

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ФАКУЛЬТЕТ ЕНЕРГЕТИКИ, ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ  
ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

**Кваліфікаційна робота**

другий магістерський

(рівень вищої освіти)

на тему «Аналіз шляхів підвищення ефективності енергоспоживаючого  
обладнання Северодонецької ТЕЦ»

Виконав: студент 2 курсу, групи ТЕ-18мд  
спеціальності 144 Теплоенергетика

(код і назва спеціальності)

освітньої програми Теплоенергетика

(код і назва освітньої програми)

спеціалізації \_\_\_\_\_

(код і назва спеціалізації)

Д.С. Помогаєв

(ініціали та прізвище)

Керівник доцент, к.т.н.,

(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

М.Ю. Бердишев

Рецензент С.М.Симонік

(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Запоріжжя  
2020



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет енергетики, електроніки та інформаційних технологій  
 Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики  
 Рівень вищої освіти другий магістерський  
 Спеціальність 144 Теплоенергетика  
(код та назва)  
 Освітня програма Теплоенергетика  
(код та назва)  
 Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_

« 26 » 12 2019 року

**З А В Д А Н Н Я  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ (СТУДЕНТЦІ)**

Помогаєву Данилу Сергійовичу









(прізвище, ім'я, по батькові)

- 1 Тема роботи (проекту) Аналіз шляхів підвищення ефективності енергоспоживаючого обладнання Северодонецької ТЕЦ керівник роботи Бердишев Миколай Юрійович доцент, к.т.н.,  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)  
 затверджені наказом ЗНУ від «10» вересня 2019 року № 1536 - с.
- 2 Строк подання студентом роботи \_\_\_\_\_
- 3 Вихідні дані до роботи Потужність електродвигуна насосу 535 кВт, тариф за 1 кВт·год. електроенергії – 3,426 грн/(кВт·год), час роботи електродвигунів за опалювальний період – 4128 годин.
- 4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз структури споживання паливо-енергетичних ресурсів, аналіз шляхів підвищення ефективності енергоспоживаючого обладнання Северодонецької ТЕЦ, дисконтовані показники ефективності заходів з підвищенням енергоефективності, охорона праці.
- 5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С), заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С), заміна підживлювального насоса, заміна підживлювального насоса з частотним



перетворювачем, установка частотного перетворювача на димовий котла КВГМ - 100, установка частотного перетворювача на вентилятор КВГМ - 100.

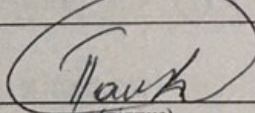
#### 6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання виконано
1	Бердишев М.Ю. доцент, к.т.н.		
2	Бердишев М.Ю. доцент, к.т.н.		
3	Бердишев М.Ю. доцент, к.т.н.		
4	Бердишев М.Ю. доцент, к.т.н.		


7 Дата видачі завдання 02.09.19

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Пр
1	Аналіз структури споживання паливо-енергетичних ресурсів	02.09.19- 29.09.19	ВИК
2	Аналіз шляхів підвищення ефективності енергоспоживаючого обладнання Северодонецької ТЕЦ	30.09.19- 23.11.19	ВИК
3	Дисконтовані показники ефективності заходів з підвищення енергоефективності	24.11.19- 30.11.19	ВИК
4	Охорона праці	02.12.19- 07.12.19	ВИК
5	Висновки	08.12.19- 15.12.19	ВИК
6	Оформлення звіту	16.12.19- 24.12.19	ВИК


Студент   
(підпис)

Д.С. Помогаєв  
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)   
(підпис)

М.Ю. Бердишев  
(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер   
(підпис)

Ю.М. Козюк  
(ініціали та прізвище)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	10
1 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ СПОЖИВАННЯ ПАЛИВО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ .....	9
1.1 Загальні відомості про ДП "Сєвєродонецька ТЕЦ" .....	9
1.2 Споживання енергоресурсів Сєвєродонецького ТЕЦ.....	14
1.2.1 Система обліку споживання паливо-енергетичних ресурсів.....	15
1.2.2 Тарифи на оплату паливо-енергетичних ресурсів .....	16
1.2.3 Споживачі теплової енергії.....	16
1.2.4 Відпуск теплоти в мережу.....	19
1.3 Насосне устаткування котельні .....	21
1.4 Мережеві насоси.....	21
1.5 Підживлюючі насоси .....	22
1.6 Рециркуляційні насоси.....	22
1.7 Способи регулювання подачі води насосними агрегатами.....	23
1.8 Особливості застосування регульованих електроприводів.....	27
2 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОСПОЖИВАЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ СЄВЄРОДОНЕЦЬКОЇ ТЕЦ.....	30
2.1 Впровадження енергетичного менеджменту.....	30
2.2 Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С) ..	33
2.3 Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С)	36
2.4 Заміна підживлювальних насосів .....	38
2.5 Заміна підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача .....	40
2.6 Установка частотних перетворювачів на вентилятор і димотяг котла КВГМ- 100.....	41

3 ДИСКОНТОВАНІ ПОКАЗНИКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ.....	48
3.1 Дисконтвані показники ефективності .....	48
3.2 Розрахунок дисконтваних показників ефективності для заміни мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С).....	50
3.3 Розрахунок дисконтваних показників ефективності для заміни мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С).....	55
3.4 Розрахунок дисконтваних показників ефективності для заміни підживлювальних насосів.....	60
3.5 Розрахунок дисконтваних показників ефективності для заміни підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача .....	65
3.6 Розрахунок дисконтваних показників ефективності для установки частотних перетворювачів на вентилятор котла КВГМ- 100.....	70
3.7 Розрахунок дисконтваних показників ефективності для установки частотних перетворювачів на димотяг котла КВГМ- 100 .....	75
4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	81
4.1 Аналіз потенційних небезпек.....	81
4.2 Заходи з охорони праці .....	83
4.3 Заходи з пожежної безпеки .....	86
ВИСНОВКИ.....	90
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	92

## ВСТУП

*Актуальність роботи.* допоміжне устаткування котла КВГМ-100 є основним споживачем енергії. Тому виникає необхідність зниження питомих витрат енергії, підвищення продуктивності обладнання. Ефективність використання енергоносіїв при дотриманні оптимальних умов.

*Об'єкт дослідження* – допоміжне устаткування котла КВГМ-100 ДП «Северодонецька ТЕЦ».

*Предмет дослідження* – техніко – економічні показники теплоелектроцентралі.

*Мета роботи* – аналіз та способи підвищення енергоефективності роботи для ДП «Северодонецька ТЕЦ».

*Задачі дослідження.* Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються наступні задачі:

- виконати аналіз та надати характеристику об'єкту який досліджується;
- заміна насосного обладнання та установка частотних перетворювачів для більшої економії. Установка частотних перетворювачів на вентилятори і димотяги котла КВГМ- 100;
- визначення структури витрат на вироблення, транспортування і розподілу теплової енергії;
- розробка і техніко-економічне обґрунтування заходів по підвищенню енергетичної ефективності. Особлива увага приділяється заходам з коротким терміном окупності.

*Методи та засоби дослідження.* В ході роботи зроблений детальний аналіз виробництво теплової енергії, споживання природного газу, електроенергії - основних енергоносіїв, використовуваних на теплоелектроцентралі. В результаті аналізу розроблені 6 заходів, спрямовані на досягнення економії енергоресурсі.

*Практична цінність роботи* полягає в наступному – розрахована та підібрана насосне устаткування для котельні яка дозволить економити ресурси.

*Особистий внесок здобувача.* Теоретичні дослідження, виконані безпосередньо автором спільно із співробітниками Інженерного інституту Запорізького національного університету. Автору належать основні ідеї роботи, постановка завдання, обґрунтування основних припущень, теоретичні викладки та аналіз отриманих результатів і формулювання висновків за результатами проведених досліджень.

*Апробація роботи.* Положення роботи викладені на XXIV університетській науково – практичній конференції студентів, аспірантів і молодих вчених та викладачів, що проходила в грудні, «Аналіз підвищення ефективності енергоспоживаючого обладнання Сєверодонецької ТЕЦ» (м. Запоріжжя, 2019); Енергетика, електроніка та інформаційні технології Запоріжжя: ЗНУ, 2019. Т.3 С. 13.

*Структура та обсяг роботи.* Магістерська робота включає вступ, чотири розділи, висновки та перелік джерел посилань з 33 позицій. Загальний обсяг складає 95 сторінки, у тому числі 15 ілюстрацій, та 27 таблиць.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ТЕЦ - Теплоелектроцентрально;
- ПЕР - паливно-енергетичні ресурси;
- ТПУМВ - теплопідготовча установка мережевої води;
- БПМВ - блоки підігрівачів мережевої води;
- ОБ – основні бойлери;
- ПБ – пікові бойлери;
- ОР – опалювальний район;
- ГВП – гаряче водопостачання;
- ККД - коефіцієнт корисної дії;
- ЧП - частотний перетворювач;
- КіП – контроль і планування;
- ЦОЕ – центр обліку енергії;
- ПДВ – податок на додану вартість;
- ПУЕ - правила улаштування електроустановок;
- NPV - чиста поточна вартість;
- IRR - внутрішню норму рентабельності;
- PI - індекс доходності.



# 1 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ СПОЖИВАННЯ ПАЛИВО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

## 1.1 Загальні відомості про ДП "Сєвєродонецька ТЕЦ"

Об'єкт енергоаудиту - водогрійний котел КВГМ - 100 і допоміжне устаткування котла, теплові мережі від ДП "Сєвєродонецька ТЕЦ".

Основними тепловими навантаженнями Сєвєродонецька ТЕЦ є навантаження на опалювання житлових будинків, адміністративних, громадських і інших будівель.

Джерелом генерації теплової енергії в системі теплопостачання міста є теплопідготовча установка мережевої води (ТПУМВ) у складі двох водогрійних котлів КВГМ-100, а так само блоків підігрівачів мережевої води (БПМВ), що складаються з пароводяних підігрівачів типу ПСВ 500-3-23, які можуть працювати спільно на систему теплопостачання міста, а так само на кожен опалювальний район. Охолоджувачі конденсату відсутні, що призводить до зниження ефективності використання теплової енергії пару з відборів турбогенераторів. Котли обладнані економайзерами і повітряними обігрівачами. Підігрівання мережевої води відбувається в мережевих підігрівачах, пара подається з відбору турбогенераторів. Конденсат після мережевих підігрівачів збирається в конденсатному баку і спрямовується в деаератор. Система теплопостачання ТЕЦ - двотрубна, закрита. Послуга централізованого відпуску тепла на потреби ГВП є в наявності і складає близько 3 % від теплового навантаження на опалювання. До основного устаткування відносяться парові і водогрійні котли, турбогенератори, мережеві основні (ОБ) і пікові (ПБ) пароводяні підігрівачі (бойлер), групи мережевих, підживлюючих насосів.

У таблиці 1.1 представлені основні дані по котельному устаткуванню Сєвєродонецька ТЕЦ.

Водогрійні котли КВГМ-100 використовуються на початку опалювального періоду. Надалі використовується пара з відборів турбін, який подається в основні і пікові бойлери ОБ і ПБ.

Таблиця 1.1 - Основні дані по котельному устаткуванню Северодонецької  
ТЕЦ

Місце знаходження	Котлоагрегати				
	№ котлоагрегата	Тип	Продуктивність, Гкал/год	Вид палива	
ДП "Северодонецька ТЕЦ"	10	Шмідта- Гартмана	125	Газ	
	11	Шмідта- Гартмана	125	Газ	
	12	Шмідта- Гартмана	125	Газ	
	13	ТП-36	150	Газ	
	14	ТП-36	150	Газ	
	16	ТП-85А	420	Газ	
	17	ТП-85А	420	Газ	
	18	ТП-85А	420	Газ	
	19	ТГМ-84Б	420	Газ	
	20	ТГМ-84Б	420	Газ	
	Всього			2775	
	1	КВГМ- 100	100	Газ	
	2	КВГМ- 100	100	Газ	
	Всього			200	

У таблиці 1.2 представлені основні дані по турбоагрегатах Северодонецька  
ТЕЦ.

Таблиця 1.2 - Основні дані по турбоагрегатах Северодонецької ТЕЦ

Місце знаходження	Турбоагрегати			
	№ т/а	Тип	Встановлена електрична потужність, МВт (Гкал/год.)	Встановлена теплова потужність, Гкал/год.
ДП " Северодонецька ТЕЦ "	10	ВРТ-25-2	25 (21,5)	135
	11	ВРТ-25-2	25 (21,5)	135
	12	ПТ-50-130/13	50 (43)	140
	13	Р-50-130-1	50 (43)	175
	14	Р-50-130-1	50 (43)	180
	15	ПТ-60-130/13	60 (51,6)	141
	Всього		260 (223,6)	906

Теплопостачання споживачів від Северодонецької ТЕЦ здійснюється трьома тепловими виведеннями, на кожен опалювальний район (1ОР, 2ОР, 3ОР). Перший тепловий: подаючий і зворотній трубопровід Ду 500 - напрям місто 1ОР, друге теплове виведення : подаючий і зворотній трубопровід Ду 600 - напрям місто 2ОР, друге теплове виведення : подаючий і зворотній трубопровід Ду 700 - напрям місто 3ОР [1].

Характеристика мережевих насосів представлена в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Відомість мережевих насосів Сєверодонецької ТЕЦ

Номер	Тип/марка	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год	Натиск, м	Установ. потужність двигуна, кВт	Кількість оборотів за хвилину
Мережеві насоси					
СН.№4	10НМКx2	1000	150	600	1480
СН.№5	14Д-6	1250	125	630	1480
СН.№6- 12	14Д-6	1250	125	630	1480
СН.№13- 15	СЕ-1250- 140-8	1250	140	800	3000

Водопідігрівальна установка, що працює на першому тепловому виході, обладнана основними підігрівниками ОБ-3, ОБ-4 типу ПСВ 500-3-23 і піковим підігрівачем ПБ-3А. Циркуляція мережевої води за першим тепловим виході на ОР-1 здійснюється групою насосів СН-5, 8, 9 марки 14Д-6, з яких 2 насоса робочих, один в резерві.

Водопідігрівальна установка, працює на друге теплове виведення, обладнана основними підігрівачами ОБ-8, ОБ-9 типу ПСВ 500-3-23 і піковим підігрівачем ПБ- 5. Циркуляція мережевої води по другому тепловому виведенню на ОР-2 здійснюється групою насосів СН- 4, 6, 7 марки 10НМКx2 - 1 шт., марки 14Д-6-2 шт.

Водопідігрівальна установка, працює на третє теплове виведення, обладнана основними підігрівачами ОБ-7, ОБ-6 типу ПСВ 500-3-23 і піковими підігрівачами ПБ-3 і ПБ-4. Циркуляція мережевої води по першому тепловому виведенню на ОР-1 здійснюється групою насосів СН-10, 11, 12 марки 14Д-6, з яких 2 насоси працюють, один в резерві.

Для підтримки тиску в зворотному колекторі теплових мереж встановлена група поживних насосів, що виконують роль підживлювальних: старі поживні насоси (що значаться як 200Д-60). Підживлення теплової мережі здійснюється хімічно очищеною деаерованою водою.



Для системи тепlopостачання характерна робота по якісному методу регулювання відпуск теплоти, т.е зміна температури теплоносія при відносно постійній його витраті. Зміна температури теплоносія по проектними даними повинна робитися відповідно до температурного графіку  $\Delta T = 150/70$  °C, причому температура теплоносія в подаючому трубопроводі теплової мережі задається централізований, диспетчером зміни. У опалювальному сезоні 2015-2016 р.р. "ТЕЦ" працювала по температурному графіку  $\Delta T = 95/70$  °C [2].

У таблиці 1.4 представлені параметри роботи системи тепlopостачання при обстеженні підприємства.

Таблиця 1.4 - Параметри роботи системи тепlopостачання при обстеженні підприємства

Параметр	Позначення	Розмірність	1, 2 ОР	3 ОР
Фактичний тиск в подаючому трубопроводі	$P_1$	кгс/см <sup>2</sup>	7,8	8,0
Фактичний тиск в зворотному трубопроводі перед мережевими насосами	$P_2$	кгс/см <sup>2</sup>	2,2	2,1
Розрахунковий натиск з урахуванням втрат в конденсаторах парових турбін, трубопроводах і замочній арматурі конденсаторів	$H_p$	м вод.ст.	5,6	5,9
Температура в подаючому трубопроводі	$t_1$	°C	64	63
Температура в зворотному трубопроводі	$t_2$	°C	45	44
Фактична витрата теплоносія	$G_{\text{факт.}}$	м <sup>3</sup> /год	1960	1690
Підживлення теплової мережі на ТЕЦ	$G_{\text{підж.}}$	м <sup>3</sup> /год	62	

## 1.2 Споживання енергоресурсів Сєвєродонецького ТЕЦ

Споживання природного газу і електричної енергії за 2014-2015 о.п.

Основними енергоресурсами, споживаними котельною є природний газ, електроенергія також ТЕЦ споживає воду.

Споживання ПЕР Сєвєродонецького ТЕЦ за опалювальний період 2014-2015 р.р. представлено на рисунку 1.1 і в таблиці. 1.5.

Таблиця 1.5 - Споживання ПЕР Сєвєродонецька ТЕЦ за 2014-2015 о.п.

Найменування ПЕР	Одиниця виміру	Споживання
Електроенергія	тис. кВт·год	39403,8
	т у.п.	4841,4
від суми	%	3,87
Природний газ	тис. м <sup>3</sup>	103833
	т у.п.	120149,6
від суми	%	96,13
Сума	т у.п.	124991

З точки зору енергетичного потенціалу природний газ є головним енергоносієм на Сєвєродонецька ТЕЦ.

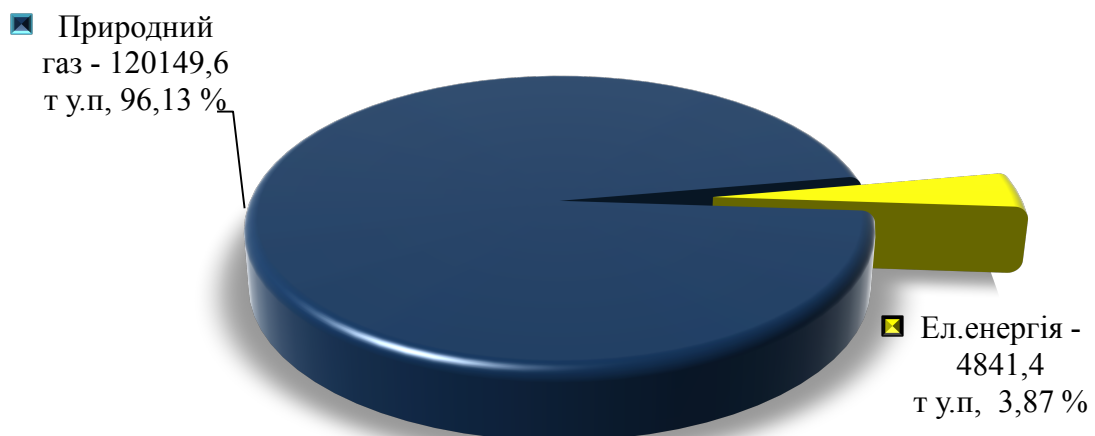


Рисунок 1.1 - Споживання ПЕР Сєвєродонецька ТЕЦ за 2014-2015 о.п.

ДП "Сєвєродонецька ТЕЦ" для своєї діяльності використовує природний газ, електроенергію, а також воду.

Природний газ спалюють у водонагрівальних парових енергетичних котлах для отримання теплової енергії.

Електроенергія, в основному, споживається електричними приводами насосів, вентиляторів і інших механізмів.

Вода використовується для заповнення теплових мереж і їх підживлення, а також на потреби хімоводоочищення і на побутові потреби.

Для централізованого тепlopостачання використовується традиційна схема тепlopостачання - джерело теплової енергії з магістральними і квартальними тепломережами і інженерним устаткуванням на них.

Приєднання споживачів теплової енергії здійснюється за допомогою залежних схем приєднання.

ДП "Сєвєродонецька ТЕЦ" здійснює постачання теплової енергії споживачам тільки в опалювальний період. Відпуск гарячої води робиться тільки в опалювальний період [3].

Регулювання відпуску теплової енергії здійснюється в опалювальний період якісним способом по температурному графіку 95/70 °С.

### 1.2.1 Система обліку споживання паливо-енергетичних ресурсів

Облік електричної енергії на котельній ведеться за допомогою лічильників комерційного обліку електричної енергії.

Система контролю і обліку споживання паливно-енергетичних ресурсів на Сєвєродонецькій ТЕЦ є комплексом комерційного і технічного обліку наступних технічних і матеріальних ресурсів облік палива, води, електроенергії.

Облік теплової енергії здійснюється за допомогою стаціонарного витратоміру рідини і циклограму та двох термометрів, встановлених на подаючий і зворотній трубопроводі.

Система контролю і обліку споживання паливно-енергетичних ресурсів на Северодонецькому ТЕЦ знаходиться в незадовільному стані [1].

### 1.2.2 Тарифи на оплату паливо-енергетичних ресурсів

Тарифи на оплату паливо-енергетичних ресурсів представлені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 - Тарифи на оплату паливо-енергетичних ресурсів

Тарифи на теплову енергію	
Населення	794,71 грн/Гкал з ПДВ
Бюджет	2049,28 грн/Гкал з ПДВ
Інші	2049,28 грн/Гкал з ПДВ
Тарифи на гаряче водопостачання	
Вода на технологічні потреби	47,02 /43,46 грн/м <sup>3</sup> з п/суш/без п/с
	11,38 грн /м <sup>3</sup> з ПДВ
Тарифи на природний газ	
Населення	2994,3 грн /тис. м <sup>3</sup> з ПДВ
Бюджет	8865,84 грн /тис. м <sup>3</sup> з ПДВ
Інші	8865,84 грн /тис. м <sup>3</sup> з ПДВ
Тарифи на електричну енергію	
Власна електрична енергія	3,42624 грн /кВт·год.з ПДВ
Покупна електрична енергія	1,53324 грн /кВт·год.з ПДВ

### 1.2.3 Споживачі теплової енергії

Споживачі теплової енергії представлені трьома категоріями:

- населення (житлові будинки, гуртожитки);
- окремі будівлі бюджетних і інших споживачів.

У таблиці 1.7 зведені розрахункові дані про розподіл теплоти (Гкал) між вищепереліченими категоріями споживачів.

У таблиці 1.8 представлені процентні співвідношення навантажень виходячи з розрахункового розподілу теплоти (Гкал/год).



Таблиця 1.7 - Розрахунковий розподіл теплоти (Гкал/год) між категоріями споживачів

Категорія споживачів	Од. вимір.	Тепломережа
Окремі будівлі бюджетних і інших споживачів	Гкал/год	13,8
Населення:		
- житлові будинки	Гкал/год	72,95
- гуртожитки	Гкал/год	5,39
Всього	Гкал/год	92,14

Таблиця 1.8 - Розрахунковий розподіл теплоти (%) між категоріями споживачів

Категорія споживачів	Од. вимір.	Тепломережа
Окремі будівлі бюджетних і інших споживачів.	%	14,98
Населення:		
- житлові будинки	%	79,17
- гуртожитки	%	5,85
Всього	%	100

З таблиць видно, що "Севєродонецька ТЕЦ" в основному орієнтована на теплопостачання категорії населення - 79,17 %, на категорію окремі будівлі бюджетних і інших споживачів доводиться 14,98 %.

На рисунку 1.2 представлені розрахункові розподіли теплоти (Гкал/год) між вищепереліченими категоріями споживачів.

На рисунку 1.3 представлені розрахункові розподіли теплоти (Гкал/год) в категорії населення.

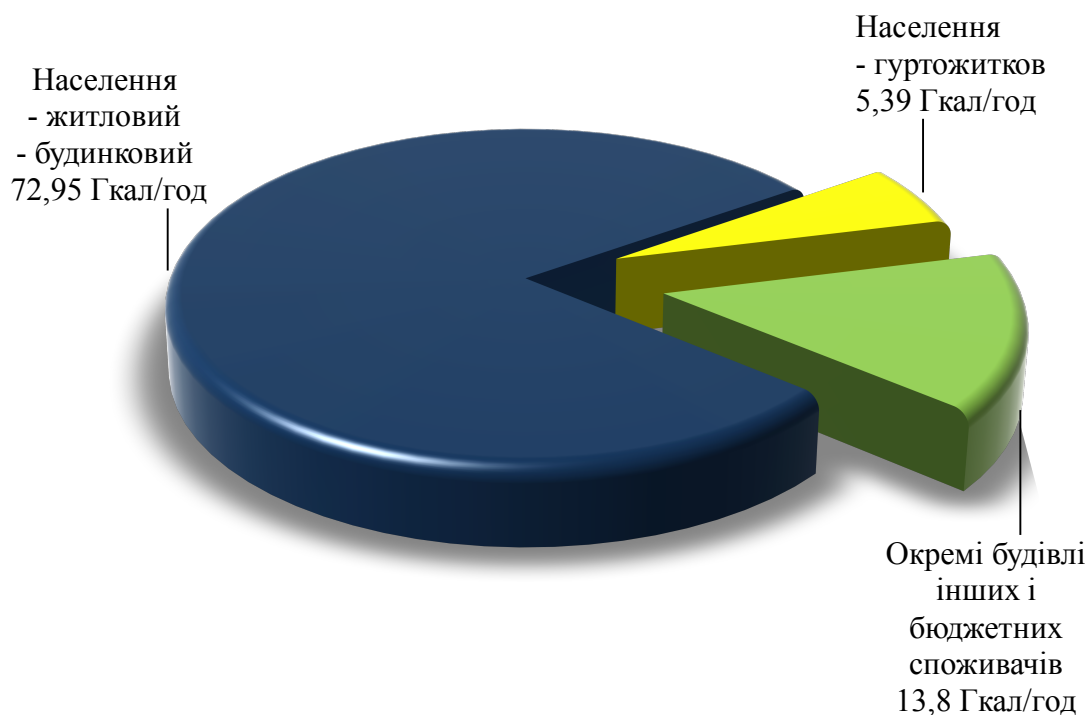


Рисунок 1.2 - Розрахунковий розподіл теплоти (Гкал/год) між категоріями споживачів

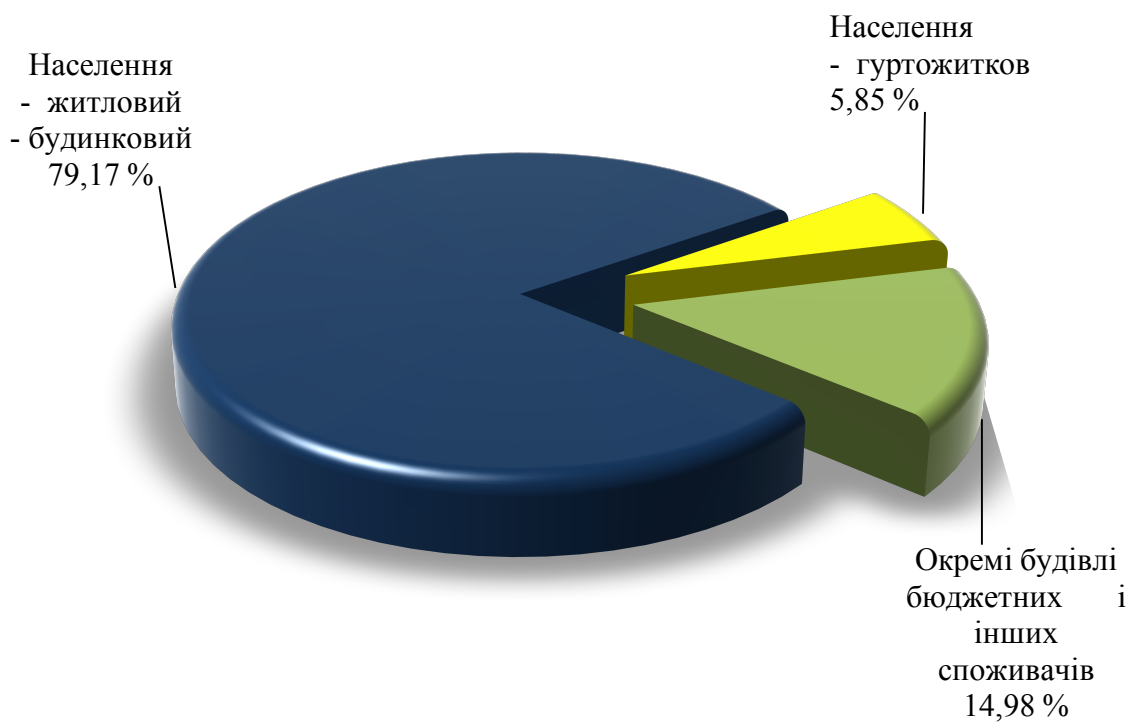


Рисунок 1.3 - Розрахунковий розподіл теплоти (Гкал/год) в категорії населення

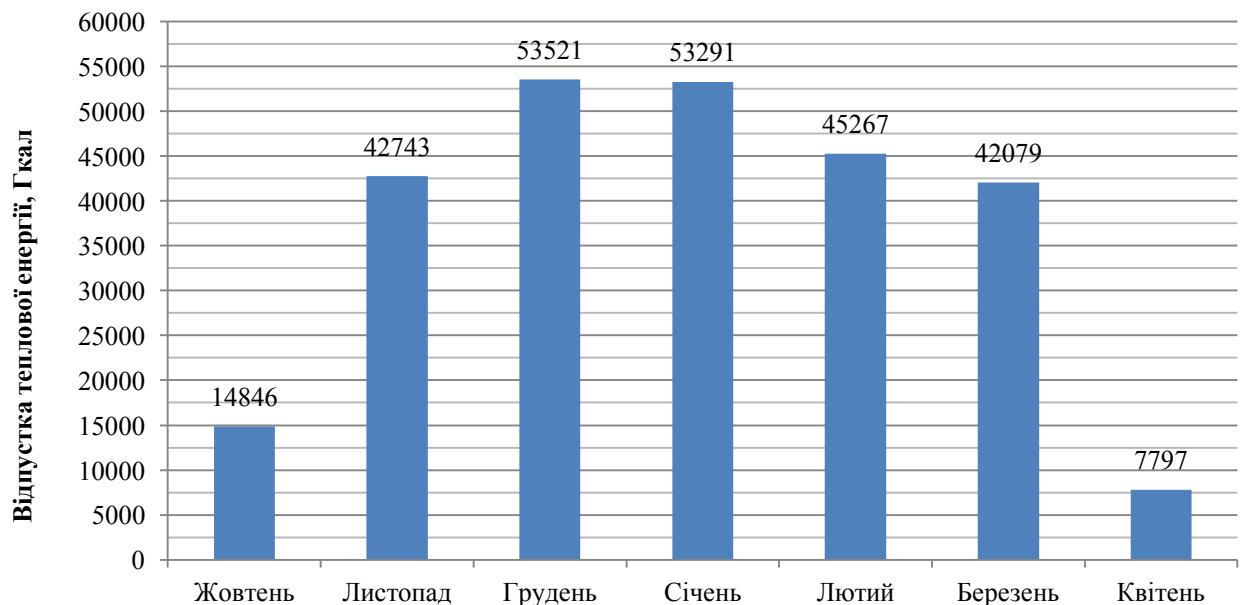
Таким чином, на основі отриманих даних видно, що найбільше теплове навантаження для категорії населення.

#### 1.2.4 Відпуск теплоти в мережу

У таблиці 1.9 і на рисунку 1.4 представлені дані про видачу теплоти в мережу по місяцях за опалювальний період 2014-2015 о.п. за даними підприємства.

Таблиця 1.9 - Відпуск теплоти в мережу по місяцях за опалювальний період 2014-2015 р.р.

Місяць	Відпуск теплоти	Розмірність
Жовтень	14846	Гкал
Листопад	42743	Гкал
Грудень	53521	Гкал
Січень	53291	Гкал
Лютий	45267	Гкал
Березень	42079	Гкал
Квітень	7797	Гкал
Всього	259543	Гкал



Рисунку 1.4 - Відпуск теплоти в мережу по місяцях за опалювальний період 2014-2015 р.р.

З таблиці і діаграми видно, що найбільша кількість теплоти була відпущена в грудні 2014 року і січні 2015 року (53521 Гкал і 53291 Гкал відповідно), а загальна кількість відпущеної теплоти - 259543 Гкал.

У таблиці 1.10 і на рисунку 1.5 представлені дані про корисний відпуск теплоти на потреби ГВП по місяцях за опалювальний період 2014-2015 о.п. за даними підприємства.

Таблиця 1.10 - Корисна відпуск теплоти на ГВП по місяцях за опалювальний період 2014-2015 р.р.

Місяць	Відпуск теплоти	Розмірність
Жовтень	38	Гкал
Листопад	865	Гкал
Грудень	1568	Гкал
Січень	1588	Гкал
Лютий	1508	Гкал
Березень	1624	Гкал
Квітень	554	Гкал
Всього	7743	Гкал

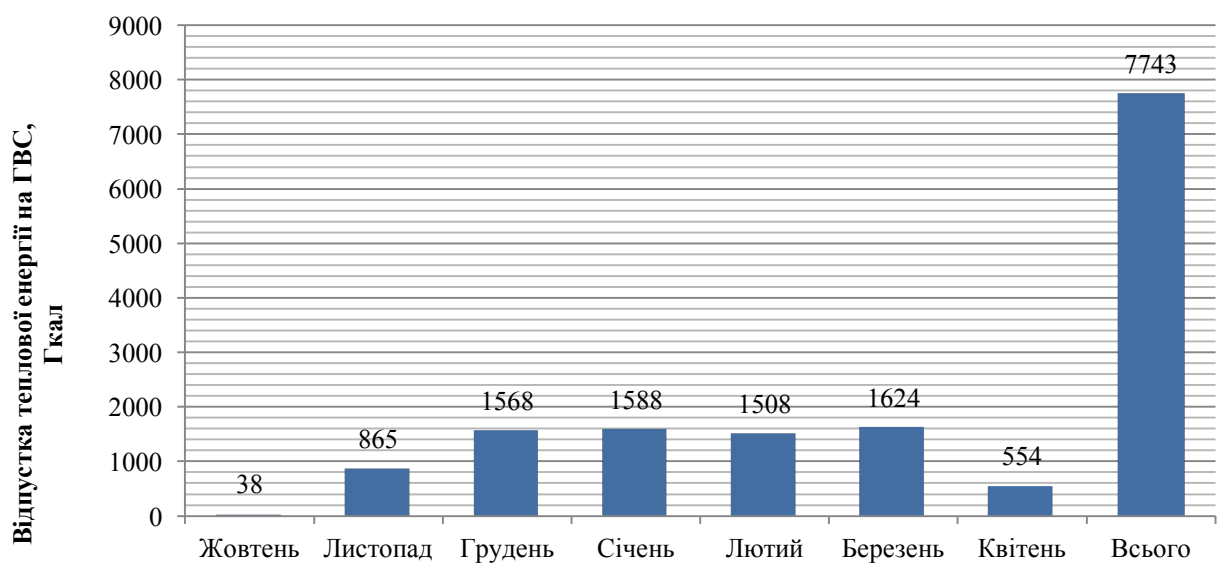


Рисунок 1.5 - Корисна відпуск теплоти на ГВП по місяцях за опалювальний період 2014-2015 р.р.



З таблиці і діаграми видно, що за опалювальний період 2014-2015 року максимально корисний відпуск теплової енергії на потреби ГВП склало 1624 Гкал у березні 2015 року. Загальна корисна теплота на ГВП склала 7743 Гкал за опалювальний період (3,43 % від загальної корисної відпуск) [4].

### 1.3 Насосне устаткування котельні

В котельнях переважно застосовуються відцентрові насоси з електричним приводом, які за своїм призначенням поділяються на живильні, підживлюючі, мережеві та рециркуляційні насоси.

Основними характеристиками насосів є:

- подача (об'єм води, що подається насосом в одиницю часу);
- напір (різниця тисків до і після насоса);
- допустима температура води на вході в насос, за якої вода в насосі не закипає, в °С.

З метою підвищення надійності водопостачання пристроїв в формативання котельні зазвичай використовують не менше двох паралельно з'єднаних насосів з однаковими характеристиками, з яких один насос є робочим, а другий резервним. Якщо насоси працюють одночасно, то тиск води за насосами залишається постійним, а подача води збільшується і стає рівною сумі подач кожного з насосів. Регулювання подачі насосів здійснюється засувками, встановленими на напірних ділянках трубопроводів, а при наявності обвідної лінії (байпаса) перепуском частини води з напірного трубопроводу у всмоктуючий трубопровід [6].

### 1.4 Мережеві насоси

Мережеві насоси призначені для забезпечення циркуляції теплоносія в тепловій мережі. Мережеві насоси встановлюються на виході з котельні в

зворотній лінії теплової мережі перед підігрівниками, так як температура мережної води в даній точці не перевищує 70 °С.

Кількість встановлюваних насосів і їх одинична продуктивність визначається, виходячи з умов забезпечення найбільш економічної їх роботи протягом року. Для досягнення необхідної надійності постачання водою котлів повинно прийматися не менше двох мережевих насосів. Сумарна продуктивність мережевих насосів в котельні повинна бути такою, щоб при виході з ладу будь-якого насоса залишилися інші, які б забезпечували подачу максимальної розрахункової витрати мережної води [7].

### 1.5 Підживлюючі насоси

Підживлюючі насоси служать для подачі чистої води на підживлення теплової мережі та обладнання котельні. Дані насоси вибираються виходячи з максимальної потреби в підживлювальній воді ( $G_{\text{підж}}$ ).

Продуктивність підживлювальних насосів дорівнює подвоєній величині отриманої кількості води для поповнення можливого аварійного підживлення.

### 1.6 Рециркуляційні насоси

Призначення рециркуляційного насосу полягає в підтримці температури води на вході в водогрійний котел не менше допустимої з урахуванням використовуваного палива. З цією метою рециркуляційний насос частину нагрітої води в котлі знову подає на вхід в котел, де вона перемішується із зворотньою водою з теплової мережі і збільшує її температуру до заданої величини.

Температура води на вході в котел залежить від виду палива та вмісту в ньому сірки. При спалюванні вугілля і мазуту утворюються пари сірки та її сполук, які легко конденсуються на екранних трубах котла, де їх температура не перевищує 100 °С, що призводить до інтенсивної ерозії поверхні труб і

стоншення стінки. Використання природного та інших енергетичних газів в якості палива для котлів дозволяє знизити мінімальну температуру поверхні екранних труб до (60...70) °С, виключаючи ерозію їх поверхонь.

Різноманіття умов покриття цілорічних і пікових теплових навантажень стало причиною проектування водогрійних установок зі значними відмінностями в тепловій схемі, що дозволило більш повно і ефективно забезпечувати теплом споживачів виробничого, соціального та житлового сектора.

Другим важливим призначенням рециркуляційних насосів є оперативне забезпечення регулювання теплового навантаження у відповідності з графіком та змінами атмосферних умов. Ефективне регулювання теплового навантаження можливо тільки при збереженні заданого рівня надійності системи. Це, від частини, є причиною проектування водогрійних установок зі значними відмінностями в тепловій схемі.

Теплова схема котельні та схема включення рециркуляційного насосу жорстко пов'язані з температурним графіком подачі тепла споживачам у різні сезони року і необхідністю в більшій чи меншій мірі виробляти підживлення мережевої установки.

Найбільш поширені схеми включення рециркуляційних насосів в теплові схеми водогрійних котелень та котелень змішаного типу наведено нижче [7].

### 1.7 Способи регулювання подачі води насосними агрегатами

Для регулювання тиску в магістралі користуються двома способами: регулювання за допомогою дросельної заслонки і регулювання зміною швидкості обертання робочого колеса насоса. Перший спосіб являє собою зміну параметрів трубопроводу, а саме його гідравлічного опору, при збереженні параметрів і характеристики насоса. Другий спосіб навпаки - зміщення характеристики насоса при збереженні параметрів трубопроводу.

Якщо насос працює при незмінній частоті обертання, то найпростішим і повсюдно застосовуваним способом регулювання його подачі є дроселювання, тобто неповне відкриття засувки на напірному трубопроводі насоса, рисунок 1.6.

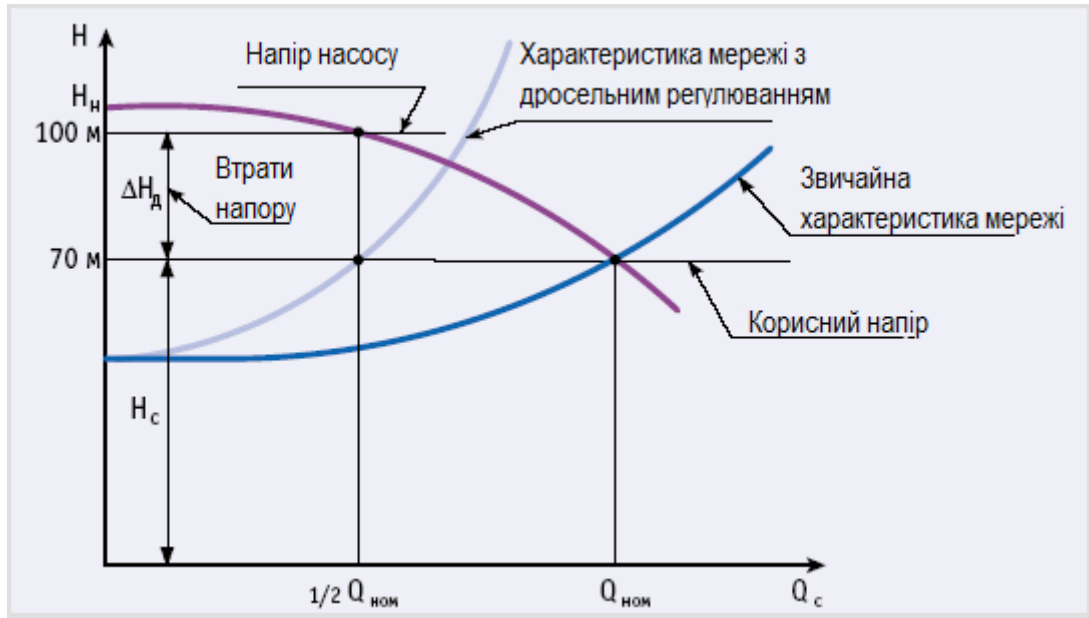


Рисунок 1.6 – Характеристика насосного агрегату і мережі з дросельним регулюванням

При використанні дросельних елементів відбувається розподіл напору на елементах системи. Цей розподіл напору показано на рисунку 1.9, де  $\Delta H_d$  - падіння напору на дросельному елементі. Для підтримки заданого тиску в мережевому трубопроводі при зміні витрат рідини доводиться змінювати гідравлічний опір регулюючого елемента. При цьому загальна гідравлічна характеристика буде мати більш крутий вигляд. Величина  $\Delta H_d$  з таким регулюванням неухильно збільшується. Таким чином, чим глибше проводиться дроселювання регулюючим елементом, тим більше енергетичних втрат має весь технологічний процес.

Регулювання подачі насосної станції зміною частоти обертання двигунів насосів ілюструє рисунок 1.7.

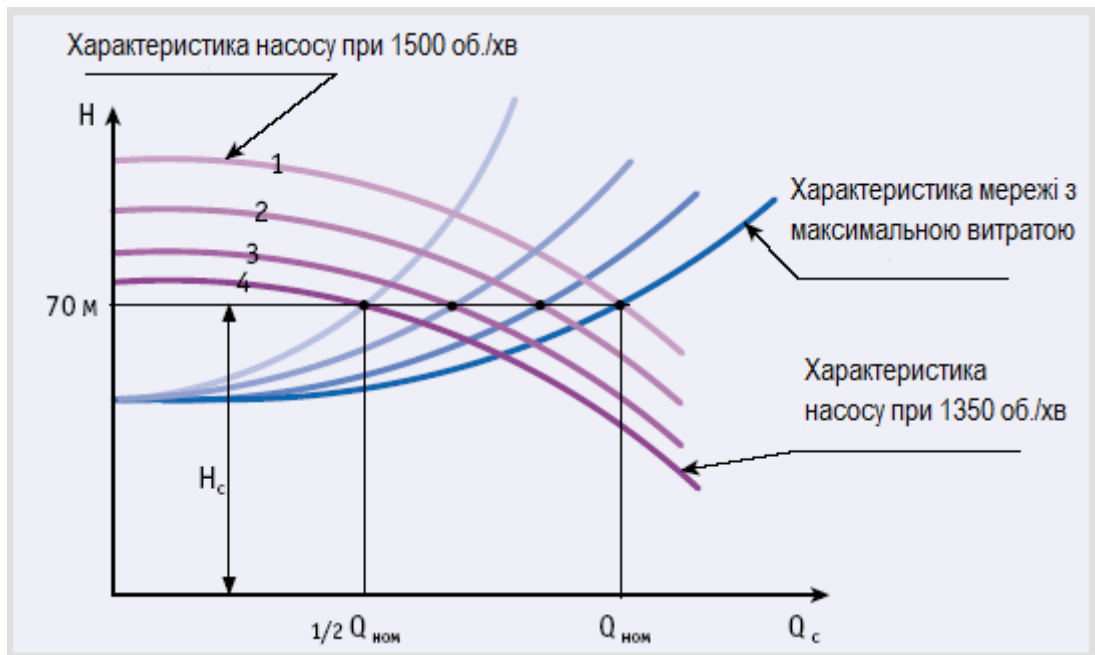


Рисунок 1.7 – Характеристика насосного агрегату і мережі з частотним регулюванням

Крива 1 відповідає номінальній (при номінальній частоті обертання приводу) напірній характеристиці, а криві 2 - 4 напірним характеристикам при зниженій частоті обертання. Якщо організувати роботу приводу насосного агрегату таким чином, щоб він при зміні параметрів технологічного процесу (витрати в мережі і тиску на вході в агрегат) змінював частоту обертання, то в підсумку можна без істотних втрат енергії стабілізувати тиск у мережі споживачів. При такому способі регулювання виключаються втрати напору (немає дросельних елементів), а значить, і втрати гідравлічної енергії. Спосіб регулювання тиску в мережі шляхом зміни частоти обертання приводу насосного агрегату знижує енергоспоживання ще й з іншої причини. Власне насос як пристрій перетворення енергії має свій коефіцієнт корисної дії - відношення механічної енергії, яка додається до валу, до гідравлічної енергії, що одержується в напірному трубопроводі насосного агрегату. Характер зміни коефіцієнта корисної дії насоса  $\eta_H$  в залежності від витрати рідини  $Q$  при різних частотах обертання представлений на рисунку 1.8.

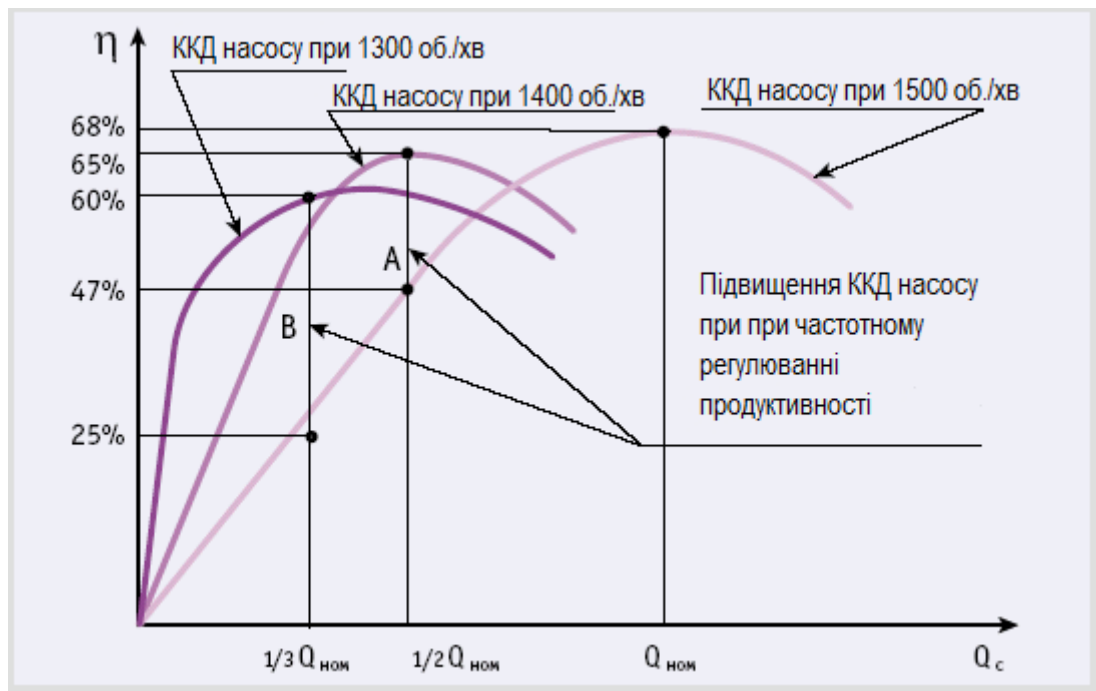


Рисунок 1.8 – Зміна ККД насосного агрегату з частотним регулюванням при зміні продуктивності

У відповідності з теорією подібності максимум коефіцієнта корисної дії зі зменшенням частоти обертання дещо знижується і зміщується вліво. Аналіз необхідної зміни частоти насосного агрегату при зміні витрати в мережі показує, що зі зменшенням витрат необхідно зниження частоти обертання. Якщо розглянути роботу агрегату для витрати менше номінального (вертикальні лінії А і В), то для цих режимів раціонально працювати на зниженій частоті обертання. У цьому випадку ккд насоса вище, ніж при роботі на номінальній частоті обертання. Таким чином, зниження частоти обертання відповідно до технологічного навантаження дозволяє не тільки економити споживану енергію на виключенні гідравлічних втрат, але й отримати економічний ефект за рахунок підвищення коефіцієнта корисної дії самого насоса - перетворення механічної енергії в гідравлічну.

В результаті досліджень була виявлена залежність споживаної потужності від продуктивності насосів при обох способах регулювання тиску. Ця залежність показана на рисисунку 1.9.



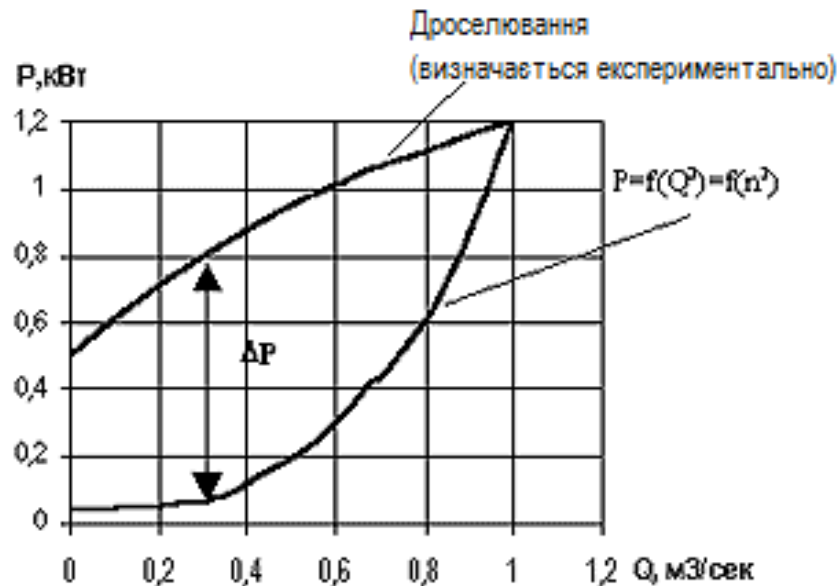


Рисунок 1.9 – Залежність споживаної потужності від продуктивності

Регулювання спільної роботи насосів за своїми показниками рівноцінно регулюванню швидкості насоса при його одиничній роботі. З точки зору економічного регулювання дещо більш вигідним є одночасна зміна частоти обертання всіх паралельно працюючих насосів. Однак це пов'язано зі збільшенням додаткових капітальних витрат на оснащення всіх агрегатів, що регулюються електроприводом. Тому для більшості насосних станцій досить мати тільки один регульований апарат і здійснювати більш глибоке регулювання відключенням окремих насосів [7].

### 1.8 Особливості застосування регульованих електроприводів

До використання регульованих електроприводів в даний час знайшло широке застосування в міських системах водопостачання. Зміна швидкості обертання двигуна є важливою вимогою при управлінні насосними установками. Дійсно, необхідно постійно підлаштовувати швидкість так, щоб вона відповідала умовам використання і рівню потреби. Для подібних установок дуже дорого тримати електродвигун, що постійно працює на повну

потужність, оскільки це призводить до значного енергоспоживання навіть у той час, коли знижена потреба у воді.

Зазвичай, коли витрати води знижується до 50 %, насосна установка, управляється дроселюванням, споживає 80 % номінальної потужності. При використанні частотного перетворювача потреба в енергії становить лише 16 %, при цьому помітно, що економія витрат на енергію становить 84 %. Існує наступна залежність між економією і швидкістю обертання двигуна насоса і споживаною потужністю: при зниженні швидкості в два рази споживана потужність знижується в 8 разів. Це означає, що при зниженні обсягу водоспоживання в два рази швидкість може бути знижена також у два рази, проте величина споживаного електричного навантаження знизиться в 8 разів.

При установці ЧП швидкість трифазного асинхронного двигуна регулюється за рахунок перетворення напруги змінного струму в напругу постійного струму, яке згодом знову перетвориться в напругу із змінною частотою і амплітудою. Швидкість двигуна змінюється відповідно до одержуваної частоти.

Системи, що використовують частотний перетворювач, мають переваги, а саме:

1. Усувається необхідність в регулюючих клапанах, які не ефективно використовувати для зниження витрати води, і немає потреби недовантажувати насоси, що відбувається при їх роботі з постійною швидкістю.

2. Плавний запуск, що допомагає уникати піків тиску, що впливає звідси навантаження на вихідні труби. Це знижує ризик пошкоджень і витоку, а також раптових коливань тиску, які викликають вібрацію труб, супроводжувану звуками, що нагадують стукіт молотка, званими зазвичай «трамбуванням». Інтенсивне трамбування може навіть викликати розрив труб, в той час як раптове зниження тиску може, навпаки, викликати вигин труб.

Поступова, а не раптова зупинка насосів також запобігає піків тиску, що так шкідливе для труб. Більш того, вона знижує знос підшипників і редукторів

насоса. За допомогою налаштування тривалості розгону і гальмування можна оптимізувати процес запуску і зупинки насоса.

3. Високий коефіцієнт потужності ( $\cos \varphi$ ) допомагає знизити витрати на споживану електроенергію.

4. Невеликі витрати на техобслуговування ЧП, так як він складається з статичних елементів.

При використанні інвертора всі проблеми, пов'язані з передавальними механізмами, серво-регулюючими клапанами, гідравлічними муфтами, збірниками та ін., усуваються.

5. За рахунок ліквідації струмових піків при запуску відпадає необхідність в електричних кабелях великого перерізу, в той час як двигуни з прямим підключенням до мережі живлення поглинають під час пуску струм, в 6-7 разів перевищуючий номінальне значення.

6. Насосні установки відрізняються великими енергетичними затратами, які можуть бути істотно знижені за рахунок застосування регулювання швидкості обертання залежно від величини водяного навантаження [14].

## 2 АНАЛІЗ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОСПОЖИВАЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ СЄВЄРОДОНЕЦЬКОЇ ТЕЦ

### 2.1 Впровадження енергетичного менеджменту

Енергетичний менеджмент - це система, що постійно діє на ТЕЦ, метою функціонування якої є послідовне зниження рівня енергоспоживання до того мінімального значення, яке потрібне для виробництва (надання послуг).

Мета функціонування енергоменеджменту - послідовне зниження споживання енергоресурсів до того мінімального рівня, який потрібний для здійснення виробничої діяльності ТЕЦ з дотриманням усіх необхідних умов ведення цієї діяльності.

Результат дії енергетичного менеджменту - зменшення енерговитрат ТЕЦ за рік.

Одним з найбільш ефективних способів функціонування системи енергоменеджменту є впровадження система контролю і планування.

Системи контролю які нам відомі:

- тільки оплата щомісячних рахунків;
- щомісячні свідчення лічильників звіряються з рахунками на оплату;
- щомісячні свідчення зіставляються з об'ємом зробленої продукції і визначається питоме енергоспоживання;
- система щотижневого контролю, ґрунтована на установці додаткових лічильників;
- система щотижневого контролю, ґрунтована на використанні додаткових лічильників і цільових планових показників, залежних від об'єму зробленої продукції.

Ми можемо приблизно оцінити, наскільки ТЕЦ піклується про економію енергії, якщо подивимося, як здійснюється контроль використання енергії. Можна виділити 5 рівнів контролю в порядку зростання турботи про економію. На першому рівні місячні рахунки за енергоспоживання просто оплачуються. На другому рівні ці рахунки звіряються з дійсними свідченнями

основних лічильників для перевірки їх правильності. На третьому рівні робиться спроба зіставляти місячні свідчення лічильників з обсягом виробництва. На четвертому рівні ТЕЦ усвідомлює переваги регулярнішого зняття свідчень лічильників і встановлює додаткові лічильники для вироблення норм споживання енергії в кожному відділенні або на кожній ділянці на основі обсягу виробництва в цьому відділенні або на цій ділянці. На п'ятому рівні ТЕЦ переходить до системи КіП [10].

Система контролю і планування (КіП) містить п'ять основних пунктів. Вони включають наступне:

- контроль споживання енергії і води за допомогою системи додаткових лічильників для зон, що виділяються, або окремих одиниць устаткування. Подібний контроль здійснюється так званими "центрами обліку енергії" (ЦОЕ);

- визначення рівнів ефективності кожного ЦОЕ шляхом пов'язання споживання енергії з мірою виробництва в певній зоні або на певному устаткуванні, що і є "плануванням" (досягнення планових показників);

- встановлення регулярної системи звітності (у більшості випадків щотижневою), яка дозволяє визначити ефективність кожного ЦОЕ і виявити коливання в термінах фінансового доходу або збитку;

- створення груп у відділеннях, які проводять регулярні збори для обговорення шляхів поліпшення ефективності і виконання намічених заходів;

- створення регулярно діючого механізму зворотного зв'язку відносно ефективності на усіх рівнях ТЕЦ, що створює велику інформованість співробітників і їх мотивацію для подальшого вдосконалення ефективності енергоспоживання.

Аналізуючи те, як здійснюється контроль за споживанням енергоресурсів на ТЕЦ, можна зробити висновок, що на ТЕЦ здійснюється другий рівень з перелічених вище. У такій ситуації досягнення добрих результатів відносно енергозбереження скрутне.

Пропонуємо перейти до п'ятого рівня контролю - системи контролю і планування.

Для цього можна використати тільки наявних вимірників, яких спочатку буде досить :

- вимір споживання газу;
- вимір споживання електроенергії;
- вимір теплоти (наявний вимірник теплової енергії обов'язково має бути перевірений), що відпускається;
- вимір витрати підживлювальної води;
- частина споживачів, обслуговуваного району, оснащені приладами обліку.

Для того, щоб, аналізувати зібрану інформацію необхідно виділити одного або двох чоловік, забезпечити їх комп'ютерами і навчити їх основам регресійного аналізу. Придбати програмне забезпечення для аналізу виробництва, відпустки і споживання теплової енергії на основі регресійного аналізу. На початковому етапі можна обійтися без придбання програмного забезпечення, а використати можливості MicrosoftOfficeExcel. Зараз існують компанії, працюючі на аутсорсинге, надаючи послуги з впровадження системи енергоменеджменту на підприємстві, що дозволяє не створювати нові робочі місця і немає необхідності в навчанні персоналу [11].

Як приклад роботи системи енергоменеджменту, і аналізу які можна отримати при використанні методики контролю і планування.

За даними ТЕЦ за опалювальний період 2014-2015 р.р. витрати енергоресурсів по ТЕЦ склали: природного газу - 103833 тис. м<sup>3</sup>/о.п, електричній енергії 39403,8 тис. кВт·год/о.п.

Впровадження енергетичного менеджменту на ТЕЦ з використанням системи контролю і планування дозволить досягти економії витрат на природний газ і електричну енергію не менше 1 %.

Економія за рік (опалювальний період) складе:

- природний газ 1038,33 тис. м<sup>3</sup>;



- електрична енергія 394,038 тис. кВт·год.

Орієнтуючись на вартість природного газу для категорії "населення" 2994,30 грн за 1000 м<sup>3</sup> і категорії бюджетних і інших споживачів 8865,84 грн за 1000 м<sup>3</sup>, використовуючи середньозважений тариф економія грошових коштів на природний газ складе 4,02 млн грн.

При вартості електроенергії 1,533 грн/(кВт·год) економія грошових коштів на електроенергію складе 604 тис. грн.

Сумарна економія складе 4,6 млн грн/о.п.

На початковому етапі можна почати впровадження заходу без установки додаткового устаткування і нових приладів обліку. Система енергетичного менеджменту повинна будуватися на базі усього підприємства.

## 2.2 Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С)

Нині витрата мережевої води змінюється від 3600 м<sup>3</sup>/год до 4050 м<sup>3</sup>/год. Це забезпечується роботою групи насосів при звичайному режимі 3 насоси, рідко - 4. Насоси живляться від мережі напругою 6 кВ. Потужність електродвигунів 630 кВт. Більшість насосів марки 14Д-6, з номінальним подаванням 1250 м<sup>3</sup>/год і напір 125 м. Робоча зона 850 м<sup>3</sup>/год до 1500 м<sup>3</sup>/год. Для забезпечення подання 4050 м<sup>3</sup>/год кожен з трьох насосів повинен працювати при витраті 1350 м<sup>3</sup>/год, що, загалом, знаходиться в межах робочого інтервалу.

У момент вимірів два насоси мали робочий струм 70 А, (насоси №10 и 11) у насоса №9 робочий струм був 67 А. Витрата мережевої води на місто була в цей час 3650 м<sup>3</sup>/год, тобто два насоси працювали в робочій точці 1250 м<sup>3</sup>/год, а насос №9 імовірно мав трохи меншу витрату - 1150 м<sup>3</sup>/год. За характеристикою насоса потужність насоса має бути 535 кВт.

Можливо, внаслідок дуже великого терміну служби двигуна, cosφ дещо нижче, але все одно фактичне споживання на 10 % більше за розрахунковий,

що може пояснюватися перемотуваннями, яким піддавалися практично усі старі двигуни. Як відомо, перемотування може призводити до підвищення споживання електроенергії на 20 %. До того ж про деякі насоси немає інформації навіть про їх марку. Таким чином, споживання трьох насосів можна оцінити як 1826,3 кВт.

З цього можна зробити висновок, що мережева насосна група потребує заміни, але оскільки це дороге устаткування, потрібний розрахунок економії, яка буде отримана при цій реконструкції, для розрахунку терміну окупності.

Для вибору насосів необхідно знати витрату в мережі і натиск, який вони повинні забезпечувати. Гідравлічний розрахунок, зроблений нами, показує, що при температурному графіку 95/70 витрата в мережі має бути 3686 м<sup>3</sup>/год (майже такий, як у момент вимірів струмів). При цьому максимальні гідравлічні втрати в кільці складуть  $\Delta p_{\text{сети}} = 52$  м. Гідравлічний опір котла КВГМ – 100 - № 1, як показують його випробування, проведені нами, не перевищує  $\Delta p_{\text{кот.}} = 15$  м (згідно з його паспортними даними не більше 16 м). Гідравлічний опір трубопроводів ТЕЦ не більше  $\Delta p_{\text{труб.}} = 15$  м. Таким чином, сумарний гідравлічний опір, м вод. ст.

$$\Delta p_{\text{сети}} = \Delta p_{\text{сети}} + \Delta p_{\text{кот.}} + \Delta p_{\text{труб.}}; \quad (2.1)$$

$$\Delta p_{\text{сети}} = 52 + 16 + 15 = 83.$$

При нагріві мережевої води не у водогрійному котлі, а в мережевих підігрівачах втрати натиску буду менше, ніж при підігріванні в котлі. Гідравлічний опір водяного простору ПСВ-500-3-23 по паспорту не більше 5,5 м. І навіть при переході на погіршений вакуум, як запропоновано в цій роботі, коли мережева вода перед мережевим підігрівачем нагрівається спочатку в конденсаторі, втрати тиску буде менше, ніж при нагріві в котлі - гідравлічний опір конденсаторів зазвичай складає (3,5...4,5) м, але не більше 6 м. Тому тут і нижче за максимальні втрати тиску беруться втрати водогрійного котла.

Відмітимо, що нині насоси створюють тиск (за свідченнями манометрів) 108 м (насос № 10), 102 м (насос № 7), 106 м (насос № 6), але вже перед колектором тиск знижується засувками в середньому на 4 м, і таким чином насоси фактично підвищують тиск зворотного трубопроводу на 101,3 м (до значення 116 м). Але потім на інших засувках ТЕЦ тиск ще частково "гаситься" до необхідних в прямому трубопроводі 80 м. Це ще одно підтвердження того, що натиску 100 м, буде достатні.

Відмітимо, що, виходячи із споживаної потужності мережевими насосами 1826 кВт, витрати на їх роботу за опалювальний період складають 26,1 млн грн. З цього можна зробити висновок, що кожні зайві 10 м натиску, створювані насосами, які потім "гасяться" на засувках, - це близько 2 млн грн втрат за опалювальний період. Таким чином, насоси необхідно підбирати не згідно з існуючою звичкою мати запас по натиску в (30...50) %, а згідно з рекомендованим в літературі запасом 5 % (максимум 10 %).

Пропонуємо замінити три насоси 14Д-6 на два насоси марки Д з номінальним подаванням 2000 м<sup>3</sup>/год і напір 100 м.

Цих насосів вистачить з хорошим запасом для вирішення даного завдання. Два насоси працюватимуть із споживаною потужністю по 758 кВт (з урахуванням ККД електродвигуна 0,93), всього 1516 кВт.

За опалювальний період, тривалістю 4128 години, економія складе 1,543 млн кВт·год, що при тарифі 3,4262 грн/(кВт·год) дасть економію 5,289 млн грн.

Вартість такого насоса (нового) - 1,242 млн грн без ПДВ за одиницю. Таким чином, витрати на закупівлю двох насосів з ПДВ складуться 3,086 млн грн.

Недоліком цього варіанту є те, що він не допускає окремого забезпечення район два насоси працюватимуть завжди на загальний колектор і забезпечувати три райони.

Цей варіант має більш ніж 10-ти процентний запас по поданню і по натиску, і в умовах високих тарифів на електроенергію, на наш погляд,

неприйнятно. Тому ми пропонуємо встановити ці ж насоси, але з обрізаним колесом (обрізком а). Завод-виготівник поставляє колеса у будь-якому варіанті. В цьому випадку споживана потужність одного насоса при тому ж поданні складе 618,3 кВт (з урахуванням ККД електродвигуна 0,93).

За опалювальний період, тривалістю 4128 години, економія складе 1,543 млн кВт·год, що при тарифі 3,4262 грн/(кВт·год), економія буде 5,289 млн грн

Вартість такого насоса (нового) – 1,242 млн грн. без ПДВ за одиницю. Таким чином, витрати на закупівлю двох насосів з ПДВ складуть 3,156 млн грн.

Термін окупності цього заходу (з урахуванням витрат на доставку і установку, рівних 80 тис. грн) дорівнює 0,6 року.

Для таких насосів підійду навіть наявні двигуни на 630 кВт, але через те, що вони виробили свій ресурс, і, напевно, були перемотані, економія буде на (20...30) % менше. Але первинні витрати майже в три рази менше 756 тис. грн

### 2.3 Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С)

Як було показано вище, зараз споживання мережевих насосів складає 1826,3 кВт.

При такому високому тарифі на електроенергію доцільно для економії на мережевій групі насосів перейти на температурний графік 105/70 °С.

Для вибору насосів необхідно знати витрату в мережі і натиск, який вони повинні забезпечувати. Гідравлічний розрахунок, зроблений нами, показує, що при температурному графіку 105/70 витрата в мережі має бути 2642 м<sup>3</sup>/год. При цьому максимальні гідравлічні втрати в кільці складуть  $\Delta p_{\text{сет}} = 26,5$  м. Як вже було показано, гідравлічний опір котла КВГМ-100-№1, як показують його випробування, проведені нами, не перевищує  $\Delta p_{\text{кот}} = 15$  м (згідно з його паспортними даними не більше 16 м). Гідравлічний опір трубопроводів ТЕЦ повинен зменшитися приблизно в два рази, але ми візьмемо із запасом  $\Delta p_{\text{труб}} = 12$  м. Таким чином, сумарний гідравлічний опір, м вод. ст.

$$\Delta p_{\text{сети}} = \Delta p_{\text{сети}} + \Delta p_{\text{кот.}} + \Delta p_{\text{труб.}}; \quad (2.2)$$

$$\Delta p_{\text{сети}} = 26,5 + 16 + 12 = 54,5.$$

При нагріві мережевої води не у водогрійному котлі, а в мережевих підігрівачах втрати натиску буду менше, ніж при підігріванні в котлі. Гідравлічний опір водяного простору ПСВ-500-3-23 по паспорту не більше 5,5 м. І навіть при переході на погіршений вакуум, як запропоновано в цій роботі, коли мережева вода перед мережевим підігрівачем нагрівається спочатку в конденсаторі, втрати тиску буде менше, ніж при нагріві в котлі - гідравлічний опір конденсаторів зазвичай складає (3,5...4,5) м, але не більше 6 м. Тому тут і нижче за максимальні витрати тиску беруться витрати котла.

Пропонуємо замінити три насоси 14Д-6 на два насоси з номінальним подаванням 1250 м<sup>3</sup>/год і напір 65 м (Д1250-65) і один насос номінальним подаванням 800 м<sup>3</sup>/год і напір 57 м (Д800-57).

Цих насосів вистачить із запасом для вирішення даного завдання. При цьому можливі два варіанти роботи: на загальний колектор (досить двох насосів), і робота окремо на кожен район двох насосів (на другий і третій) і насоса (на перший район, у якого втрати в кільці всього 20,8 м). При першому варіанті роботи два насоси працюватимуть з подаванням по 1430 м<sup>3</sup>/год (це подання в межах робочої зони насоса) і споживаною потужністю по 301,07 кВт (з урахуванням ККД електродвигуна 0,93), всього 602,1 кВт.

За опалювальний період, тривалістю 4128 годин, економія складе 5,316 млн кВт·год, що при тарифі 3,4262 грн/(кВт·год) дасть економію 18,214 млн грн.

Вартість насоса 448 тис. грн за одиницю (з електродвигуном на 315 кВт). Таким чином, витрати на закупівлю двох насосів 896 тис. грн.

Вартість насоса 335 тис. грн (з електродвигуном на 200 кВт). Таким чином, витрати на закупівлю трьох насосів 1,551 млн грн

Для розрахунку терміну окупності приймемо економію, розраховану для роботи мережевих насосів на загальний колектор, оскільки цей режим прийнятий за основною на ТЕЦ.

Таким чином, термін окупності цього заходу (з урахуванням витрат на доставку і установку, рівних 120 тис. грн витрат на виконання робіт по наладці і регулюванню розробленого нами теплового і гідравлічного режиму - 200 тис. грн) термін окупністю дорівнює 0,08 року.

Цей варіант є найвигіднішим з перерахованих, і, окрім такої великої економії, ТЕЦ отримує нове устаткування, що заощадить трудовитрати на ремонті.

#### 2.4 Заміна підживлювальних насосів

На Северодонецькій ТЕЦ в якості підживлювальних насосів використовуються старі живильні насоси (що значаться як 200Д-60, витратою 720, потужністю 250 кВт). Огляд агрегатів не дозволив їх точно ідентифікувати, але на шильдиках деяких електродвигунів видно вказана потужність - 125 кВт і 160 кВт. Амперметр у момент огляду показував значення 132 А, що відповідає споживанню 73,8 кВт. В цей час витрата підживлювальної води була 62 м<sup>3</sup>/год. Манометр на вході показує тиск 1 кгс/см<sup>2</sup>, на виході 12 кгс/см<sup>2</sup>. Враховуючи, що тиск в зворотному трубопроводі теплової мережі 2,2 кгс/см<sup>2</sup>, бачимо, що насос створює надмірний натиск близько 9,5 кгс/см<sup>2</sup>, який потім "гаситься" засувкою, призводячи до великих втрат енергії. Розрахунок показує, що ККД насоса при цьому складає близько 28 %, тобто насос працює далеко від робочого інтервалу. Необхідна кількість енергії для прокачування 62 м<sup>3</sup>/год води, підвищуючи при цьому тиск від 1 кгс/см<sup>2</sup> до 2,5 кгс/см<sup>2</sup> ( $\Delta p = 15000 \text{ кгс/м}^2$ ).

Таким чином, бачимо, що фактичне споживання більше необхідного в 20 разів, - потрібне вжиття термінових заходів.



Найменш витратний спосіб - просто замінити насос на більше відповідний по поданню і натиску.

Пропонуємо насос Д200-36 (з обрізком а) з номінальним подаванням  $190 \text{ м}^3/\text{год}$  і напір 29 м, що буде досить для усієї роботи вузла підживлення, за винятком великих аварій. Відмітимо, що в минулому опалювальному сезоні за даними журналу найбільше значення витрати складало  $120 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Для розрахунку економії від пропонованих заходів була проаналізована робота вузла підживлення за минулий опалювальний період. Середнє значення витрати підживлювальної води  $54,2 \text{ м}^3/\text{год}$  при цьому близько 50 % часу витрата складала (30...50)  $\text{м}^3/\text{год}$  (набуваємо значення  $40 \text{ м}^3/\text{год}$ ), 40 % часу - від  $60 \text{ м}^3/\text{год}$  до  $80 \text{ м}^3/\text{год}$  (набуваємо значення  $70 \text{ м}^3/\text{год}$ ), 10 % часу - від  $90 \text{ м}^3/\text{год}$  до  $110 \text{ м}^3/\text{год}$  (набуваємо значення  $100 \text{ м}^3/\text{год}$ ). У таблиці 2.1 представлений розрахунок річної витрати електроенергії нового насоса. Тривалість опалювального періоду прийнята 4176 годин (174 дні).

Таблиця 2.1 - Розрахунок річної витрати електроенергії

Доля часу, %	50	40	10	100
Витрата, $\text{м}^3$	40	70	100	
$N_{\text{нас}}$ , кВт (за характеристикою)	13	14,5	15,2	
$N_{\text{агр}}$ , кВт	2,34	4,09	5,85	
Споживання за о.п. кВт·год	9604,8	17079,8	24429,6	81144,2

Таким чином, річна витрата електроенергії новим насосом 241 тис. кВт·год, що при тарифі на електроенергію 3,426 грн/(кВт·год) приведе до витрат за опалювальний період 175 тис. грн. Нині споживання електроенергії підживлювальним насосом можна вважати постійним, оскільки при такому завищенні характеристик насоса коливання витрати від  $30 \text{ м}^3$  до  $100 \text{ м}^3/\text{год}$  фактично не приведуть до зміни споживання. Приймаючи споживану потужність старих насосів 70 кВт, отримуємо річне споживання 292 тис. кВт·год, що обходиться більш ніж в 1 млн грн.

Економія від заміни насоса складе 826 тис. грн.

Вартість такого насоса 200 тис. грн. З урахуванням доставки і установки приймемо витрати 248 тис. грн.

Термін окупності дорівнює 0,3 року.

## 2.5 Заміна підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача

На вузлі підживлення можна отримати велику економію енергії і грошових коштів, якщо новий насос доповнити частотним перетворювачем на електродвигун.

Установка частотного перетворювача на електродвигун підживлювального насоса зазвичай приносить істотну економію, оскільки цей насос працює при витратах, що постійно змінюються, і його завжди вибирають з того розрахунку, щоб витрата була близька до максимального із завищенням. Як відомо, вартість частотного перетворювача частенько перевершує вартість насоса, тому доцільно придбати агрегат з високим ККД як самого насоса, так і електродвигуна. Хоча це приведе до деякого збільшення витрат на придбання насоса, але в результаті цього потужність необхідного частотного перетворювача зменшиться в (1,5...2) рази, і загальна сума витрат буде менше. До того ж при придбанні вискоефективного насоса економія електроенергії зростає.

Пропонуємо встановити насос (Італія) з напір (32,5...16,5) м<sup>3</sup>, подаванням (90...210) м<sup>3</sup>/год, з електродвигуном 15 кВт (ціна 82800 грн). Електродвигун оснастити частотним перетворювачем фірми Hitachi SJ700D - 150hfe2 15 кВт, вартістю 81000 грн з урахуванням ПДВ, і аналоговим датчиком тиску MBS - 3000 (7500 грн). Це перетворювач зі вбудованим контроллером, він має увесь вигляд захит двигуна. Він простий в установці і запуску, так що можлива самотійна установка. На випадок звернення до

спеціалізованої фірми закладемо у витрати 15 % від вартості устаткування, що складе 25 тис. грн.

Характерним для регулювання електродвигуна підживлювального насоса є, що натиск підтримується завжди постійним (тиск на виході з підживлювального насоса має бути трохи вищий за тиск в зворотному трубопроводі теплової мережі, прийємо його рівним 25 м). Таким чином, враховуючи, що на вході тиск 10 м, насос повинен підвищувати тиск на 15 м. Аналогічно попередній таблиці розрахуємо економію електроенергії при установці нового насоса з частотним перетворювачем, виходячи з того, що в цьому випадку споживана потужність буде рівна теоретично необхідній потужності з урахуванням ККД насоса, електродвигуна і перетворювача, тобто згідно таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Розрахунок річної витрати електроенергії насоса з ЧП

Доля часу, %	50	40	10	100
Витрата, м <sup>3</sup>	40	70	100	
N <sub>агр</sub> , кВт	2,32	4,18	5,97	
Споживання за о.п. кВт·год	9577	17255	24644	51476,16

Таким чином, річна витрата електроенергії новим насосом з ЧП 51476,16 кВт·год, що при тарифі на електроенергію 3,426 грн/(кВт·год) приведе до витрат за опалювальний період 176 тис. грн. Річне споживання старих насосів вже було розраховане вище: 292320 кВт·год, що обходиться більш ніж в 1 млн грн. Економія від заміни насоса складе 295 тис. грн/от.п. Термін окупності 1,1 року.

## 2.6 Установка частотних перетворювачів на вентилятор і димотяг котла КВГМ- 100

У роботі котельного агрегату споживачами електроенергії являються димотяги і вентилятор. Основною мірою для зниження витрат на цьому

устаткуванні являється установка систем частотного перетворювача електроприводу (ЧП). Вартість такого устаткування значна, до того ж функціонувати воно буде тільки півроку (впродовж опалювального сезону), тому необхідно досить точно визначити економію, яка буде отримана в результаті установки ЧП на цьому устаткуванні. Ця економія залежить від потужності електродвигуна, витрати повітря (димових газів) при різних зовнішніх температурах і від годин роботи цього устаткування. На котлі КВГМ-1 встановлений димотяг ДН-22·2, 750 об/хв, потужність двигуна 320 кВт, вентилятор ВДН-20, 750 об/хв, потужність двигуна 400 кВт. На котлі КВГМ- 2 встановлений такий же димотяг ДН-22·2, але двигун двошвидкісний 750/600 об/хв, потужність двигуна 400/200 кВт, вентилятор такий же, як і на котлі №1-ВДН-20, але двигун двошвидкісний 1000/750 об/хв, потужність двигуна 400/170 кВт. Усі двигуни високовольтні (6 кВ).

Розглядаючи роботу димотяга, необхідно відмітити, що необхідний тиск димотяга залежить від висоти труби. Гази, що йдуть, з водогрійних котлів Северодонецької ТЕЦ виводяться через димар, істотно завищеної висоти - 250 м.

З іншого боку, згідно СНІП II-35-76 аеродинамічний опір котлів, що серійно випускаються, слід приймати за даними заводів-виготівників. Аеродинамічний опір газового тракту котла КВГМ-100 1200 Па. Таким чином, самотяга димаря забезпечує у більшості режимів роботи котла (50...70) % натиску, необхідного для подолання опору газового тракту, що могло б дозволити поставити електродвигун меншої потужності. Але враховуючи, що іноді температура димових газів знижується до значення 80 °С, а температура зовнішнього повітря може бути (+10 ...+15) °С, такий захід стає ризикованим, і ми пропонуємо не спиратися в розрахунках на високе значення самотяги. Але все ж таки можливо досягти істотного зниження споживання електроенергії димотягом шляхом зниження швидкості обертання. Як вказано вище, зараз на нім встановлений двигун з частотою обертання 750 об/хв. Вимірний струм дорівнює 19,5 А, що призводить до значення споживаної потужності ( $\cos \varphi =$

0,84) 170 кВт. Відмітимо при цьому, що заслінка при роботі були закриті. За опалювальний період це приведе до витрачання більше 700 МВт·год, що при тарифі на електроенергію 3,426 грн/(кВт·год) складе близько 2,4 млн грн (1,0 млн при тарифі 1,533 грн/(кВт·год)).

Кращим способом зниження споживання електроенергії є частотне регулювання електроприводу. Як відомо, для високовольтних двигунів цей захід вимагає дуже великих засобів і часто економічно не виправдовує себе. В даному випадку потужність двигунів не дуже висока, і є можливість встановити відповідний двигун на 380 В, забезпечивши йому частотне регулювання. Це має велику ефективність для вентилятора, навантаження якого мінятиметься відповідно до навантаження котла. Димотяг, як вже було показано вище, із-за високої самотяги завжди працюватиме на низьких оборотах, але оскільки на ринку немає низьковольтних двигунів такої потужності з частотою, менше ніж 750 об/хв (з прийнятною ціною), те єдиним рішенням є придбання двигуна на напругу 380 В з частотою 750 об/хв і управління його роботою за допомогою ЧП. Аналізуючи роботу вентилятора, необхідно відмітити, що на ньому встановлений двигун не відповідної потужності 400 кВт, тоді як при частоті 750 об/хв вентилятор ВД- 20 має максимальну потужність 140 кВт (відповідно двигун 155 кВт). Виміри струмів, зроблені в період його роботи, показують, що споживання електроенергії не буває нижче 140 кВт, причому в день проведення випробувань це споживання увесь час було на рівні 170 кВт, незалежно від положення направляючого апарату. Усе це вказує на істотний резерв економії електроенергії.

У таблиці 2.3 приведений річний розрахунок економії від установки ЧП на вентиляторі і димотяги для котельної. Для точності отримуваних цифр розраховувалися витрати повітря для кожної температури зовнішнього повітря з інтервалом 5 °С (- 15, - 10, - 5, 0, +5, +10) °С, виходячи з витрат природного газу відповідно до режимних карт. Максимальною прийнята витрата газу 12525 м<sup>3</sup>/год, що відповідає максимальному навантаженню котла

100 Гкал/год. У зв'язку з деяким потеплінням і тим, що при дуже низьких температурах зовнішнього повітря котельня не повністю витримує температурний графік, час роботи при температурах  $-20^{\circ}\text{C}$  і нижче враховувалося в колонці, що відповідає  $-15^{\circ}\text{C}$ . Потужності, споживані електродвигуном при регулюванні за допомогою частотного перетворювача, визначалися з допомога номограми.

Отримана різниця потужностей для кожного варіанту множилася на число годинника стояння цієї температури для м. Северодонецьк, і потім отримані економії підсумовувалися за увесь рік. У розрахунках прийнято, що для швидшої окупності котел КВГМ №1 працює 90 % тривалості опалювального сезону, оскільки він тільки що пройшов капітальний ремонт. При необхідності, з часом на заощаджені засоби можна буде оснастити частотними перетворювачем і другий котел КВГМ.

Таблиця 2.3 - Розрахунок економії від установки частотних перетворювачів на вентилятор і димотяг котла КВГМ- 100

тн.в	10	5	0	-5	-10	-15	Всього
1	2	3	4	5	6	7	8
τ, год/рік	673	1340	1038	665	382	222	
Навантаження котельню, Гкал/год	24,19	39,30	54,42	69,53	84,65	99,77	
τ, год/рік роботи	606	1206	934	599	344	200	
τ, год/рік простою	67	134	104	67	38	22	
Навантаження котла, Гкал/год	24,19	39,30	54,42	69,53	84,65	99,77	
Витрата газу, м <sup>3</sup> /год	3081	5007	6712	8398	10224	12049	
Коеф. надл. пові. α	1,58	1,58	1,32	1,21	1,20	1,19	
<b>Вентелятори</b>							
К-ть повітря для горіння, м <sup>3</sup> /год	46592	75712	84790	9724	11740	13722	
Відсоток витрати повітря, %	33,3	54,1	60,6	69,5	83,9	98,0	

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Потужність напр.ап-га,кВт	150	160	170	170	170	170	
Потужність з ЧП, кВт	13,04	32,6	39,12	61,94	84,76	163	
Економія ел.ен., кВт·год	22957	53644	32268	64674	49306	1399	22424
Димотяги							
Об'єм відхідних газів ,м <sup>3</sup>	49673	80719	91502	10564	12763	14926	
Процент витрати від.газів від максим.	33,4	54,4	61,1	70,1	84,4	98,7	
Потужність напр.ап-га,кВт	170	170	170	170	170	170	
Потужність з ЧП, кВт	13,07	32,9	39,6	62,5	85,2	164,4	
Економія ел.- ен.,кВт·год	10563	18371	13535	59492	22393	1244	23923
Економія газу (0,5 % від витрати), тис. м <sup>3</sup>	9,332	30,193	31,352	25,131	17,574	12,037	116,29

Пропонуємо: замінити двигун на вентиляторі на двигун напругою 380 В, потужністю 200 кВт, з ЧП.

Розрахуємо необхідну потужність вентилятора. Як видно з таблиці, максимальна витрата повітря складає близько 140 тис. м<sup>3</sup> в годину. За даними заводів виробників котлів опір повітряного тракту КВГМ-100 складає 3100 Па (316,2 кгс/м<sup>2</sup>).

Вибираємо двигун 200 кВт на 750 об/хв АИР 355LMA8, вартістю 152 тис. грн.

Витрати на кабель АВВГ 4/240 (150 м по 277 грн за метр), контактор (КТИ 6400 на 400 А, 5155 грн) і роботи складуть близько 90 тис. грн.

Пропонуємо використати частотний перетворювач фірми Hitachi SJ700D-1850HFE2 185 кВт, вартістю по сьогоднішньому курсу валют 396 000

грн з урахуванням ПДВ. Це перетворювач зі вбудованим контроллером, він має увесь вигляд захит двигуна і по струмах управління перебиває діапазон двигуна 200 кВт. До нього необхідно додатково:

- датчик тиску (0...0,069) бар, точність 0,25 %, (4...20) мА - 14000 грн з ПДВ;

- дросель в ланцюзі постійного струму GDS4.5-515-0.115 - 35000 грн з ПДВ.

На випадок звернення до спеціалізованої фірми закладемо у витрати 25 % від вартості устаткування в якості витрат на проект і установку, що складе 163 тис. грн.

Таким чином, сумарні витрати з урахуванням проекту і впровадження складуть 850 тис. грн з ПДВ.

Сумарна економія електричної енергії від установки частотного перетворювача на вентилятор складе 183 тис. кВт·год/о.п.

Економія грошових коштів від впровадження частотного регулювання на вентилятор котла КВГМ-100 №1 складе 630 тис. грн/о.п.

Пропонуємо: замінити двигун на димотяге на двигун напругою 380 В, потужністю 200 кВт, з ЧП.

Враховуючи, що, з одного боку, кількість димових газів всього на 10 % більше, ніж кількість повітря, що подається на горіння вентилятором, а, з іншого боку, перепад тиску, забезпечуваний димотягом, у декілька разів менше перепаду тиску вентилятора, пропонуємо поставити на димотяг такий же електродвигун, як на вентилятор. Тоді для аналогічного заходу заміни двигуна на димотяге і установці на нему частотного перетворювач знадобиться те ж устаткування, що і для вентилятора, але додатково в систему управління димотягом потрібно гальмівний пристрій (BC3.1-67/45 - 30-37кВт – 39 тис. грн. з ПДВ) і гальмівний резистор (RM-3-IP20/20000 – 20кВт, - 86 тис. грн. з ПДВ). Таким чином, загальна сума витрат на устаткування з урахуванням витрат на проект і установку (25 % вартості устаткування) – 975 тис. грн.



Сумарна економія електричної енергії від установки частотного перетворювача на димотяг складе 235 тис. кВт·год/о.п.

Економія грошових коштів від впровадження частотного регулювання на димотяг котла КВГМ-100 №1 буде складе 808 тис. грн.

Таким чином, термін окупності установки низьковольтного двигуна з ЧП на димотяг буде складати 1,2 року.

Найбільш ефективною мірою є одночасна установка частотних перетворювачів на димотяг і вентилятор. Така система повного регулювання дозволить уникнути надлишків повітря і, отже, зменшить витрату газу. Приймавши, що ця економія складе 0,5 % спалюваного газу, отримаємо річну економію 116,3 тис. м<sup>3</sup>, що при середньозваженій ціні на газ на Сєвєродонецька ТЕЦ ціні 3844 грн/тис. м<sup>3</sup> складе 447 тис. грн економії за опалювальний період. Це приведе до сумарного терміну окупності від впровадження двох нових двигунів з ЧП (на вентилятор і димотяг) 0,52 о.п.

Якщо економію розраховувати виходячи з тарифу на заповувану електроенергію 1,533 грн/(кВт·год) (що буде правильним, якщо ТЕЦ не робитиме електроенергію, а забезпечуватиме тільки потреби теплопостачання міста), то терміни окупності, звичайно, зростуть пропорційно зниженню тарифу. Для вентилятора термін окупності складе 1,24 року, для димотяг - 1,47 року. Але навіть при такому тарифі сумарний термін окупності від впровадження двох нових двигунів з ЧП (на вентилятор і димотяг) з урахуванням економії газу дорівнюватиме 0,98 о.п [18].

### 3 ДИСКОНТОВАНІ ПОКАЗНИКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

#### 3.1 Дисконтовані показники ефективності

Чистий поточний прибуток ( $NPV$ ) - це різниця між сумою грошових надходжень, що з'являються завдяки реалізації енергозберігаючих заходів і які дисконтовані до їхньої поточної вартості та сумою дисконтованих поточних вартостей усіх витрат, що необхідні для реалізації цих заходів, грн.

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0, \quad (3.1)$$

де  $CF_t$  - надходження коштів (грошовий потік) наприкінці періоду  $t$ , грн;

$I_0$  - початкове вкладення коштів, грн;

$k$  - бажана норма прибутковості (рентабельності);

$n$  - розрахунковий термін експлуатації енергозберігаючого устаткування.

Якщо поточна вартість проекту  $NPV$  позитивна, то захід є прийнятним.

Внутрішня норма прибутковості характеризує максимально припустимий відносний рівень витрат, які можуть бути зроблені при реалізації даного заходу.

При оцінці інвестиційного проекту інвестор повинен порівняти отримане для даного проекту значення внутрішньої норми прибутковості ( $IRR$ ) з вартістю залучених фінансових ресурсів.

Використання цього методу на практиці зводиться до послідовної ітерації, за допомогою якої перебуває дисконтний множник, що забезпечує рівність  $NPV = 0$ .

Розраховуємо індекс доходності за формулою

$$PI = \frac{NPV + I_0}{I_0}. \quad (3.2)$$

Вихідні дані для розрахунку показників економічної ефективності запропонованих енергозберігаючих заходів в енергетичних одиницях і в грошовому вираженні приведені в таблиці 3.1. Прийmemo тариф на електроенергію - 3,326 грн/(кВт·год). Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С), заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С), заміна підживлювального насоса, заміна підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача, установка частотних перетворювачів на вентилятор і димотяг котла КВГМ- 100.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку показників економічної ефективності запропонованих енергозберігаючих заходів

Енергозберігаючі заходи	Капітальні вкладення, млн грн.	Економія за опалювальний період, млн грн.
Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С)	3,156	5,289
Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С)	1,551	18,214
Заміна підживлювального насоса	0,248	0,826
Заміна підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача	0,331	0,295
Установка частотних перетворювачів на вентилятор котла КВГМ-100	0,850	0,630
Установка частотних перетворювачів на димотяг котла КВГМ-100	0,975	0,808

### 3.2 Розрахунок дисконтованих показників ефективності для заміни мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С)

Вхідні дані проекту:

- сума інвестицій складає 3,808 млн грн;
- очікувана економія за опалювальний період 8,341 млн грн;
- термін експлуатації - 10 років прямолінійний метод амортизації;
- поточні витрати наростаючим підсумком 1 % за рік, починаючи з 20 % від суми інвестицій; ставка податку на прибуток 18 %.

Відрахування на амортизацію та обслуговування, млн грн.

$$B = A_{\text{впш}} + B_{\text{впш}}, \quad (3.3)$$

де  $B$  - загальні витрати проекту;

$A_{\text{впш}}$  - відрахування на амортизацію;

$B_{\text{впш}}$  - витрати на експлуатацію.

$$A_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot a, \quad (3.4)$$

де  $K_{\text{впш}}$  - капіталовкладення у проект;

$a$  – коефіцієнт норми відрахувань на амортизацію,  $a = 10\%$ .

$$A_{\text{впш}} = 3,808 \cdot 0,1 = 0,380,$$

$$B_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot \epsilon, \quad (3.5)$$

де  $\epsilon$  - коефіцієнт норми поточних витрат,  $\epsilon = 20\%$ .

$$B_{\text{впш}} = 3,80 \cdot 0,2 = 0,761,$$

$$B = 0,380 + 0,761 = 1,142.$$



Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Експлуатаційні витрати, млн грн.	-	0,762	0,800	0,838	0,876	0,914	1,104
Амортизація, млн грн.	-	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380
Прибуток, млн грн.	-	7,199	7,161	7,122	7,084	7,046	6,856
Податок на прибуток, млн грн.	-	1,296	1,289	1,282	1,275	1,268	1,234
Чистий прибуток, млн грн.	-	5,903	5,872	5,840	5,809	5,778	5,622
Чистий грошовий потік, млн грн.	-3,808	6,284	6,252	6,221	6,190	6,159	6,003

Для розрахунку дисконтованого грошового потоку використовуємо такі формули, млн грн.

$$ДГП = ЧГП \cdot КД, \quad (3.9)$$

$$ДГП = 6,284 \cdot 0,909 = 5,712.$$

Кумулятивний грошовий потік, млн грн.

$$КГП_i = КГП_{i-1} + ДГП_i, \quad (3.10)$$

$$КГП_1 = -3,808 + 5,71 = 1,904.$$

Результати розрахунку дисконтованих показників ефективності для проекту приведено в таблиці 3.3.

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норма рентабельності заміни мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °С) дорівнює 164,4 %.

Таблиця 3.3 - Визначення дисконтованих показників ефективності для проекту, млн грн

Рік	Чисті грошові потоки	Кд ( $\alpha=10\%$ )	Дисконтований грошовий потік	Кумулятивний Дисконтований грошовий потік	Кд ( $\alpha=164\%$ )	Дисконтований грошовий потік
0	-3,808	1,000	-3,808	-3,808	1,000	-3,808
1	6,284	0,909	5,712	1,904	0,378	2,376
2	6,252	0,826	5,167	7,072	0,143	0,894
3	6,221	0,751	4,674	11,746	0,054	0,336
4	6,190	0,683	4,228	15,974	0,020	0,126
5	6,159	0,621	3,824	19,798	0,008	0,048
6	6,128	0,564	3,459	23,257	0,003	0,018
7	6,096	0,513	3,128	26,385	0,001	0,007
8	6,065	0,467	2,829	29,214	0,000	0,003
9	6,034	0,424	2,559	31,773	0,000	0,001
10	6,003	0,386	2,314	34,088	0,000	0,000
		NPV=	34,087		NPV=	0,000

Для визначення дисконтованого терміну окупності проведемо побудову графіку залежності дисконтованого кумулятивного грошового потоку від

років. Дисконтований термін окупності визначаємо за графіком на рисунку 3.1.

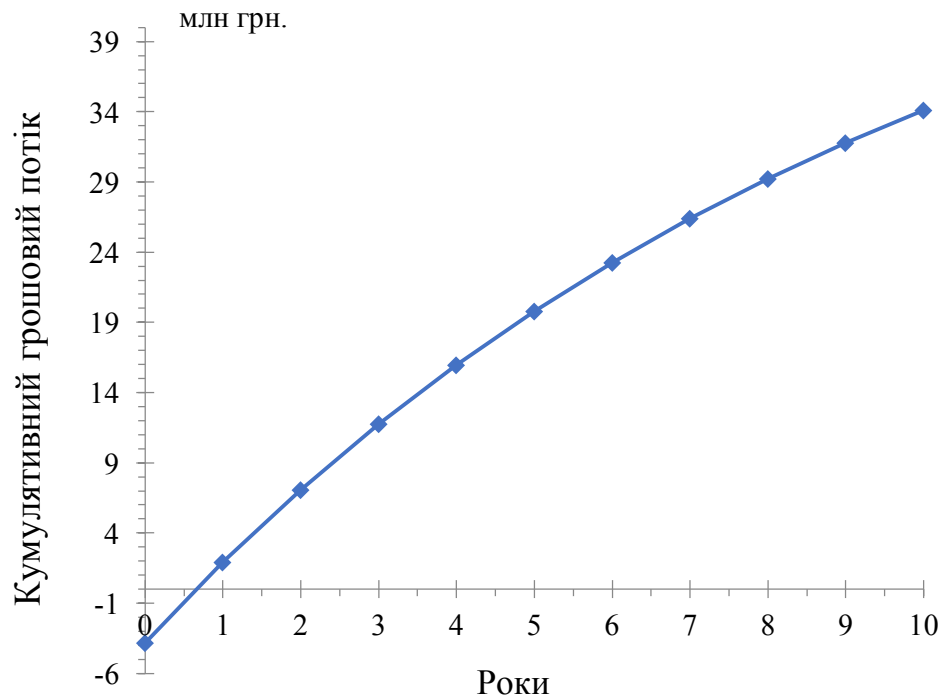


Рисунок 3.1 - Дисконтований термін окупності проекту

Розраховуємо дисконтований термін окупності за формулою, року

$$PBP = 0 + \frac{-3,808 \cdot (1 - 0)}{-3,808 - 1,904} = 0,667.$$

Розраховуємо індекс доходності:

$$PI = \frac{34,088}{3,808} = 8,952.$$

Як бачимо з розрахунків, *NPV* проекту за життєвий цикл 10 років складає 34,088 млн грн. Значення дисконтованого терміну окупності 0,667 рік, що обумовлене втрачанням грошей своєї вартості у часі. Взагалі обидва терміни окупності є прийнятними. Визначена внутрішня норма рентабельності складає



36,57 %, що більше за ставку дисконту для проектів з підвищення енергоефективності .

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованих рішень щодо проекту [32].

### 3.3 Розрахунок дисконтованих показників ефективності для заміни мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °C)

Вхідні дані проекту:

- сума інвестицій складає 1,551 млн грн;
- очікувана економія за опалювальний період 18,214 млн грн;
- термін експлуатації - 10 років прямолінійний метод амортизації;
- поточні витрати наростаючим підсумком 1 % за рік, починаючи з 20 % від суми інвестицій;
- ставка податку на прибуток 18 %.

Відрахування на амортизацію та обслуговування, млн грн.

$$B = A_{\text{впш}} + B_{\text{впш}}, \quad (3.11)$$

де  $B$  - загальні витрати проекту;

$A_{\text{впш}}$  - відрахування на амортизацію;

$B_{\text{впш}}$  - витрати на експлуатацію.

$$A_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot a, \quad (3.12)$$

де  $K_{\text{впш}}$  - капіталовкладення у проект;

$a$  – коефіцієнт норми відрахувань на амортизацію,  $a = 10$  %.

$$\begin{aligned} A_{\text{впш}} &= 1,55 \cdot 0,1 = 0,155, \\ B_{\text{впш}} &= K_{\text{впш}} \cdot e, \end{aligned} \quad (3.13)$$

де  $\epsilon$  - коефіцієнт норми поточних витрат,  $\epsilon = 20\%$ .

$$B_{\text{внш}} = 1,55 \cdot 0,2 = 0,31,$$

$$B = 0,155 + 0,31 = 0,465.$$

Очікувана економія після впровадження енергозберігаючого заходу складатиме  $E = 18,21$  млн грн.

Розрахуємо грошовий потік для першого періоду, млн грн.

$$\Pi = E - B, \quad (3.14)$$

$$\Pi = 18,214 - 0,465 = 17,749.$$

Розрахунок величину податкових відрахувань на величину прибутку, млн грн.

$$\Pi_{\text{нП}} = \Pi \cdot n, \quad (3.15)$$

де  $n$  - коефіцієнт податку на прибуток,  $n = 18\%$ .

$$\Pi_{\text{нП}} = 17,749 \cdot 0,18 = 3,195.$$

Тоді чистий прибуток складатиме, млн грн.

$$\text{ЧП} = \Pi - \Pi_{\text{нП}}, \quad (3.16)$$

$$\text{ЧП} = 17,74 - 3,193 = 14,554.$$

Чистий грошовий потік розрахуємо за формулою, млн грн.

$$\text{ЧГП} = \text{ЧП} + A, \quad (3.20)$$

$$\text{ЧГП} = 14,554 + 0,155 = 14,709.$$

Розрахунок чистих грошових надходжень за весь життєвий цикл представлено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Грошові потоки проекту

Показник \ Роки	0	1	2	3	4	5	10
Витрати, млн грн.	-1,55	-	-	-	-	-	-
Економія, млн грн.	-	18,214	18,214	18,214	18,214	18,214	18,214
Експлуатаційні витрати, млн грн.	-	0,310	0,326	0,341	0,357	0,372	0,450
Амортизація, млн грн.	-	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155	0,155
Прибуток, млн грн.	-	17,749	17,733	17,718	17,702	17,687	17,609
Податок на прибуток, млн грн.	-	3,195	3,192	3,189	3,186	3,184	3,170
Чистий прибуток, млн грн.	-	14,554	14,541	14,528	14,516	14,503	14,439
Чистий грошовий потік, млн грн.	-1,55	14,709	14,696	14,684	14,671	14,658	14,595

Для розрахунку дисконтованого грошового потоку використовуємо такі формули, млн грн.

$$ДГП = ЧГП \cdot КД, \quad (3.17)$$

$$ДГП = 14,709 \cdot 0,909 = 13,372.$$

Кумулятивний грошовий потік, млн грн.

$$КГП_i = КГП_{i-1} + ДГП_i, \quad (3.18)$$

$$КГП_1 = -1,551 + 13,372 = 11,821.$$

Результати розрахунку дисконтованих показників ефективності для проекту приведено в таблиці 3.5.

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норму рентабельності для заміни мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С) дорівнює 948,2 %.

Таблиця 3.5 - Визначення дисконтованих показників ефективності для проекту, млн грн

Рік	Чисті грошові потоки	Кд ( $\alpha=10\%$ )	Дисконтований грошовий потік	Кумулятивний Дисконтований грошовий потік	Кд ( $\alpha=948\%$ )	Дисконтований грошовий потік
0	-1,551	1,000	-1,551	-1,551	1,000	-1,551
1	14,709	0,909	13,372	11,821	0,095	1,403
2	14,696	0,826	12,146	23,967	0,009	0,134
3	14,684	0,751	11,032	34,999	0,001	0,013
4	14,671	0,683	10,020	45,019	0,000	0,001
5	14,658	0,621	9,102	54,121	0,000	0,000
6	14,645	0,564	8,267	62,388	0,000	0,000
7	14,633	0,513	7,509	69,896	0,000	0,000
8	14,620	0,467	6,820	76,717	0,000	0,000
9	14,607	0,424	6,195	82,912	0,000	0,000
10	14,595	0,386	5,627	88,539	0,000	0,000
		NPV=	88,539		NPV=	0,000

Для визначення дисконтованого терміну окупності проведемо побудову графіку залежності дисконтованого кумулятивного грошового потоку від років. Дисконтований термін окупності визначаємо за графіком на рисунку 3.2.

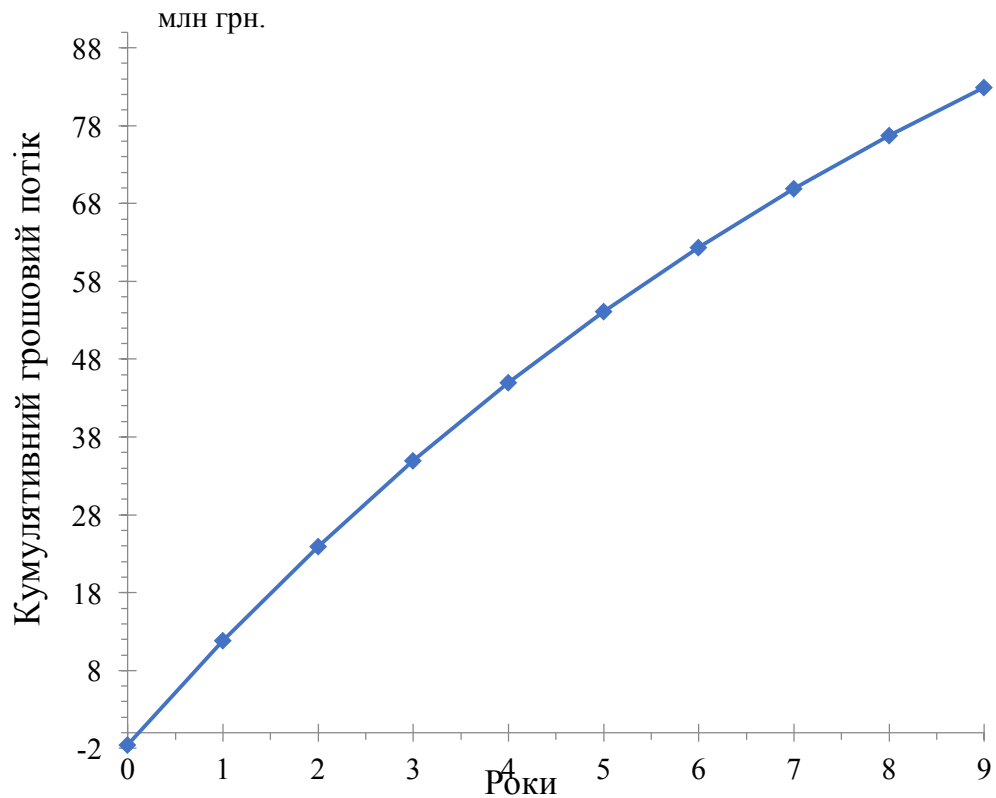


Рисунок 3.2 - Дисконтований термін окупності проекту

Розраховуємо дисконтований термін окупності за формулою, рік

$$PBP = 0 + \frac{-1,551 \cdot (1 - 0)}{-1,551 - 11,821} = 0,116.$$

Розраховуємо індекс доходності:

$$PI = \frac{88,539}{1,551} = 57,08.$$

Як бачимо з розрахунків, *NPV* проекту за життєвий цикл 10 років складає 88,539 млн грн. Значення дисконтованого терміну окупності 0,116 рік, що обумовлене втрачанням грошей своєї вартості у часі. Взагалі обидва терміни окупності є прийнятними. Визначена внутрішня норма рентабельності складає

948,2 %, що більше за ставку дисконту для проектів з підвищення енергоефективності.

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованих рішень щодо заміни мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °С) [32].

### 3.3 Розрахунок дисконтованих показників ефективності для заміни підживлювальних насосів

Вхідні дані проекту:

- сума інвестицій складає 0,139 млн грн;
- очікувана економія за опалювальний період 0,826 млн грн;
- термін експлуатації - 10 років прямолінійний метод амортизації;
- поточні витрати наростаючим підсумком 1 % за рік, починаючи з 20 % від суми інвестицій;
- ставка податку на прибуток 18 %.

Відрахування на амортизацію та обслуговування, млн грн.

$$B = A_{\text{впш}} + B_{\text{впш}}, \quad (3.19)$$

де  $B$  - загальні витрати проекту;

$A_{\text{впш}}$  - відрахування на амортизацію;

$B_{\text{впш}}$  - витрати на експлуатацію.

$$A_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot a, \quad (3.20)$$

де  $K_{\text{впш}}$  - капіталовкладення у проект;

$a$  – коефіцієнт норми відрахувань на амортизацію,  $a = 10$  %.

$$A_{\text{впш}} = 0,139 \cdot 0,1 = 0,0139.$$

$$B_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot e, \quad (3.21)$$

де  $\epsilon$  - коефіцієнт норми поточних витрат,  $\epsilon = 20\%$ .

$$B_{\text{впш}} = 0,139 \cdot 0,2 = 0,027,$$

$$B = 0,0139 + 0,027 = 0,0417.$$

Очікувана економія після впровадження енергозберігаючого заходу складатиме  $E = 0,826$  млн грн.

Розрахуємо грошовий потік для третього заходу, млн грн.

$$П = E - B, \quad (3.22)$$

$$П = 0,826 - 0,0417 = 0,784.$$

Розрахунок величину податкових відрахувань на величину прибутку, млн грн.

$$П_{\text{нП}} = П \cdot n, \quad (3.23)$$

де  $n$  - коефіцієнт податку на прибуток,  $n = 18\%$ .

$$П_{\text{нП}} = 0,78 \cdot 0,18 = 0,141.$$

Тоді чистий прибуток складатиме, млн грн.

$$ЧП = П - П_{\text{нП}}, \quad (3.24)$$

$$ЧП = 0,78 - 0,141 = 0,639.$$

Чистий грошовий потік розрахуємо за формулою, млн грн.

$$ЧГП = ЧП + A, \quad (3.30)$$

$$ЧГП = 0,639 + 0,0139 = 0,657.$$

Розрахунок чистих грошових надходжень за весь життєвий цикл представлено у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Грошові потоки проекту

Показник \ Роки	0	1	2	3	4	5	10
Витрати, млн грн.	-0,139	-	-	-	-	-	-
Економія, млн грн.	-	0,826	0,826	0,826	0,826	0,826	0,826
Експлуатаційні витрати, млн грн.	-	0,028	0,029	0,031	0,032	0,033	0,04
Амортизація, млн грн.	-	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Прибуток, млн грн.	-	0,784	0,783	0,782	0,780	0,779	0,772
Податок на прибуток, млн грн.	-	0,141	0,141	0,141	0,140	0,140	0,139
Чистий прибуток, млн грн.	-	0,643	0,642	0,641	0,640	0,639	0,633
Чистий грошовий потік, млн грн.	-0,139	0,657	0,656	0,655	0,654	0,652	0,647

Для розрахунку дисконтованого грошового потоку використовуємо такі формули, млн грн.

$$ДГП = ЧГП \cdot КД, \quad (3.25)$$

$$ДГП = 0,657 \cdot 0,909 = 0,597.$$

Кумулятивний грошовий потік, млн грн.

$$КГП_i = КГП_{i-1} + ДГП_i, \quad (3.26)$$

$$КГП_1 = -0,139 + 0,597 = 0,458.$$

Результати розрахунку дисконтованих показників ефективності для проекту приведено в таблиці 3.7.

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норму рентабельності для заміна підживлювального насоса вона дорівнює 469,7 %.



Таблиця 3.7 - Визначення дисконтованих показників ефективності для проекту, млн грн

Рік	Чисті грошові потоки	Кд ( $\alpha=10\%$ )	Дисконтований грошовий потік	Кумулятивний Дисконтований грошовий потік	Кд ( $\alpha=469\%$ )	Дисконтований грошовий потік
0	-0,139	1,000	-0,139	-0,139	1,000	-0,139
1	0,657	0,909	0,597	0,458	0,176	0,115
2	0,656	0,826	0,542	1,000	0,031	0,020
3	0,655	0,751	0,492	1,492	0,005	0,004
4	0,654	0,683	0,446	1,939	0,001	0,001
5	0,652	0,621	0,405	2,344	0,000	0,000
6	0,651	0,564	0,368	2,711	0,000	0,000
7	0,650	0,513	0,334	3,045	0,000	0,000
8	0,649	0,467	0,303	3,348	0,000	0,000
9	0,648	0,424	0,275	3,623	0,000	0,000
10	0,647	0,386	0,249	3,872	0,000	0,000
		NPV=	3,872		NPV=	0,001

Для визначення дисконтованого терміну окупності проведемо побудову графіку залежності дисконтованого кумулятивного грошового потоку від років. Дисконтований термін окупності визначаємо за графіком на рисунку 3.3.

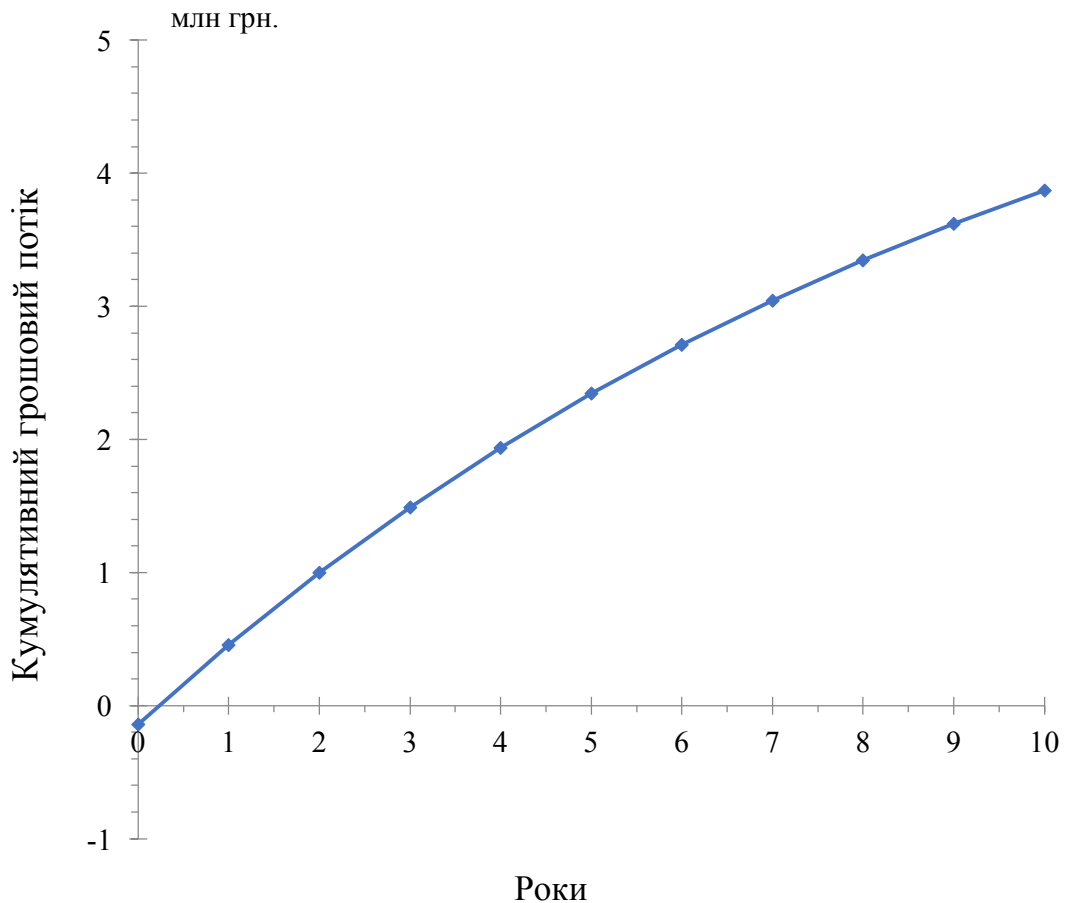


Рисунок 3.3 - Дисконтований термін окупності проекту

Розраховуємо дисконтований термін окупності за формулою:

$$PBP = 0 + \frac{-0,139 \cdot (1 - 0)}{-0,139 - 0,458} = 0,233 \text{ року.}$$

Розраховуємо індекс доходності:

$$PI = \frac{3,872}{0,139} = 27,86.$$

Як бачимо з розрахунків,  $NPV$  проекту за життєвий цикл 10 років складає 3,872 млн грн. Значення дисконтованого терміну окупності 0,233 рік, що обумовлене втрачанням грошей своєї вартості у часі. Визначена внутрішня

норма рентабельності складає 469,7 %, що більше за ставку дисконту для проектів з підвищення енергоефективності .

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованих рішень щодо проекту заміни підживлювального насоса [32].

### 3.4 Розрахунок дисконтованих показників ефективності для заміни підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача

Вхідні дані проекту: сума інвестицій складає 0,331 млн грн., очікувана економія за опалювальний період 0,295 млн грн:

- термін експлуатації - 10 років прямолінійний метод амортизації;
- поточні витрати наростаючим підсумком 1 % за рік, починаючи з 20 % від суми інвестицій;
- ставка податку на прибуток 18 %.

Відрахування на амортизацію та обслуговування, млн грн.

$$B = A_{\text{впш}} + B_{\text{впш}}, \quad (3.27)$$

де  $B$  - загальні витрати проекту;

$A_{\text{впш}}$  - відрахування на амортизацію;

$B_{\text{впш}}$  - витрати на експлуатацію.

$$A_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot a, \quad (3.28)$$

де  $K_{\text{впш}}$  - капіталовкладення у проект;

$a$  – коефіцієнт норми відрахувань на амортизацію,  $a = 10$  %.

$$\begin{aligned} A_{\text{впш}} &= 0,331 \cdot 0,1 = 0,033, \\ B_{\text{впш}} &= K_{\text{впш}} \cdot v, \end{aligned} \quad (3.29)$$

де  $v$  - коефіцієнт норми поточних витрат,  $v = 20$  %.

$$B_{\text{впш}} = 0,033 \cdot 0,2 = 0,066,$$

$$B = 0,033 + 0,066 = 0,099.$$

Очікувана економія після впровадження енергозберігаючого заходу складатиме  $E = 0,295$  млн грн.

Розрахуємо грошовий потік для першого пер, млн грн.

$$П = E - B, \quad (3.30)$$

$$П = 0,295 - 0,099 = 0,196.$$

Розрахунок величину податкових відрахувань на величину прибутку, млн грн.

$$ПнП = П \cdot n, \quad (3.31)$$

де  $n$  - коефіцієнт податку на прибуток,  $n = 18 \%$ .

$$ПнП = 0,196 \cdot 0,18 = 0,035.$$

Тоді чистий прибуток складатиме, млн грн.

$$ЧП = П - ПнП, \quad (3.32)$$

$$ЧП = 0,196 - 0,035 = 0,160.$$

Чистий грошовий потік розрахуємо за формулою, млн грн.

$$ЧГП = ЧП + A, \quad (3.40)$$

$$ЧГП = 0,160 + 0,033 = 0,194.$$

Розрахунок чистих грошових надходжень за весь життєвий цикл представлено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 - Грошові потоки проекту

Роки Показник	0	1	2	3	4	5	10
Витрати, млн грн.	-0,331	-	-	-	-	-	-
Економія, млн грн.	-	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Експлуатаційні витрати, млн грн.	-	0,066	0,070	0,073	0,076	0,079	0,096
Амортизація, млн грн.	-	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
Прибуток, млн грн.	-	0,196	0,192	0,189	0,186	0,182	0,166
Податок на прибуток, млн грн.	-	0,035	0,035	0,034	0,033	0,033	0,030
Чистий прибуток, млн грн.	-	0,160	0,158	0,155	0,152	0,150	0,136
Чистий грошовий потік, млн грн.	-0,331	0,194	0,191	0,188	0,185	0,183	0,169

Для розрахунку дисконтованого грошового потоку використовуємо такі формули, млн грн.

$$ДГП = ЧГП \cdot КД, \quad (3.33)$$

$$ДГП = 0,194 \cdot 0,909 = 0,176.$$

Кумулятивний грошовий потік, млн грн.

$$КГП_i = КГП_{i-1} + ДГП_i, \quad (3.34)$$

$$КГП_1 = -0,331 + 0,176 = -0,155.$$

Результати розрахунку дисконтованих показників ефективності для проекту приведено в таблиці 3.9.

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норму рентабельності для заміни підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача дорівнює 56,4%.

Таблиця 3.9 – Визначення дисконтованих показників ефективності для проекту , млн грн

Рік	Чисті грошові потоки	Кд ( $\alpha=10\%$ )	Дисконтований грошовий потік	Кумулятивний Дисконтований грошовий потік	Кд ( $\alpha=56\%$ )	Дисконтований грошовий потік
0	-0,331	1,000	-0,331	-0,331	1,000	-0,331
1	0,194	0,909	0,176	-0,155	0,639	0,124
2	0,191	0,826	0,158	0,003	0,409	0,078
3	0,188	0,751	0,141	0,144	0,261	0,049
4	0,185	0,683	0,127	0,271	0,167	0,031
5	0,183	0,621	0,113	0,384	0,107	0,020
6	0,180	0,564	0,102	0,486	0,068	0,012
7	0,177	0,513	0,091	0,577	0,044	0,008
8	0,175	0,467	0,081	0,658	0,028	0,005
9	0,172	0,424	0,073	0,731	0,018	0,003
10	0,169	0,386	0,065	0,796	0,011	0,002
		NPV=	0,796		NPV=	0,000

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норму рентабельності для заміни підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача дорівнює 56,4 %.

Для визначення дисконтованого терміну окупності проведемо побудову графіку залежності дисконтованого кумулятивного грошового потоку від років. Дисконтований термін окупності визначаємо за графіком на рисунку 3.4.

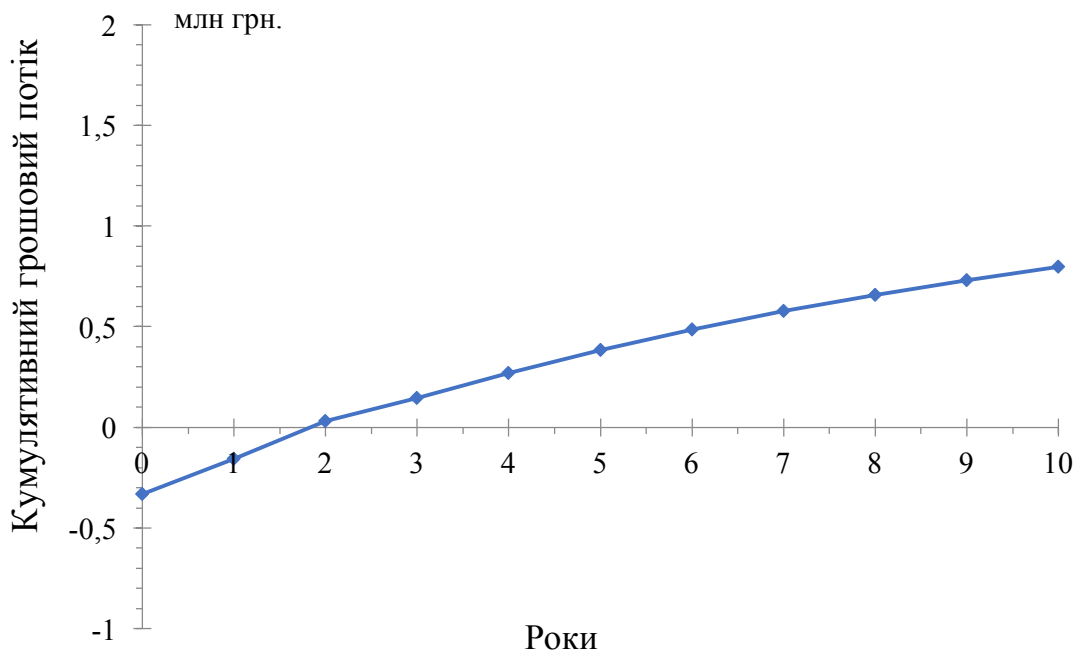


Рисунок 3.4 - Дисконтований термін окупності проекту

Розраховуємо дисконтований термін окупності за формулою:

$$PBP = 1 + \frac{-0,155 \cdot (2-1)}{-0,155 - 0,003} = 1,983 \text{ року.}$$

Розраховуємо індекс доходності:

$$PI = \frac{0,796}{0,331} = 2,406.$$

Як бачимо з розрахунків, *NPV* проекту за життєвий цикл 10 років складає 0,796 млн грн. Значення дисконтованого терміну окупності 1,983 рік, що обумовлене втрачанням грошей своєї вартості у часі. Визначена внутрішня

норма рентабельності складає 56,4 %, що більше за ставку дисконту для проектів з підвищення енергоефективності .

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованих рішень [32].

### 3.5 Розрахунок дисконтованих показників ефективності для установки частотних перетворювачів на вентилятор котла КВГМ- 100

Вхідні дані проекту:

- сума інвестицій складає 0,850 млн грн;
- очікувана економія за опалювальний період 1,272 млн грн;
- термін експлуатації - 10 років прямолінійний метод амортизації;
- поточні витрати наростаючим підсумком 1 % за рік, починаючи з 20 % від суми інвестицій;
- ставка податку на прибуток 18 %.

Відрахування на амортизацію та обслуговування, млн грн.

$$B = A_{\text{впш}} + B_{\text{впш}}, \quad (3.35)$$

де  $B$  - загальні витрати проекту;

$A_{\text{впш}}$  - відрахування на амортизацію;

$B_{\text{впш}}$  - витрати на експлуатацію.

$$A_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot a, \quad (3.36)$$

де  $K_{\text{впш}}$  - капіталовкладення у проект;

$a$  – коефіцієнт норми відрахувань на амортизацію,  $a = 10 \%$ .

$$\begin{aligned} A_{\text{впш}} &= 0,850 \cdot 0,1 = 0,085, \\ B_{\text{впш}} &= K_{\text{впш}} \cdot \epsilon, \end{aligned} \quad (3.37)$$



де  $\epsilon$  - коефіцієнт норми поточних витрат,  $\epsilon = 20\%$ .

$$B_{\text{впш}} = 0,850 \cdot 0,2 = 0,170,$$

$$B = 0,085 + 0,170 = 0,255.$$

Очікувана економія після впровадження енергозберігаючого заходу складатиме  $E = 1,272$  млн грн.

Розрахуємо грошовий потік для першого періоду, млн грн.

$$П = E - B, \quad (3.38)$$

$$П = 1,272 - 0,255 = 1,017.$$

Розрахунок величину податкових відрахувань на величину прибутку, млн грн.

$$П_{\text{нП}} = П \cdot n, \quad (3.39)$$

де  $n$  - коефіцієнт податку на прибуток,  $n = 18\%$ .

$$П_{\text{нП}} = 1,017 \cdot 0,18 = 0,183.$$

Тоді чистий прибуток складатиме, млн грн.

$$ЧП = П - П_{\text{нП}}, \quad (3.40)$$

$$ЧП = 1,017 - 0,183 = 0,834.$$

Чистий грошовий потік розрахуємо за формулою, млн грн.

$$ЧГП = ЧП + A, \quad (3.50)$$

$$ЧГП = 0,834 + 0,085 = 0,919.$$

Розрахунок чистих грошових надходжень за весь життєвий цикл представлено у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 - Грошові потоки проекту

Показник \ Роки	0	1	2	3	4	5	10
Витрати, млн грн.	-0,850	-	-	-	-	-	-
Економія, млн грн.	-	1,272	1,272	1,272	1,272	1,272	1,272
Експлуатаційні витрати, млн грн.	-	0,170	0,179	0,187	0,196	0,204	0,247
Амортизація, млн грн.	-	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
Прибуток, млн грн.	-	1,017	1,009	1,000	0,992	0,983	0,941
Податок на прибуток, млн грн.	-	0,183	0,182	0,180	0,178	0,177	0,169
Чистий прибуток, млн грн.	-	0,834	0,827	0,820	0,813	0,806	0,771
Чистий грошовий потік, млн грн.	-0,850	0,919	0,912	0,905	0,898	0,891	0,856

Для розрахунку дисконтованого грошового потоку використовуємо такі формули, млн грн.

$$ДГП = ЧГП \cdot КД, \quad (3.41)$$

$$ДГП = 0,919 \cdot 0,909 = 0,835.$$

Кумулятивний грошовий потік, млн грн.

$$КГП_i = КГП_{i-1} + ДГП_i, \quad (3.42)$$

$$КГП_1 = -0,850 + 0,835 = -0,015.$$

Результати розрахунку дисконтованих показників ефективності для проекту приведено в таблиці 3.11.

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норму рентабельності для установки частотних перетворювачів на вентилятор котла КВГМ- 100д дорівнює 107,2 %.

Таблиця 3.11 – Визначення дисконтованих показників ефективності для проекту, млн грн

Рік	Чисті грошові потоки	Кд ( $\alpha=10\%$ )	Дисконтований грошовий потік	Кумулятивний Дисконтований грошовий потік	Кд ( $\alpha=107\%$ )	Дисконтований грошовий потік
0	-0,850	1,000	-0,850	-0,850	1,000	-0,850
1	0,919	0,909	0,835	-0,015	0,482	0,443
2	0,912	0,826	0,754	0,739	0,233	0,212
3	0,905	0,751	0,680	1,419	0,112	0,102
4	0,898	0,683	0,613	2,032	0,054	0,049
5	0,891	0,621	0,553	2,586	0,026	0,023
6	0,884	0,564	0,499	3,085	0,013	0,011
7	0,877	0,513	0,450	3,535	0,006	0,005
8	0,870	0,467	0,406	3,941	0,003	0,003
9	0,863	0,424	0,366	4,307	0,001	0,001
10	0,856	0,386	0,330	4,637	0,001	0,001
		NPV=	4,637		NPV=	0,000

Для визначення дисконтованого терміну окупності проведемо побудову графіку залежності дисконтованого кумулятивного грошового потоку від років. Дисконтований термін окупності визначаємо за графіком на рисунку 3.5.

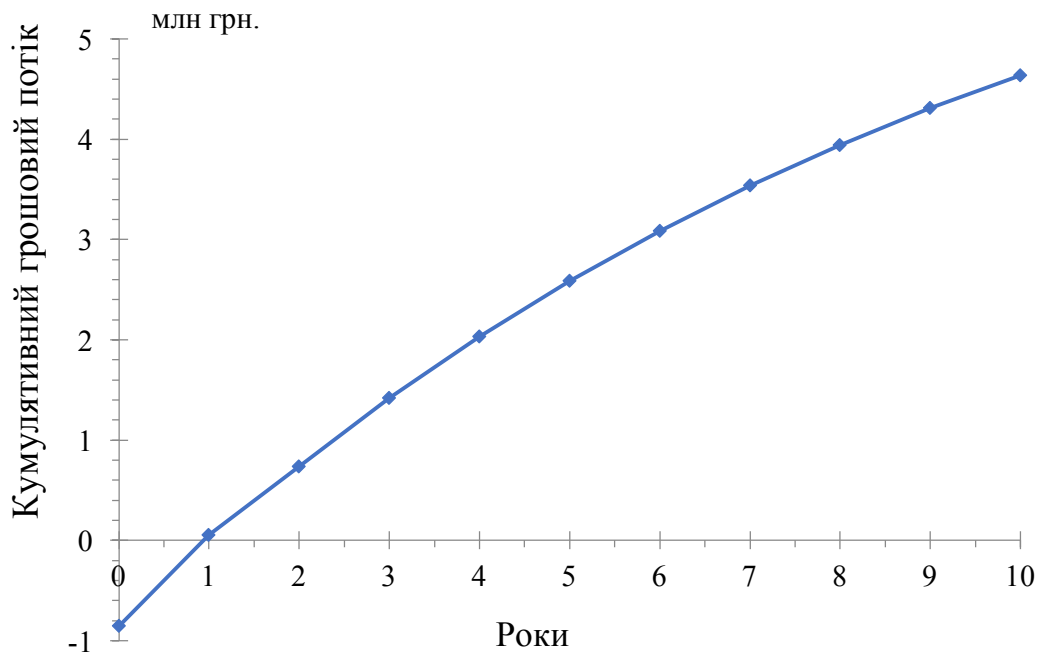


Рисунок 3.5 - Дисконтований термін окупності проекту

Розраховуємо дисконтований термін окупності за формулою:

$$PBP = 1 + \frac{-0,015 \cdot (2 - 1)}{-0,015 - 0,739} = 1,019 \text{ року.}$$

Розраховуємо індекс доходності:

$$PI = \frac{4,637}{0,85} = 5,455.$$

Як бачимо з розрахунків, *NPV* проекту за життєвий цикл 10 років складає 4,637 млн грн. Значення дисконтованого терміну окупності 1,019 рік, що обумовлене втрачанням грошей своєї вартості у часі. Визначена внутрішня

норма рентабельності складає 107,2 %, що більше за ставку дисконту для проектів з підвищення енергоефективності .

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованих рішень щодо проекту [32].

### 3.6 Розрахунок дисконтованих показників ефективності для установки частотних перетворювачів на димотяг котла КВГМ- 100

Вхідні дані проекту:

- сума інвестицій складає 0,975 млн грн;
- очікувана економія за опалювальний період 0,820 млн грн;
- термін експлуатації - 10 років прямолінійний метод амортизації;
- поточні витрати наростаючим підсумком 1 % за рік, починаючи з 20 % від суми інвестицій;
- ставка податку на прибуток 18 %.

Відрахування на амортизацію та обслуговування, млн грн.

$$B = A_{\text{впш}} + B_{\text{впш}}, \quad (3.43)$$

де  $B$  - загальні витрати проекту;

$A_{\text{впш}}$  - відрахування на амортизацію;

$B_{\text{впш}}$  - витрати на експлуатацію.

$$A_{\text{впш}} = K_{\text{впш}} \cdot a, \quad (3.44)$$

де  $K_{\text{впш}}$  - капіталовкладення у проект;

$a$  – коефіцієнт норми відрахувань на амортизацію,  $a = 10$  %.

$$\begin{aligned} A_{\text{впш}} &= 0,975 \cdot 0,1 = 0,098, \\ B_{\text{впш}} &= K_{\text{впш}} \cdot b, \end{aligned} \quad (3.45)$$

де  $\epsilon$  - коефіцієнт норми поточних витрат,  $\epsilon = 20\%$ .

$$B_{\text{впш}} = 0,975 \cdot 0,2 = 0,195,$$

$$B = 0,098 + 0,195 = 0,293.$$

Очікувана економія після впровадження енергозберігаючого заходу складатиме  $E = 0,820$  млн грн.

Розрахуємо грошовий потік для першого періоду, млн грн.

$$П = E - B, \quad (3.46)$$

$$П = 0,820 - 0,293 = 0,528.$$

Розрахунок величину податкових відрахувань на величину прибутку, млн грн.

$$П_{\text{нП}} = П \cdot n, \quad (3.47)$$

де  $n$  - коефіцієнт податку на прибуток,  $n = 18\%$ .

$$П_{\text{нП}} = 0,528 \cdot 0,18 = 0,095.$$

Тоді чистий прибуток складатиме, млн грн.

$$ЧП = П - П_{\text{нП}}, \quad (3.48)$$

$$ЧП = 0,528 - 0,095 = 0,433.$$

Чистий грошовий потік розрахуємо за формулою, млн грн.

$$ЧГП = ЧП + A, \quad (3.60)$$

$$ЧГП = 0,433 + 0,098 = 0,530.$$

Розрахунок чистих грошових надходжень за весь життєвий цикл представлено у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 - Грошові потоки проекту

Показник \ Роки	0	1	2	3	4	5	10
Витрати, млн грн.	-0,975	-	-	-	-	-	-
Економія, млн грн.	-	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
Експлуатаційні витрати, млн грн.	-	0,195	0,205	0,215	0,224	0,234	0,283
Амортизація, млн грн.	-	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Прибуток, млн грн.	-	0,528	0,518	0,508	0,498	0,489	0,440
Податок на прибуток, млн грн.	-	0,095	0,093	0,091	0,090	0,088	0,079
Чистий прибуток, млн грн.	-	0,433	0,425	0,417	0,409	0,401	0,361
Чистий грошовий потік, млн грн.	-0,975	0,530	0,522	0,514	0,506	0,498	0,458

Для розрахунку дисконтованого грошового потоку використовуємо такі формули, млн грн.

$$ДГП = ЧГП \cdot КД, \quad (3.49)$$

$$ДГП = 0,530 \cdot 0,909 = 0,482.$$

Кумулятивний грошовий потік, млн грн.

$$КГП_i = КГП_{i-1} + ДГП_i, \quad (3.50)$$

$$КГП_1 = -0,975 + 0,482 = -0,493.$$

Результати розрахунку дисконтованих показників ефективності для проекту приведено в таблиці 3.13.

За допомогою стандартної функції MS Excel знаходимо внутрішня норму рентабельності для установки частотних перетворювачів на димотяг котла КВГМ- 100д дорівнює 52,1 %.

Таблиця 3.13 - Визначення дисконтованих показників ефективності для проекту, млн грн

Рік	Чисті грошові потоки	Кд ( $\alpha=10\%$ )	Дисконтований грошовий потік	Кумулятивний Дисконтований грошовий потік	Кд ( $\alpha=52\%$ )	Дисконтований грошовий потік
0	-0,975	1,000	-0,975	-0,975	1,000	-0,975
1	0,530	0,909	0,482	-0,493	0,657	0,348
2	0,522	0,826	0,431	-0,062	0,432	0,226
3	0,514	0,751	0,386	0,325	0,284	0,146
4	0,506	0,683	0,346	0,670	0,187	0,095
5	0,498	0,621	0,309	0,979	0,123	0,061
6	0,490	0,564	0,277	1,256	0,081	0,040
7	0,482	0,513	0,247	1,503	0,053	0,026
8	0,474	0,467	0,221	1,725	0,035	0,017
9	0,466	0,424	0,198	1,922	0,023	0,011
10	0,458	0,386	0,177	2,099	0,015	0,007
		NPV=	2,099		NPV=	0,000



Для визначення дисконтованого терміну окупності проведемо побудову графіку залежності дисконтованого кумулятивного грошового потоку від років. Дисконтований термін окупності визначаємо за графіком на рисунку 3.6.

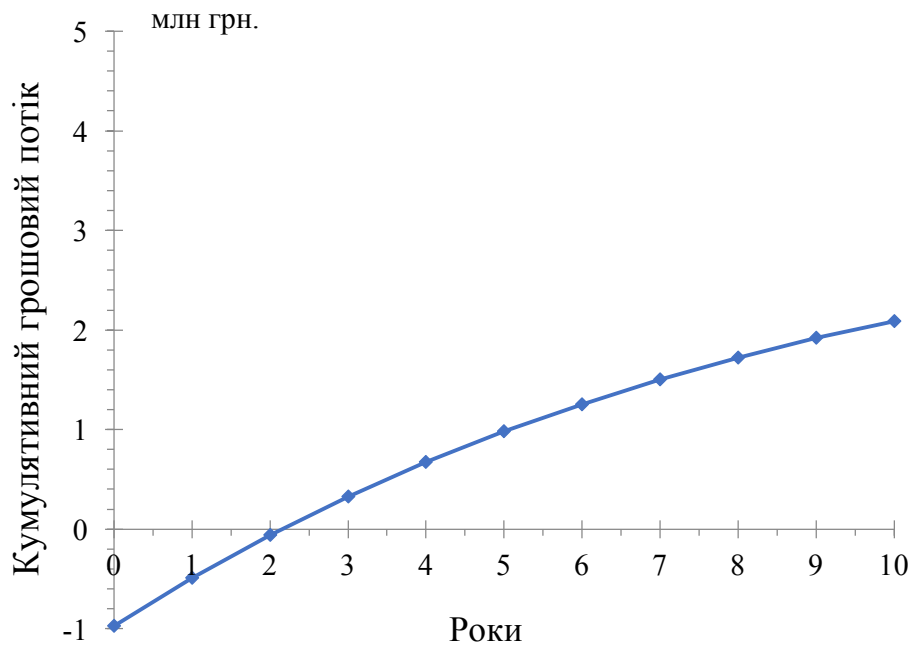


Рисунок 3.6 - Дисконтований термін окупності проекту

Розраховуємо дисконтований термін окупності за формулою:

$$PBP = 2 + \frac{-0,062 \cdot (3 - 2)}{-0,062 - 0,325} = 2,016 \text{ року.}$$

Розраховуємо індекс доходності:

$$PI = \frac{2,099}{0,975} = 2,153.$$

Як бачимо з розрахунків, *NPV* проекту за життєвий цикл 10 років складає 2,099 млн грн. Значення дисконтованого терміну окупності 2,016 рік, що обумовлене втрачанням грошей своєї вартості у часі. Визначена внутрішня

норма рентабельності складає 52,1 %, що більше за ставку дисконту для проектів з підвищення енергоефективності [32].

Результати проведених розрахунків свідчать про економічну доцільність запропонованих рішень щодо проекту.

Показники економічної ефективності запропонованих енергозберігаючих заходів представлені в таблиці 3.14

Таблиця 3.14 - Показники економічної ефективності запропонованих енергозберігаючих заходів

Енерго зберігаючий захід	Чиста приведена вартість, млн грн.	Індекс доходності	Дисконтований термін окупності, рік
Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70)	34,088	9,95	0,667
Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70)	88,5	58,12	0,116
Заміна підживлювального насоса	3,827	4,01	0,233
Заміна підживлювального насоса з установкою частотного перетворювача	0,796	3,4	1,983
Установка частотних перетворювачів на вентилятор котла КВГМ- 100	4,63	6,45	1,019
Установка частотних перетворювачів на димотяг котла КВГМ- 100	2,099	3,15	2,016

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Оскільки тема дипломного проекту – «Аналіз шляхів підвищення ефективності енергоспоживаючого обладнання Северодонецької ТЕЦ», не пов'язана з виробництвом, а передбачає проведення досліджень та розрахунків у приміщенні дослідницького центру обладнаному персональними комп'ютерами (далі ПК) з візуальними дисплейними терміналами (далі ВДТ), тому нижче розглянемо заходи по забезпеченню безпеки, виробничої санітарії, гігієни праці і пожежної безпеки для приміщення обладнаного ПК з ВДТ, у відповідності з методичними вказівками.

### 4.1 Аналіз потенційних небезпек

На основі аналізу роботи існуючого обладнання і технологічних процесів у приміщенні дослідницького центру обладнаному ПК з ВДТ, згідно ГОСТ 12.0.003-74 (1999) «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», виявлені наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, здатні привести до травм або ушкодження здоров'я працівників:

- оскільки приміщення обладнане електротехнічними приладами та пристроями, тому, у разі порушення ізоляції, умов експлуатації або необережного поводження осіб, що працюють з комп'ютерами існує можливість ураження електричним струмом, тобто отримання електротравм та опіків різного ступеню важкості;

- порушення основних вимог до ергономічних характеристик моніторів, такі як: блимання зображення, відсутність можливості регулювання яскравості та контрастності або наявності на екрани відблисків і відбиття приводить до підвищеної стомлюваності тобто може негативно позначитися на здоров'ї осіб, що працюють з комп'ютерами;

- незадовільні технічні характеристики моніторів або неправильне його встановлення, можуть негативно вплинути на зір та на здоров'я загалом;

- оскільки робота користувача ПК вимагає тривалого статичного напруження м'язів спини, шиї, рук і ніг тому не раціональна або неправильна конструкція, організація та обладнання комп'ютеризованого робочого місця не забезпечує правильного та комфортного положення при роботі за комп'ютером, що може привести до швидкої втоми, а як наслідок до помилок, зниженню працездатності та кістково-м'язовим порушенням;

- відсутність або недолік природнього світла, недостатня освітленість робочої зони, підвищена яскравість світла, знижена контрастність, пряма й відбита блискочість та підвищена пульсація світлового потоку у наслідок помилок у розрахунках освітленості, неправильної або нераціональної організації освітлення приміщення та робочих місць, а також недотримання вимог до специфіки світлотехнічного обладнання комп'ютеризованих робочих місць може призвести до помилок, зниженню працездатності, а також може бути причиною порушення зору осіб, що працюють з комп'ютерами;

- коротке замикання у електричному колі, при невідповідності ступеня захисту оболонки (ізоляції) обладнання що експлуатується в приміщенні класу пожежанебезпечної зони приміщення або механічних ушкодженнях ізоляції провідників може привести до виникнення пожежі, а це може бути причиною термічних опіків осіб, що працюють в приміщенні;

- відсутність або неправильний вибір типу та необхідної кількості первинних засобів гасіння пожеж (вогнегасників) у результаті помилок у розрахунках, може стати причиною поширення пожежі, а як наслідок причиною термічних опіків різного ступеню важкості.

Також необхідно враховувати, що той самий небезпечний і шкідливий виробничий фактор по природі своєї дії може ставитися одночасно до різних перерахованих вище груп.

## 4.2 Заходи з охорони праці

Приміщення, у якому здійснюються заходи пов'язані із підвищенням енергоефективності енергоспоживаючого обладнання ТЕЦ, є спеціалізованим приміщенням дослідницького центру яке обладнане ПК з ВДТ.

Приміщення спроектоване та обладнане відповідно до вимог ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний», ДСанПіН 3.3.2.007-98 «Державні стандартні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин», «Правил улаштування електроустановок» (далі «ПУЕ»), НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ГОСТ 12.2.007.0-75\* (2001) «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні» та буде використовуватися згідно вимог НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок» (далі «ПБЕЕ»), НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (далі «ПБЕЕС») та НПАОП 0.00-1.28-10 «Правила охорони праці під час експлуатації електронно-обчислювальних машин».

У приміщенні обладнане дванадцять комп'ютеризованих робочих місця з ВДТ, до складу яких входить дванадцять рідкокристалічних монітора Samsung SyncMaster931с, офісні меблі та стенди. Покриття підлоги – паркет. Живлення електроустаткування приміщення здійснюється від мережі змінного струму напругою 220 В і частотою 50 Гц.

Згідно «ПУЕ» електрообладнання приміщення обладнаного ПК з ВДТ характеризується як електроустановки до 1 кВ, тому для забезпечення безпеки персоналу відповідно до вимог п. 1.7 «ПУЕ» все електрообладнання заземлене. Величина опору контуру захисного заземлення, у будь-яку пору року, не перевищує – 4 Ом.

Відповідно до вимог розділу «Мінімальні вимоги з охорони праці», директиви ЕС 90/270 ЕЕС виконано такі п'ять основних вимог до моніторів, які жорстко регламентують безпечні умови роботи і захист здоров'я осіб, що працюють з комп'ютерами:

- символи на екрані чіткі і добре розрізняються;
- зображення позбавлене блимання;
- яскравість та / або контрастність легко регулюються;
- екрани вільні від відблисків і відбиття;
- випромінювання знижені до надзвичайно малих рівнів.

Також врахований такий важливий чинник загальної ергономіки монітора, як можливість його регулювання.

Розташування робочих місць з ПК у приміщенні виконано згідно вимог ДСанПіН 3.3.2.007-98 «Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин». Розміри приміщення:  $7,5 \times 10 \times 3,2$  м., тобто площа –  $75 \text{ м}^2$ , об'єм –  $240 \text{ м}^3$ , з урахуванням розміщення в ньому дванадцяти комп'ютеризованих робочих місць, відповідають нормативним вимогам. Оскільки на одне комп'ютеризоване робоче місце доводиться більше  $6 \text{ м}^2$  площі й  $20 \text{ м}^3$  об'єму приміщення. Покриття підлоги є матовим з коефіцієнтом відбиття  $0,3-0,5$ . Поверхня підлоги є рівною, неслизькою, з антистатичними властивостями. Для внутрішнього оздоблення приміщень з ПК використані дифузно-відбивні матеріали з коефіцієнтами відбиття для стелі  $0,7-0,8$ ; для стін  $0,5-0,6$ . Обладнання та організація робочих місць користувачів ПК, забезпечують відповідність конструкцій всіх елементів робочого місця та їх взаємного розташування ергономічним вимогам з урахуванням характеру і особливостей трудової діяльності відповідно до ДСанПіН 3.3.2.007-98 «Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин».

При розташуванні елементів робочого місця користувача ПК були враховані: робоча поза користувача; простір для розміщення користувача;

можливість огляду елементів робочого місця; можливість ведення записів, розміщення документації і матеріалів, які використовуються користувачем.

Конструкція робочого місця користувача ПК забезпечує підтримання оптимальної робочої пози. Робочі місця з ПК розташовані відносно вікон, щоб природне світло падало збоку переважно зліва. Висота робочої поверхні столу з ПК регулюється в межах 680-800 мм, а ширина і глибина – забезпечує можливість виконання операцій у зоні досяжності моторного поля (рекомендовані розміри: ширина – 600-1400 мм, глибина – 800-1000 мм). Робочий стіл має простір для ніг висотою 600 мм, шириною – 500 мм, глибиною (на рівні колін) – 450 мм, на рівні простягнутої ноги – 650 мм. Поверхня сидіння і спинки стільця напівм'яка з нековзним повітронепроникним покриттям, що легко чиститься і не електризується.

Також враховані розміри меблів на комп'ютеризованих робочих місцях. Згідно вимог НПАОП 0.00-1.28-10 «Правила охорони праці під час експлуатації електронно-обчислювальних машин» передбачені наступні рекомендовані розміри стола для робочого місця з ВДТ: висота – 725 мм, ширина – 1200 мм, глибина – 800 мм.

З метою покращення умов зорової роботи, комп'ютеризовані робочі місця розміщені рядами уздовж стіни з вікнами, що виключає дзеркальне віддзеркалення на екранах ВДТ джерел природного світла та їх попадання в поле зору операторів.

У приміщенні обладнаному ПК з ВДТ, згідно ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення» передбачене природне та штучне освітлення.

Природне освітлення здійснено через світлові прорізи, які орієнтовані на південь і забезпечують коефіцієнт природної освітленості (КПО) не нижче 1,5 %. Для захисту від прямих сонячних променів, які створюють прямі та відбиті відблиски на поверхні екранів і клавіатури, передбачено сонцезахисні пристрої, на вікнах встановлені жалюзі.

Штучне освітлення приміщення, здійснено системою загального рівномірного освітлення. Значення освітленості на поверхні робочого столу в зоні розміщення документів становить 300-500 лк. Як джерела штучного освітлення приміщення застосовано люмінесцентні лампи типу ЛБ. Яскравість світильників загального освітлення в зоні кутів випромінювання від  $50^\circ$  до  $90^\circ$  з вертикаллю в поздовжній та поперечній площинах становить не більше ніж  $200 \text{ кд/м}^2$ , захисний кут світильників – не менше ніж  $40^\circ$ . Показник осліпленості для джерел загального штучного освітлення приміщення не перевищує 20, а показник дискомфорту, відповідно 40. У приміщенні обладнаному ПК з ВДТ передбачено обмеження прямих відблисків від джерел природного та штучного освітлення та обмеження відбитих відблисків на робочих поверхнях (екран, стіл, клавіатура). Яскравість світлових поверхонь (вікна, джерела штучного освітлення тощо), що розташовані в полі зору, не перевищує  $200 \text{ кд/м}^2$ . Яскравість відблисків на екрані ПК не перевищує  $40 \text{ кд/м}^2$ , а яскравість стелі при застосуванні системи відбитого освітлення не перевищує  $200 \text{ кд/м}^2$ . Захистом від прямих відблисків є зниження яскравості видимої частини джерел світла шляхом застосування спеціальних розсіювачів, відбивачів та інших світлозахисних пристроїв, а також правильне розміщення робочих місць відносно джерел світла; від відбитих відблисків – правильне розміщення предметів, використання матових поверхонь предметів у приміщенні.

#### 4.3 Заходи з пожежної безпеки

Заходи з пожежної безпеки для приміщення обладнаного ПК з ВДТ, розроблені відповідно до вимог НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні».

Виходячи з аналізу речовин та матеріалів, які використовуються при роботі у приміщенні обладнаному ПК з ВДТ, відповідно до вимог ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень, будинків та



зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною безпекою», воно належить до виробництв категорії «Д» з пожежної безпеки – простір у приміщенні, у якому знаходяться тверді горючі речовини та матеріали.

Оскільки приміщення яке обладнане ПК з ВДТ належить до виробництва категорії «Д» з пожежної безпеки, тому відповідно до ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги» воно має II ступінь вогнестійкості.

Згідно ДБН В.2.5-56:2014 «Системи протипожежного захисту», у приміщенні обладнаному ПК з ВДТ встановлена система пожежної й охоронної сигналізації «Сигнал-ВК6». Яка забезпечує виявлення теплових і димових ознак пожежі і місця виникнення пожежі з точністю до місця розміщення датчика.

Оскільки приміщення обладнане ПК з ВДТ має площу 75 м<sup>2</sup>, та належить до категорії «Д» з пожежної безпеки тому відповідно до вимог розділу «Типові норми належності вогнегасників» ДСТУ 4297:2004 «Пожежна техніка. Технічне обслуговування вогнегасників. Загальні технічні вимоги» для гасіння електроустановок, що знаходяться під напругою, передбачені вуглекислотні вогнегасники типу ВВК-3,5 у кількості 4 штук (з розрахунку один вогнегасник на 20 м<sup>2</sup> площі приміщення). Відстань між вогнегасниками та місцями можливих загорянь не перевищує 10 м.

Передбачений для приміщення дослідницького центру обладнаного персональними комп'ютерами з візуальними дисплейними терміналами комплекс заходів по забезпеченню безпеки, виробничої санітарії, гігієни праці і пожежної безпеки забезпечують безпечні та комфортні умови праці персоналу [33].

## ВИСНОВКИ

Розвиток міста неможливий без впровадження проектів з підвищення енергоефективності у житлово-комунальному секторі, зокрема проектів спрямованих на модернізацію та підвищення ефективності використання енергоресурсів на водогрійних та опалювальних котельнях.

В роботі проведений енергетичний аудит підприємства та встановлено, основними необхідними ресурсами для вироблення теплової енергії є природний газ, електрична енергія, вода.

Підприємство сформувалося в період, коли ціни на енергоносії були низькими, устаткування вибиралося з урахуванням перспективи підключення додаткових навантажень будинків, що знову будуються, але у зв'язку з тим, що намітилася стійка тенденція по зниженню підключених теплових навантажень споживачів із-за неплатежів і відключення окремих споживачів, частина електроприводного устаткування працює за межами паспортної робочої зони, що призводить до непродуктивний витрата електроенергії.

Усі заходи в системі тепlopостачання і теплоспоживання повинне прийматися тільки в комплексі: в житлових домах проводити балансування системи опалювання, організувати роботи по утеплення (заміні) дверей і вікон під'їздів, реконструювати котельню і теплові мережі.

Пропоновані для розгляду заходи спрямовані на підвищення надійності роботи усієї системи тепlopостачання, економії паливно-енергетичних ресурсів, зниження собівартості виробництва теплової енергії. Усі перераховані чинники вказують на можливість енергозбереження.

Пропонується заміна мережевих насосів (при температурному графіку 95/70 °C). Енергозберігаючий захід - замінити три насоси 14Д-6 на два насоси марки Д 200-100-2. Економія за опалювальний період 5,2 млн грн. Термін окупності 0,6 року.

Заміна мережевих насосів (при температурному графіку 105/70 °C). Енергозберігаючий захід - пропонуємо замінити три насоси 14Д-6 на два

насоси Д1250-65 і один насос Д800-57. Економія за опалювальний період 18 млн грн. Термін окупності 0,08 року.

Заміна підживлювального насоса. Енергозберігаючий захід - пропонуємо замінити насос 200Д-60 на насос Д200-36 (з обрізком а). Економія за опалювальний період 826 тис. грн. Термін окупності 0,2 року.

Заміна підживлювального насоса з частотним перетворювачем. Енергозберігаючий захід - електродвигун оснастити частотним перетворювачем фірми Hitachi марки SJ700D - 150hfe2. Економія за опалювальний період 295 тис. грн. Термін окупності 1,1 року.

Установка частотних перетворювачів на вентилятори і димотяги котла КВГМ- 100 №1. Економія за опалювальний період 1,43 млн грн. Термін окупності 1,2 року.

Ефективність проведення енергозберігаючих заходів на ТЕЦ підтверджено техніко економічними розрахунками. Впровадження енергозберігаючих заходів дозволяє забезпечити економію на ТЕЦ близько 25,751 млн грн/рік. Підвищення тарифів на енергоносії призведе до загострення проблем енергозбереження та актуальності заходів з підвищення енергоефективності, економічний ефект від впровадження заходів буде збільшуватися з ростом тарифів, а термін окупності заходів зменшуватися.

Проведений комплекс розрахунків показує, що проект з підвищення енергоефективності ТЕЦ може бути втілений при наявності коштів та проведенні додаткових консультацій з фахівцями підприємства та інших сторонніх організацій, залучених до проекту.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

- 1 Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько- побутові потреби в Україні КТМ 204 Україна 244-94.
- 2 Сєверодонецька теплоелектроцентрально [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: [http://sdtec.lg.ua/?page\\_id=771](http://sdtec.lg.ua/?page_id=771) (дата звернення 04.03.2019) – Назва з екрана.
- 3 Ільїн С.В. Джерела теплопостачання промислових підприємств: навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА на пряму підготовки 6.050601 «Теплоенергетика»/ Ільїн С.В.; за поріз. держ. інж. акад.- Запоріжжя: ЗДІА, 2014. -190 с.
- 4 ДСТУ 4713:2008 Енергетичний аудит промислових підприємств Чинний від 01.03.2007 :Держстандарт України, 2007. – 10 с.
- 5 Шпильрайн Э.Э. К вопросу о термодинамике получения низкопотенциального тепла // Теплоэнергетика. – 1998. – № 9. – С. 20–23.
- 6 Андрущенко А. И., Семенов Б.А. Система показателей для оценки топливной эффективности эксплуатационных режимов ТЭЦ //Промышленная энергетика. – 2005. – № 12. – С. 2–7.
- 7 Ионин А. А., Хлыбов Б. М., Братенков В. Н., Терлецкая Е. Н.. Теплоснабжение. – М.: Стройиздат, 1982. – 336 с.
- 8 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов - К.: Энергоиздат, 1982. – 472 с.- ISBN 5-7046-0703-9.
- 9 Єнін П. М Теплопостачання./ П. М. Єнін, Н. А. Швачко - Чинний від 10.08.2007.- К.:Держстандарт України, 2007. – 244 с.
- 10 Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.И. Соловей, В.В. Прокопенко и др. - К.: ИЕЕ НТУУ «КПИ», 2001. – 472 с.
- 11 Ламакин Г.Н. Основы менеджмента в электроэнергетике: [учебное пособие] / Г.Н. Ломакин. - [1-е изд.]. – Тверь: ТГТУ,2006. – 208 с.ДБН В.2.5-67:2013.
- 12 Опалення, вентиляція та кондиці. - Чинний від 01.01.2014.-К.:Державні будівельні норми України, 2013. – 147 с.
- 13 Вентиляція в котельні [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <http://montagnik.com/tehnika/6294-ventilazija-v-kotelni.html> (дата звернення 12.07.19) – Назва з екрана.

- 14 Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию [Текст]: Загальна пояснювальна записка /: И.В. Беляйкина, В.П. Витальев, Н.К. Громов и др. – М., Энергоатомиздат 1988 – 376 с.
- 15 ДСТУ 4472:2005 Энергобережения. Системы энергетического менеджменту.
- 16 ДСТУ ISO 50001 : 2014 «Системы энергетического менеджменту».
- 17 ДСТУ 2155-93 Энергобережения. Методы визначення економічної ефективності заходів з енергобереження.
- 18 Энергоаудит предприятий централизованного теплоснабжения [Электронный ресурс]: [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <http://optimenergo.org/> (дата звернення 12.08.19) – Назва з екрана.
- 19 Пырков В. В. Современные тепловые пункты. [Текст]: Загальна пояснювальна записка /: Автоматика и регулирование.– К.: ІІ ДП «Такі справи», 2007.– 252 с.: ил. ISBN 966-7208-35-4
- 20 Київські електромережі [Электронный ресурс]: [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: [https://dtek-kem.com.ua/ru/shco\\_take\\_energoefektivnist](https://dtek-kem.com.ua/ru/shco_take_energoefektivnist) (дата звернення 18.07.19) – Назва з екрана.
- 21 Экономия тепловой энергии [Электронный ресурс]: [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <http://www.energsovet.ru/stat625.html> (дата звернення 20.07.19) – Назва з екрана.
- 22 Повышение энергоэффективности котельной [Электронный ресурс]: [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-energoeffektivnosti-kotelnoy-putem-utilizatsii-teplovyyh-poter/viewer> (дата звернення 05.09.19) – Назва з екрана.
- 23 Мунябин Л.И., Арефьев Н.Н. К вопросу о методике расчета тепловых потерь при различных вариантах тепловой изоляции // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 4. – С. 35–38.
- 24 GradusPlus.com [Электронный ресурс]: [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <https://gradusplus.com/kotly/obustrojstvo-kotelnoj/ekonomajzer-dlya-kotla-otopleniya/> (дата звернення 09.09.19) – Назва з екрана.
- 25 Хзмалян Д. М. Теория горения и топочные устройства: Учебное пособие для теплоэнергетических спец. вузов / Д. М. Хзмалян, Я. А. Каган; под редакцией Д. М. Хзмаляна. – М.: Энергия, 1982. – 487с.
- 26 Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. –М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80с.

27 Хзмалян Д. М. Теория горения и топочные устройства: Учебное пособие для теплоэнергетических спец. вузов / Д. М. Хзмалян, Я. А. Каган; под редакцией Д. М. Хзмаляна. – М.: Энергия, 1982. – 487с.

28 Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. –М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80с.

29 Эктолайн – Твердотопливные котлы СЕТИК [Электронный ресурс] : [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: [https://ectolain.at.ua/index/tverdotoplivnye\\_kotly\\_avtomaty\\_ploskim\\_teploobmennikom\\_cetik\\_eko\\_s/0-15](https://ectolain.at.ua/index/tverdotoplivnye_kotly_avtomaty_ploskim_teploobmennikom_cetik_eko_s/0-15) (дата звернення 11.09.19) – Назва з екрана.

30 ТЕТА ИНСТАЛЛ [Электронный ресурс] : [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <https://tetainstall.com.ua/p124489089-kotel-tverdotoplivnyj-cetik.html> (дата звернення 11.09.19) – Назва з екрана.

31 Kotlotech.ru – журнал о котельном оборудовании [Электронный ресурс] : [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: <https://kotlotech.ru/chto-takoe-deaerator-v-kotelnoj/> (дата звернення 12.09.19) – Назва з екрана.

32 Масленникова, В. Н. Дифференциальные уравнения в частных производных [Текст]: Загальна пояснювальна записка / В. Н. Масленникова, М.; Машгиз, 1997.Ривкин С.Л., Александров А.А.

33 Інструкція з охорони праці для оператора котельні [Электронный ресурс] : [Веб-сайт]. – Электронні дані. – Режим доступу: \www/ URL: [http://pokrschool1.ucoz.ua/load/dokumenty/instrukcija\\_z\\_okhoroni\\_praci\\_operatora\\_kotelni/2-1-0-751](http://pokrschool1.ucoz.ua/load/dokumenty/instrukcija_z_okhoroni_praci_operatora_kotelni/2-1-0-751)(дата звернення 28.10.19) – Назва з екрана.