							Кількість	Професійний склад
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Доставка деталей до місця монтажу	т	42,189	3	15,82	2,64	6	робітник 4р.-2 3р.-2 2 водія
2	Розмітка місць прокладання трубопроводів	100 м	1,0	1,3	0,16	0,04	4	Монтажн. 5р.-2, 3р.-2
3	Монтаж теплового насосу НТ-1000	шт	1	1319,5	164,9	16,49	10	монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2
4	Монтаж двигуна-генератора ГДГА500	т	17,5	53,2	116,4	11,64	10	монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2
5	Монтаж КТАН-утилізатора	т	1,458	78,4	14,29	4,76	3	монтажники 5р-1,4р-1, 3р.-1
6	Прокладання труб сталевих електрозварних прямошовні діаметром 159 мм	т	1,906	176	41,93	4,66	9	ел.зв. ор.-1, зр.-1, сл.-сантехнік 4 р.-1,

Продовження таблиці Г.8 – Трудомісткість виконання монтажних робіт

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Монтаж циркуляційного насоса	шт	3	37,8	14,17	3,54	4	Монтажники 3р-2, 4р-2
8	Встановлення запірної арматури, фільтрів Ø 159 мм	10 шт	1,4	96	16,8	5,6	3	Монтажники 5р-1, 4р-1, 3р-1
9	Випробування трубопроводів	100 м	1,0	8,22	1,03	0,21	6	Монтажники. 5р, 4р, 3р-2
10	Ізоляція трубопроводів діаметром 195 мм	10 м	10	16,8	21	4,2	5	Слюсар 4, 2 розряд
11	Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію	100 м	1	2,4	0,3	0,1	3	Слюсар-сантехнік 3,5

Організаційна частина

Визначення складу бригад і підбір монтажних інструментів

Склад бригад та середній розряд робітників для виконання монтажних робіт визначається згідно нормативних документів.

Доставка деталей до місць монтажу та їх складування. Четверо робітників, два водія.

Розмітка місць прокладання трубопроводу. Четверо монтажників 5 розряду і 3 розряду.

Монтаж теплового насосу НТ-1000. Десять монтажників 7, 4, 3 розряду.

Монтаж двигуна-генератора ГДГА500. Чотири монтажника 7, 3 розряду.

Монтаж КТАН-утилізатора. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Прокладання труб сталевих електрозварних прямошовні діаметром 159 мм. Двоє електрозварників 6, 5 розряду, один слюсар-сантехнік 4 розряду.

Встановлення запірної арматури Ø 159 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Випробування трубопроводів. Шість монтажників 5, 4, 3 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 159 мм. Два слюсара 4, 2 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Четверо слюсарів-сантехніків 5 розряду.

Організація робочих місць та побутових приміщень

До початку монтажно-збірних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, приладів та обладнання.

Приймання об'єктів під монтаж відбувається актом встановленої форми, який підписує представник генпідрядника, який виконує будівельні роботи (майстер або виконроб).

Перед тим як розпочати монтажні роботи на об'єкті, виконати наступні роботи, які фіксуються актом:

- пробити отвори в стінах і в перекриттях підготувати борозди і канали для прокладки трубопроводів;
- оштукатурити інші ділянки стін в місцях окладки трубопроводів;
- підготувати монтажні пройми для переміщення крупно габаритного обладнання, що підлягає монтажу;

- нанести на стінах фарбою відмітки чистої підлоги;
- підвести електросилові лінії для підключення механізмів і інструментів;
- забезпечити освітленість роботи місць доступ до них робітників і можливість доставки матеріалів і виробів монтажного обладнання;
- виділити місце для складування матеріалів і обладнання.

Монтажне регулювання і здача системи в експлуатацію

Послідовність технологічних операцій при виконанні монтажних робіт.

Монтаж теплонасосної установки виконати в такій послідовності: розмітити місця установки стояків; розмітити місця установки кріплень. Монтаж трубопроводів виконати в такій послідовності: розмітити вісі магістралей та установити підвіски і кронштейни; прокласти труби, вузли і заготовки по наміченим вісям; зібрати магістралі та приєднати до них монтажні вузли; вивірити та установити задані уклони; закріпити магістралі на опорах та підвісках.

Після виконання всіх монтажних робіт систему піддають випробуванням на справність водорозбірної і запірної арматури, змивних та інших пристроїв обладнання і на герметичність. Випробування на герметичність виконують до закладення трубопроводів у стінах (при прихованій прокладці) і до накладення ізоляції і забарвлення. Випробовують трубопроводи гідравлічним способом відповідно до ГОСТ 3845-82 тиском, що перевищує робоче на 0,5 МПа, але не більше 1 МПа протягом 10 хв.; зниження тиску при цьому допускається не більше ніж на 0,1 МПа.

Випробування системи оформляють актом. Для приймання системи в експлуатацію пред'являють основні документи:

- акти, креслення і документи погоджень на додаткові роботи і зміни, допущені при монтажних роботах;
- акти на приховані роботи;
- акти випробувань окремих елементів (монтажних вузлів, пристроїв, обладнання) з доданням усіх паспортів;

– акти випробувань на герметичність мережі та на ефективність роботи обладнання (насосів, баків, пожежних кранів і т. п.).

Під час приймання перевіряють відповідність монтажу затвердженим проектом і міцність кріплень, наявність ухилів для спорожнення труб, відсутність витоків води в арматурі, з'єднаннях, обладнанні, ефективність включення і виключення, роботу автоматики.

В актах приймання вказують усі зазначені дефекти і неполадки, відступи від затвердженого проекту, результати випробування устаткування і системи в цілому, якість виконаних робіт, наявність недоробок, термін для їх усунення.

Спеціалізовані експлуатаційні організації, спеціалізовані ремонтні цехи, забезпечені необхідними матеріалами, запасними деталями, обладнанням для потреб поточного ремонту внутрішніх санітарно-технічних систем, значно підвищують рівень технічної експлуатації будівель.

Висновок

Здійснено розрахунок діаметрів трубопроводів для підведення і відведення теплоносіїв до ТНУ. Було виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, враховані відомості по виконанню робіт, визначена трудоемкість монтажних робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи теплонасосної установки, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Так, загальна маса всіх вантажів становить $\Sigma M_{\text{заг}} = 42,189$ (кг), а загальна маса теплонасосних установок, що встановлюються на котельні, становить $M_{\text{ТНУ}} = 15000$ кг.

Після проведення необхідних розрахунків розроблені календарний графік монтажу тепло насосної установки, графік руху робітників та графік руху машин та механізмів.

Додаток Д

Таблиця Д.1 - Локальний кошторис на будівельні роботи № 1

Основа:
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість
Кошторисна трудомісткість
Кошторисна заробітна плата
Середній розряд робіт

11457,984 тис. грн.
3,245 тис.люд.-год.
71,204 тис. грн.
4,1 розряд

Складений в поточних цінах станом на "21.10" 2019 р.

№ п/п	Обґрунтування (шифр норми)	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загальна вартість, грн.			Витрати труда робітників, люд.-год.	
					Всього	експлуатації машин	Всього	заробітної плати	експлуатації машин	не зайнятих обслуговуванням машин	
										тих, що обслуговують машини	
					заробітної плати	в тому числі заробітної плати	в тому числі заробітної плати	на одиницю	всього		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	M7-232-1	Монтаж теплового насосу марки НТ-1000	комплект	1	9123,19 4793,84	647,77 166,58	9123	4794	648 167	219,8 8,6738	219,8 8,67
2	& C131-1-Н варіант 9	насос марки НТ-1000	шт	1	1867455, 73	-	1867456	-	-	-	-
3	M6-407-10	Монтаж газопоршневого двигун-генератора марки ГДГА500	т	32	2309,32 722,40	589,05 194,41	73898	23117	18850 6221	33,6 9,2224	1075,2 295,12
4	& C130-1-Н варіант 4	Газопошневий двигун марки ГДГА500	шт	1	2577884, 06	-	2577884	-	-	-	-
5	M7-232-1	Монтаж насосів фірми GLONG марки GHE-75-80 з подачею 70 м3/год., напором 0,15 МПа	комплект	3	9123,19 4793,84	647,77 166,58	27370	14382	1943 500	219,8 8,6738	659,4 26,02
6	& C131-1-Н варіант 10	Насос марки GHE- 75-80	шт	3	1020855, 73	-	3062567	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	M18-152-1	Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-0, 8УГ	шт	1	37503,76 10663,18	11908,58 3676,67	37504	10663	11909 3677	548,8 174,8522	548,8 174,85
8 & C132-1-N варіант 4		КТАН-утилізатора марки КТАН-0, 8УГ	шт	1	3759884, 54 -	- -	3759885	-	- -	- -	- -
Разом прямі витрати по кошторису							11415687	52956	33350 10565		2503,2 504,66
Разом будівельні роботи, грн.							11415687				
в тому числі:											
вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн.							11329381				
всього заробітна плата, грн.							63521				
Загальновиробничі витрати, грн.							42297				
трудоємність в загальновиробничих витратах, люд.год.							237,63				
заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн.							7683				
Всього будівельні роботи, грн.							11457984				

-											
Всього по кошторису							11457984				
Кошторисна трудоємність, люд.год.							3245				
Кошторисна заробітна плата, грн.							71204				

Склав

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

Перевірив

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]