

Додаток 1
до Порядку розроблення, погодження,
затвердження та виконання
інвестиційних програм суб'єктів
господарювання у сфері теплопостачання

СХВАЛЕНО

Постанова Національної комісії,
що здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та комунальних послуг

від _____ N _____

М. П. _____

ЗАТВЕРДЖЕНО

Голова правління
ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО
ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

_____ В.М. Геращенко
(підпис)
« » 2019 року

ПОГОДЖЕНО

Рішення _____

(найменування органу місцевого самоврядування)

від _____ N _____

М. П. _____

ІНВЕСТИЦІЙНА ПРОГРАМА
ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

на 2019 рік

у сфері теплопостачання

Додаток 2
до Порядку розроблення, погодження,
затвердження та виконання
інвестиційних програм суб'єктів
господарування у сфері теплостачання

ІНФОРМАЦІЙНА КАРТКА
ліцензіата до інвестиційної програми
на 2019 рік

ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГІО»

1. Загальна інформація про ліцензіата

Найменування ліцензіата	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГІО»
Рік заснування	1968
Форма власності	Приватна
Місце знаходження	м. Черніїв, вул. Ремісника, 55-б
Код за ЄДРНОУ	03357671
Прізвище, ім'я, по батькові посадової особи ліцензіата, посада	Герашенко Віктор Михайлович Голова правління
Тел., факс, e-mail	0462-77-43-24, email. office.otke@ukr.net
Ліцензія на виробництво теплової енергії (крім діяльності з виробництва теплової енергії на електроцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлювальних джерел енергії) (№, дата видачі, термін дії)	№ 597469 серія АВ від 22.06.2012, строк дії з 23.06.12
Ліцензія на транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільними) мережами (№, дата видачі, термін дії)	№ 597470 серія АВ від 22.06.2012, строк дії з 23.06.12
Ліцензія на постачання теплової енергії (№, дата видачі, термін дії)	№ 597471 серія АВ від 22.06.2012, строк дії з 23.06.12
Ліцензія на виробництво теплової енергії на теплоселектроцентралях, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлювальних джерел енергії (№, дата видачі, термін дії)	№ 617877 серія АВ від 24.05.2012, строк дії з 17.05.12
Статутний капітал ліцензіата, тис. грн	757,50
Балансова вартість активів, тис. грн	377 108,00
Амортизаційні відрахування за останній звітний період, тис. грн	25 782,92
Задоргованість зі сплати податків, зборів (обов'язкових платежів), тис. грн	3 346,00

2. Загальна інформація про інвестиційну програму

Цілі інвестиційної програми	Економія природного газу та електричної енергії, зменшення викидів шкідливих речовин в навколишнє середовище. Підвищення ефективності і надійності функціонування теплових мереж. Забезпечення якісного надання послуг з ЦО та ГВП споживачам міста.
Строк реалізації інвестиційної програми	2019 рік
На якому етапі реалізації заходів, зазначених в інвестиційній програмі, знаходиться ліцензіат (для довгострокових програм)	Розроблена кошторисна та проектно-кошторисна документація Виконана експертиза проектно-кошторисної документації.

3. Відомості про інвестиції за інвестиційною програмою

Загальний обсяг інвестицій, тис. грн:	25 782,92
власні кошти	25 782,92
позичкові кошти	0,00
залучені кошти	0,00
бюджетні кошти	0,00
Напрямки використання інвестицій (у % від загального обсягу інвестицій)	
заходи зі зменшення питомих витрат, а також втрат ресурсів	100 %
заходи щодо забезпечення технологічного та/або комерційного обліку ресурсів (з урахуванням вимог Закону України «Про комерційний облік теплоти енергії та теплоносій»)»	0,00 %
інші заходи	0,00 %

Голова правління АТ «ОТКЕ»

В.М. Герашенко

МП

Додаток 4

до Порядку розрахунку тарифів на передачу електричної енергії в межах розподільчої мережі та на передачу електричної енергії в межах розподільчої мережі

ПІСЬОУБЕДІНО

За ПЕРИОДАМИ

Голова Правління АТ "ОТЭКУ"

В.М. Герцацько

від " " 2019 року

2019 року

МШ

**ФІНАНСОВИЙ ПЛАН
визначення коштів для виконання інвестиційної програми та їх урахування у структурі тарифів на 12 місяців
ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "ОБ'ЄДНАННЯ ПОВІТРЯНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПАНІЙ УКРАЇНИ"**

№ п/п	Найменування зобов'язань і витрат	Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою	Розрахунок витрат на виконання інвестиційної програми				Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою			Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою	Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою	Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою	Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою	Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою	Відомості про суб'єктів господарювання, які виконують роботи, виконання яких передбачено інвестиційною програмою				
			квартал	півріччя	рік	всього за період	І	II	III							IV	I	II	III
1	5	4 000	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000	10 000	11 000	12 000	13 000	14 000	15 000	16 000	17 000	18 000			
1.1	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	7 500,00	8 000,00	8 500,00	9 000,00	9 500,00	10 000,00	10 500,00	11 000,00	11 500,00	12 000,00	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00		
1.1.1	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	7 500,00	8 000,00	8 500,00	9 000,00	9 500,00	10 000,00	10 500,00	11 000,00	11 500,00	12 000,00	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00		
1.1.2	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	8 500,00	9 000,00	9 500,00	10 000,00	10 500,00	11 000,00	11 500,00	12 000,00	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00	15 000,00	15 500,00		
1.1.3	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	9 500,00	10 000,00	10 500,00	11 000,00	11 500,00	12 000,00	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00	15 000,00	15 500,00	16 000,00	16 500,00		
1.1.4	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	10 500,00	11 000,00	11 500,00	12 000,00	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00	15 000,00	15 500,00	16 000,00	16 500,00	17 000,00	17 500,00		
1.1.5	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	11 500,00	12 000,00	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00	15 000,00	15 500,00	16 000,00	16 500,00	17 000,00	17 500,00	18 000,00	18 500,00		
1.1.6	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	12 500,00	13 000,00	13 500,00	14 000,00	14 500,00	15 000,00	15 500,00	16 000,00	16 500,00	17 000,00	17 500,00	18 000,00	18 500,00	19 000,00	19 500,00		
1.1.7	Розміщення капіталу, зокрема, з метою залучення коштів на виконання інвестиційної програми	100%	13 500,00	14 000,00	14 500,00	15 000,00	15 500,00	16 000,00	16 500,00	17 000,00	17 500,00	18 000,00	18 500,00	19 000,00	19 500,00	20 000,00	20 500,00		

Sl. No.	Particulars	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	0%	Actual
1.01	Property tax and other outgoes received as per Statement of Assets & Liabilities	1.00	4000	9.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.02	Financial assets (current investments) including Government Securities - Govt. Bonds	1.00	4000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.03	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	10000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.04	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	4000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.05	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	11000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.06	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	9000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.07	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	4000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.08	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	11000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.09	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.10	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	2000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total													
1.11	Financial assets (long-term investments) including Govt. Securities - Govt. Bonds	1.00	20000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total													
2.01	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.02	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.03	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.04	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.05	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.06	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.07	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.08	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.09	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.10	Equity Instruments (including preference shares)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total													
3.01	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.02	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.03	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.04	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.05	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.06	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.07	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.08	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.09	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.10	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total													
4.01	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.02	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.03	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.04	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.05	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.06	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.07	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.08	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.09	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.10	Financial liabilities (including bank loans)	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total													

Approved on behalf of the Board of Directors
Date: 28/03/2024

Chairman
Name: Mr. X
Address: Y

Managing Director
Name: Mr. Z
Address: Y



ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО

«ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО»

14000, м. Чернігів, вул. Ремісничка, 556
Тел. (0462) 77-43-24, 4-42-44, Факс (0462) 77-43-24,
email: office.otke@ukr.net, info@teplo.cn.ua
код підприємства 03357671

№ 500 від «04» березня 2019 р.

Додаток
до інвестиційної програми
АТ «ОТКЕ» на 2019 рік

Пояснювальна записка до інвестиційної програми ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» на 2019 рік

І. ІНФОРМАЦІЯ ПРО ПІДПРИЄМСТВО

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» (далі – Товариство) створено згідно з наказом Регіонального відділення Фонду Державного майна України по Чернігівській області від 18.07.95 №368 шляхом перетворення державного комунального підприємства теплових мереж «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» у відкрите акціонерне товариство відповідно до Декрету КМУ від 20.05.93 №57/93 “Про приватизацію цілісних майнових комплексів державних підприємств та їх структурних підрозділів, зданих в оренду”.

Товариство зареєстровано як суб’єкт підприємницької діяльності 25.07.95р. Розпорядженням виконкому Чернігівської ради народних депутатів (Рішення №220-р), номер запису у Єдиному державному реєстрі – 1 064 120 0000 001350 .

Товариство є правонаступником майна, майнових прав та обов’язків ВІДКРИТОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» та Державного комунального підприємства теплових мереж «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО».

Основним видом діяльності є виробництво теплової енергії згідно ліцензії серії АВ № 597469, транспортування її магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами згідно ліцензії серії АВ № 597470 та постачання теплової енергії згідно ліцензії серії АВ № 597471, виданих Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг 22 червня 2012 р.

ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» (далі – АТ «ОТКЕ») орендує і має у своїй власності 93 котельні (38 з них розташовані у м. Чернігові та 55 у районах області) загальною потужністю 593,17 Гкал/год, 48 центральних теплових пунктів, 7 індивідуальних теплових пункти та 225,943 км (в двох трубному обчисленні) теплових мереж з яких 171,14 км відпрацювали свій нормативний строк експлуатації (експлуатуються понад

20 років). Вид палива – природний газ та пеллети. Резервне паливо не передбачене проектами котелень, окрім котелень, що працюють на пеллетах, там резервний вид палива – природний газ.

2. ТЕХНІЧНИЙ СТАН ОБ'ЄКТІВ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Теплопостачання - одна з підгалузей житлово-комунального господарства є найбільш енергоємною та затратною. В умовах стрімкого росту цін, в першу чергу на природний газ та електроенергію, проблема кардинального реформування теплоснабжен生ки, особливо технічного переозброєння, стає питанням державного стратегічного значення.

Мета діяльності ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» полягає у покращенні якості надання послуг з централізованого теплопостачання мешканцям міста та районів області, економії енергоресурсів та недопущення їх перевитрат. Досягнення цього можливе шляхом підвищення якості експлуатації та технічного обслуговування основних засобів, впровадження нових технологій по виробництву та транспортуванню теплової енергії, а також поліпшення роботи в таких сферах як фінансовий менеджмент, формування тарифів, бухгалтерський облік, нарахування плати за послуги та збір платежів від споживачів.

Щоденне ощадливе споживання енергетичних ресурсів лише за рахунок втілення енергозберігаючих технологій дає змогу підприємству заощаджувати десятки тисяч гривень, зберігаючи при цьому високу якість послуг, що надаються населенню та іншим споживачам теплової енергії.

Впровадження запланованих заходів на об'єктах підприємства дозволять досягти економії паливно-енергетичних ресурсів та заощадження їх споживання в житлових будинках, бюджетних установах та організаціях.

В більшості котельнях, де встановлені котли НІСТУ-5, встановлена газова автоматика АГК-2у, яка давно застаріла і не випускається як на підприємствах України так і в країнах СНД. Тому існує гостра необхідність в реконструкції даних котелень, де встановлені такі котли.

За період з 2007 року на підприємстві за власні кошти було виконано ряд робіт по енергозбереженню, а саме:

- Реконструйовані 16 котелень з котлами НІСТУ-5. На даних об'єктах старі котли замінені на нові виробництва Riello (Італія), та виконаний весь комплекс робіт по заміні іншого обладнання на сучасне;

- На 7 котельнях середнього тиску встановлені 15 утилізаторів тепла димових газів, що дозволило підняти ККД котлів на 4-6%;

- Крім того на котельнях середнього тиску на всі групи вентилятор-димосос встановлене частотне регулювання, що призводить до економії 8-10% електроенергії на котельнях;

- Відповідно до графіків виконуються налагоджувальні роботи на котлах та теплових мережах.

3. ОПИС ЗАХОДІВ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРОГРАМИ

Основними цілями інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2019 рік є економія природного газу та електричної енергії за рахунок заміни застарілих котлів на нові сучасні котли з високим ККД; заміни груп мережевих та рециркуляційних насосів з встановленням частотного регулювання роботи приводів насосів; встановлення частотного регулювання теплоносія на виході з котельні, впровадження автоматичної системи контролю технологічним процесом та підвищення якості та надійності надання послуг кінцевим споживачам за рахунок заміни зношених ділянок магістральних теплових мереж.

3.1. Обґрунтування впровадження заходів інвестиційної програми

Вибір заходів, що були включені до ПІ, ґрунтувався в першу чергу відповідно до заходів, які включені до Стратегічної Програми розвитку цілісного майнового комплексу об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепловентиляційні вузли та мережі) на 2014-2022 роки *(Копія рішення про схвалення Стратегічної Програми розвитку цілісного майнового комплексу об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, тепловентиляційні вузли та мережі) на 2014-2022 роки та копія зведеного плану заходів з модернізації та реконструкції обладнання комунального майна територіальної громади м. Чернігова, яке орендується ПАТ «Об'єднання теплокомуненерго» на період з 2014 року до 2022 року додається).*

Виконання заходів, що включені до інвестиційної програми, дозволить значно зменшити об'єми споживання природного газу та електричної енергії, призведуть до зменшення експлуатаційних витрат на обслуговування обладнання та підвищення рівня технологічної безпеки на об'єктах теплопостачання.

3.2. Заходи інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2019 рік.

3.2.1. Реконструкція існуючої котельні без зміни зовнішніх геометричних параметрів по вул. Староказарменна ділянка, 136 в м. Чернігові.

Реалізація заходу дозволить виконати заміну морально та технічно застарілих котлів НІСТУ-5 з автоматикою АГК-2у на сучасні котли WIESBERG steel 2050 з газовими пальниками ТВГ260 ME, впровадити частотне регулювання роботи електроприводів насосних агрегатів, яке в свою чергу дозволить не тільки істотно заощадити споживану енергію, але й отримати економічний ефект за рахунок підвищення коефіцієнта корисної дії самих насосів і так само значно зменшити й експлуатаційні витрати, пов'язані з їх технічним обслуговуванням. Також буде реалізована диспетчеризація роботи котельні, з постійним цілодобовим перебуванням обслуговуючого персоналу та аварійних бригад, оснащених необхідним обладнанням та транспортними засобами на спеціальному пункті, для роботи котельні в автономному режимі.

Проведення реконструкції котельні в повному обсязі дозволить щорічно економити 71,81 тис.м³ природного газу, 31 570,00 кВт*год електричної енергії та 706,94 тис. грн. за рахунок економії фонду заробітної плати, при цьому економічний ефект від впровадження заходу становитиме 2 040,24 тис. грн. Термін окупності заходу – 3,83 роки.

3.2.2 - 3.2.3. Реконструкція центральних теплових пунктів (ЦТП) без зміни зовнішніх геометричних параметрів по вул. Рокоссовського, 28а та Рокоссовського, 32а в м. Чернігові.

Виконання даних заходів зумовлене необхідністю заміни старого зношеного та енерго-неефективного обладнання на сучасні теплообмінні апарати та насоси з частотних регулюванням. Для компенсації тепловтрат в системах опалення та підтримання постійної температури в контурі ГВП передбачається встановлення погодозалежної системи регулювання. Також передбачено реалізацію систем диспетчеризації з виведенням сигналів на диспетчерський пункт.

Впровадження даних заходів дозволить щорічно економити 329,27 тис.м³ природного газу, 49 025,93 кВт*год електричної енергії та 52,32 тис. грн. за рахунок економії фонду заробітної плати, при цьому економічний ефект від впровадження заходу становитиме 3 392,43 тис. грн. Термін окупності заходу – 2,8 роки.

3.2.4 - 3.2.15. Реконструкція систем керування 12-и котелень в м. Чернігові.

Основною метою реалізації впровадження даних заходів є забезпечення роботи котелень без присутності чергового персоналу.

Автоматичне керування технологічним обладнанням буде забезпечувати виконання таких функцій:

- інформування;
- авторегулювання параметрів технологічних процесів;
- технологічний захист;
- дистанційне керування обладнанням;
- попереджувальна та аварійна сигналізація;
- передача сигналів несправності на диспетчерський пункт.

Хоча об'єкт ЦТП по Г.Полуботка, 80а в м. Чернігові і не включений до Стратегічної Програми розвитку цілісного майнового комплексу об'єкти теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, теплопункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022 роки в розрізі впровадження комплексу оперативного-автоматичного упрickління та контролю, необхідність його виконання пов'язана з потребою встановлення додаткового обладнання для забезпечення дистанційного відстеження та керування роботою 11-и котелень.

Впровадження даних заходів дозволить щорічно економити 225,44 тис.м³ природного газу, 103732 кВт*год електричної енергії та 1523,84 тис. грн. за рахунок економії фонду заробітної плати, при цьому економічний ефект від впровадження заходу становитиме 3825,66 тис. грн. Термін окупності заходу – 1,67 роки.

3.2.16. Заміна ділянки магістральної теплової мережі на попередньоізольовані труби по пр-ту Миру від ТК2 до ТК18 в м. Чернігові

Виконання заходів із заміни ділянок магістральної теплової мережі (φ200 – 110 м.п. та φ250 – 580 м.п.) дозволить зменшити кількість їх пошкоджень (аварій), що в свою чергу призведе до зменшення експлуатаційних витрат на обслуговування даних ділянок. Відповідно зменшаться втрати теплової енергії з витокami та через ізоляцію, що в свою чергу дозволить зменшити об'єми споживання природного газу та електричної енергії, необхідної на її виробництво та транспортування.

Фахівцями дефектоскопічної лабораторії АТ «ОТКЕ» було виконано шурфування на 6-ти ділянках даної магістральної теплової мережі. За результатами візуально-оптичного контролю та ультразвукового вимірювання товщини стінок трубопроводу було встановлено, що обстежувані ділянки мають чисельні дефекти (корозія), пошкодження теплової ізоляції, мінімально допустимі товщини стінок трубопроводу, а також за результатами розрахунку на міцність конструктивних елементів трубопроводу встановлено, що напруження в основних елементах трубопроводу перевищує допустимий рівень.

Вибір матеріалу теплоізоляції проводиться з економічного оптимуму сумарних експлуатаційних витрат і капіталовкладень в теплову мережу, супутні конструкції та споруди, з урахуванням обов'язкових вимог, таких як:

- ✓ рівномірна щільність заповнення конструкції трубопроводу теплоізоляційним матеріалом;
- ✓ герметичність оболонки;
- ✓ наявність ОДК;
- ✓ показники температуростійкості повинні знаходитися в заданих межах протягом розрахункового терміну служби;
- ✓ швидкість зовнішньої корозії труб не повинна перевищувати 0,03 мм/рік;
- ✓ стійкість до стирання захисного покриття - на понад 2 мм/25 років.

Впровадження даних заходів дозволить щорічно економити 16,56 тис.м³ природного газу та 26,04 тис. грн. за рахунок економії фонду заробітної плати, при цьому економічний ефект від впровадження заходу становитиме 487,65 тис. грн. Термін окупності заходу – 6,00 років.

Фінансування інвестиційної програми відбуватиметься за рахунок амортизаційних відрахувань.

Розмір фінансування інвестиційної програми АТ «ОТКЕ» на 2019 рік складатиме – 25 782,92 тис. грн. (без ПДВ).

Загальна економія від впровадження заходів інвестиційної програми ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПЛОКОМУНЕНЕРГО» на 2019 рік складе – 643,09 тис.м³ природного газу, 184 328,11 кВт*год електричної енергії та 2 309,14 тис. грн. за рахунок економії ФЗП. Економічний ефект від впровадження заходів складе – 9 169,42 тис. грн. Термін окупності програми – 2,8 роки (34 місяці).

Зростання капіталізації основних фондів в результаті реалізації інвестиційної програми призведе до збільшення амортизаційних відрахувань та витрат на ремонт у складі собівартості теплової енергії. Таким чином собівартість виробництва, транспортування та постачання теплової енергії зменшиться на 0,7% та складе 1 419,07 грн./Гкал (без ПДВ).

Голова правління АТ «ОТКЕ»

В.М. Герашенко

М.П.

ЗВІТНІСТЬ

Узагальнені технічні характеристики об'єктів теплоенергетики (технічний паспорт)

за 2018 рік

Назва	Бухгалтерська
Об'єкт зведеного балансу, який використовується підприємством для виробництва теплової енергії на його території, який є об'єктом енергетичного обліку згідно з технічними умовами, що надані на підставі технічних умов.	Об'єкт енергетичного обліку теплової енергії
Таблиця технічних умов, що містить дані про параметри роботи об'єкта енергетичного обліку, що використовується на території підприємства.	

Форма № 10-ЕКРЕМ-технічний паспорт теплової енергії

№ 000000000

Повна назва підприємства повністю, що містить державну мову українською мовою, і повну назву підприємства в українській мові: КФП «ІТЕ» № 217

Вид енергії	
Тип енергетичного об'єкта: Пабилітас Аудіенсінс Гепарнітас 01-тепловий енергетичний об'єкт	
Код ЄДПР: 4157971	
Місцезнаходження: вулиця Миколая, будинок №96	
Інформація про енергетичний об'єкт: Анотація до технічного паспорта енергетичного об'єкта, який використовується підприємством: Місцевий енергетичний об'єкт	

№ з/п	Найменування енергетичного об'єкта згідно з технічними умовами	Тип енергетичного об'єкта	Вид енергії	Загальна потужність, кВт	Баланс		
					зведеного балансу	виробництва	
						у т.ч. використано	на балансі підприємства
А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	
І. Виробництво теплової енергії							
1. Джерела теплової енергії							
1.1	Загальна кількість котельних, у тому числі:	к	к	к	к	к	
1.1.1	по потужності до 50 кВт	к	к	к	к	к	
1.1.2	по потужності від 50 до 100 кВт	к	к	к	к	к	
1.1.3	по потужності від 100 до 200 кВт	к	к	к	к	к	
1.1.4	по потужності від 200 до 500 кВт	к	к	к	к	к	
1.1.5	до 500 кВт включно, потужності понад 500 кВт включно	к	к	к	к	к	
1.2	Загальна потужність котельних, у тому числі:	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.2.1	по потужності до 50 кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.2.2	по потужності від 50 до 100 кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.2.3	по потужності від 100 до 200 кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.2.4	по потужності від 200 до 500 кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.2.5	до 500 кВт включно, потужності понад 500 кВт включно	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.3	Середня потужність котельні:	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.3.1	у середньому енергетичній	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.3.2	в середньому енергетичній	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.4	Продукція потужності споживачів, у тому числі:						
1.4.1	по величині	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.4.2	по величині енергії	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.4.3	по величині теплової енергії	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.4.4	по величині холодової енергії	кВт	кВт	кВт	кВт	кВт	
1.5	Фактичний річний обсяг використаної кількості теплової енергії, у тому числі:	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
1.5.1	в середньому енергетичній	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
1.5.2	в середньому енергетичній	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
1.5.3	в середньому енергетичній	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
1.5.4	в середньому енергетичній	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
1.5.5	в середньому енергетичній	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
2	Витрати теплової енергії на виробництво теплової енергії, відносно до потужності котельні	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	
3	Витрати електроенергії на виробництво теплової енергії, відносно до потужності котельні	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	
4	Витрати води на виробництво теплової енергії, відносно до потужності котельні	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	кВт·год/кВт	
5	Коефіцієнт	к	к	к	к	к	
5.1	Загальна кількість котельних:	к	к	к	к	к	
5.1.1	на відомої потужності, в тому числі:	к	к	к	к	к	
5.1.1.1	по потужності до 50 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.1.2	по потужності від 50 до 100 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.1.3	по потужності від 100 до 200 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.1.4	по потужності від 200 до 500 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.2	на відомої потужності (енергії), в тому числі:	к	к	к	к	к	
5.1.2.1	по потужності до 50 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.2.2	по потужності від 50 до 100 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.2.3	по потужності від 100 до 200 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.2.4	по потужності від 200 до 500 кВт	к	к	к	к	к	
5.1.2.5	по потужності понад 500 кВт	к	к	к	к	к	
5.2	Річний обсяг споживання палива для виробництва теплової енергії котельним об'єктом, у тому числі:	т	т	т	т	т	
5.2.1	на виробництво теплової енергії котельним об'єктом	т	т	т	т	т	
5.2.2	на виробництво холодової енергії котельним об'єктом	т	т	т	т	т	
5.2.3	на виробництво холодової енергії котельним об'єктом	т	т	т	т	т	
5.2.4	на виробництво холодової енергії котельним об'єктом	т	т	т	т	т	
5.2.5	на виробництво холодової енергії котельним об'єктом	т	т	т	т	т	
5.3	Річний обсяг використання теплової енергії котельним об'єктом, у тому числі:	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	
5.3.1	на виробництво теплової енергії котельним об'єктом	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	кВт·год	

20.2	Загальна кількість об'єктів, забезпечених бюджетними приладами об'єкту теплової енергії, у тому числі:	1	0	1000	X	X
20.2.1	житлових будинків багатоквартирних	1	0	0	X	X
20.2.2	об'єктів у сільській місцевості	1	0	0	X	X
20.2.3	регіональних органів влади	0	0	0	X	X
20.2.4	в інших об'єктах	0	0	0	X	X
20.3	Загальна кількість об'єктів, забезпечених бюджетними приладами об'єкту ТОВ, у тому числі:	0	0	0	X	X
20.3.1	житлових будинків багатоквартирних	0	0	0	X	X
20.3.2	об'єктів у сільській місцевості	0	0	0	X	X
20.3.3	регіональних органів влади	0	0	0	X	X
20.3.4	в інших об'єктах	0	0	0	X	X
20.4	Загальна кількість встановлених бюджетних приладів об'єкту теплової енергії, у тому числі:	1	0	0		
20.4.1	житлових будинків багатоквартирних	0	0	0		
20.4.2	об'єктів у сільській місцевості	0	0	0		
20.4.3	регіональних органів влади	0	0	0		
20.4.4	в інших об'єктах	0	0	0		
20.5	Загальна кількість приладів об'єкту теплової енергії, що перебувають у встановленій на 100% встановленості, у тому числі:	1	0	0	X	X
20.5.1	житлових будинків багатоквартирних	1	0	0	X	X
20.5.2	об'єктів у сільській місцевості	1	0	0	X	X
20.5.3	регіональних органів влади	1	0	0	X	X
20.5.4	в інших об'єктах	1	0	0	X	X
20.6	Загальна кількість встановлених бюджетних приладів об'єкту ТОВ, у тому числі:	0	0	0		
20.6.1	житлових будинків багатоквартирних	0	0	0		
20.6.2	об'єктів у сільській місцевості	0	0	0		
20.6.3	регіональних органів влади	0	0	0		
20.6.4	в інших об'єктах	0	0	0		
20.7	Загальна кількість приладів об'єкту ТОВ, що перебувають у встановленій на 100% встановленості, у тому числі:	1	0	0	X	X
20.7.1	житлових будинків багатоквартирних	0	0	0	X	X
20.7.2	об'єктів у сільській місцевості	0	0	0	X	X
20.7.3	регіональних органів влади	0	0	0	X	X
20.7.4	в інших об'єктах	0	0	0	X	X
20.8	Корисний об'єм теплових енергій власним споживачем, у тому числі:	1 000	0	0	X	X
20.8.1	для потреб власних	1 000	0	0	X	X
20.8.2	для потреб інших споживачів	0	0	0		
20.8.3	для потреб інших підприємств	0	0	0	X	X
20.8.4	для потреб інших підприємств	0	0	0	X	X
20.9	Корисний об'єм теплових енергій власним споживачем за призначенням об'єкту, у тому числі:	0	0	0	X	X
20.9.1	для потреб власних	0	0	0	X	X
20.9.2	для потреб інших споживачів	0	0	0	X	X
20.9.3	для потреб інших підприємств	0	0	0	X	X
20.9.4	для потреб інших підприємств	0	0	0	X	X
21	Загальна кількість спеціальних та спеціалізованих транспортних засобів, у тому числі:	0	0	0		
21.1	автомобілів	0	0	0		
21.2	важких автомобілів	0	0	0		
21.3	в інших категоріях	0	0	0		
22	Оптимізація (або) екологізація вартості електроенергії, у тому числі:	0	0	0	X	X
22.1	вартість електроенергії	0	0	0	X	X
22.2	вартість електроенергії	0	0	0	X	X
23	Забезпечення енергетичною безпекою споживачів групи населення (за нормою)	0	0	0	X	X
24	Придбання теплової енергії власним споживачем	0	0	0	X	X
24.1	власними	0	0	0	X	X
24.2	бюджетними	0	0	0	X	X
24.3	регіональними органами влади	0	0	0	X	X
24.4	в інших об'єктах	0	0	0	X	X
25	Придбання власними теплове навантаження системи опалення та холодопостачання:	0	0	0	X	X
25.1	власними	0	0	0	X	X
25.2	бюджетними	0	0	0	X	X
25.3	регіональними органами влади	0	0	0	X	X
25.4	в інших об'єктах	0	0	0	X	X
26	Придбання теплової енергії власним споживачем	0	0	0	X	X
26.1	власними	0	0	0	X	X
26.2	бюджетними	0	0	0	X	X
26.3	регіональними органами влади	0	0	0	X	X
26.4	в інших об'єктах	0	0	0	X	X
27	Придбання власними системи опалення	0	0	0	X	X
28	Придбання власними мережі	0	0	0	X	X
29	Об'єм теплової енергії (за повною тепловою енергією, поданою в мережу)	0	0	0	X	X
30	Вартість електроенергії для транспортування 1 кВт теплової енергії від джерела до споживача	0	0	0	X	X
31	Вартість теплової енергії на одиницю потужності (трубопровід по теплових мережах)	0	0	0	X	X
32	Вартість теплової енергії на одиницю потужності (трубопровід по теплових мережах)	0	0	0	X	X

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

Григорій В.М.

0 - не заповнюється

Статько С.М.

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

0 - не заповнюється

Техніко-економічне обґрунтування необхідності та доцільності впровадження заходу з реконструкції існуючої котельні без зміни зовнішніх геометричних параметрів по вул. Староказарменна дільниця, 13-б в м. Чернігові.

1. Існуюче становище

Котельня по вул. Староказарменна дільниця, 13-б знаходиться в газифікованій будівлі та забезпечує 14 житлових будинків, централізованим опаленням та гарячим водопостачанням. Система тепlopостачання закрита. Регулювання подачі теплоти відбувається за температурним графіком 95-70°C. Встановлена потужність котельні складає 5,08 Гкал/год. Вона забезпечена шістьма водогрійними котлами НІСТУ-5 та одним котлом КСВ-2,0*ВК-21"-М2.

Прислужана потужність складає 4,4984 Гкал/год., в т.ч. прислужане максимальне навантаження на гаряче водопостачання складає 1,4999 Гкал/год, на опалення складає 2,9985 Гкал/год.

Теплова схема котельні включає в себе такі блоки насосів: рециркуляційний насос Wilo-TOP-SD 65/13 у кількості 1 шт. та 1 резервний насос K20/30 для запобігання утворення конденсату в котлі; мережевих (зимових) насосів K160/30 у кількості 2 шт.; мережевих (літніх) насосів K45/30 у кількості 2 шт.; циркуляційних насосів ГВП КМ 65-50-160 у кількості 2 шт.; насосів ПХВ КМ 80-50-200 у кількості 2 шт.

Мережева вода та вода підживлення готується за допомогою натрій-каціонітових фільтрів.

Облік відпущеної теплової енергії проводиться ультразвуковим тепловим лічильником РУ-УВР-011 А2,21-К Ду 150.

Паливо – природний газ.

Облік природного газу відбувається за допомогою комерційних вузлів обліку з коректорами газу.

2. Основні технічні рішення з реконструкції котельні.

2.1 *Заміна шести котлів НІСТУ-5 на два котли WIESBERG steel 2050 з газовими пальниками TBG260 ME.*

Оскільки котли НІСТУ-5, що встановлені в котельні технічно та морально застарілі, знаходяться в експлуатації понад граничний строк (дата вводу в експлуатацію – 1973 рік), а також обладнані автоматикою АГК-2у, яка також давно застаріла і не випускається як на підприємствах України так і в країнах СНД, проектом реконструкції котельні передбачається їх заміна на два сучасні котли WIESBERG steel 2050 з газовими пальниками TBG260 ME. Також в експлуатації залишається котел КСВ-2,0*ВК-21"-М2.

Автоматизація роботи котлів (каскадне регулювання) виконуватиметься кліматичним електронним модуляційним пультом управління в залежності від температури зовнішнього повітря. Котли та інше обладнання працюватиме в автоматичному режимі без постійного перебування операторів. Передбачається диспетчеризація роботи котельні з постійним цілодобовим перебуванням обслуговуючого персоналу та аварійних бригад, оснащених необхідним обладнанням та транспортними засобами на спеціальному пункті.

Технічна характеристика котельного обладнання, що планується до заміни:

Марка котла	Вид палива	Потужність, Гкал/МВт	ККД, %	Темп-ра димових газів, °С	Строк експлуатації, років	Знос теплоенергуючого обладнання, %	Примітка
НІСТУ-5	газ	0,56/0,65	81,0	276	45	92,5	існуючий
НІСТУ-5	газ	0,56/0,65	79,03	267	45	92,5	існуючий
НІСТУ-5	газ	0,56/0,65	81,1	270	45	92,5	існуючий
НІСТУ-5	газ	0,56/0,65	84,4	213	45	92,5	існуючий
НІСТУ-5	газ	0,56/0,65	80,4	287	45	92,5	існуючий
НІСТУ-5	газ	0,56/0,65	81,0	265	45	92,5	існуючий
КСВ-2,0"ВК-21"-М2	газ	1,72/2,0	89,5	199	11	86,0	існуючий
WIESBERG steel 2050	газ	1,76/2,05	93,8	144,0	-	-	на заміну
WIESBERG steel 2050	газ	1,76/2,05	93,8	144,0	-	-	на заміну

Для боротьби з корозією трубопроводів та поверхонь нагріву котлів, в системі підживлення проектом передбачено застосування блоку хімводопідготовки фірми «ECOSOFT».

Регулювання температури теплоносія в тепловій мережі та мережі нагріву теплообмінників виконуватиметься за допомогою 3-х ходових клапанів з електроприводами фірми «DANFOSS».

Продукти згоряння від котлів будуть відводитись по утепленим двохстінним газоходам Ду 550/620 мм (фірми «ВЕРСІЯ-ЛЮКС») в існуючу димову трубу Д = 1020 мм та Н = 21 м.

2.3. Заміна газового обладнання

Газопостачання проектних котлів передбачається після існуючого комерційного вузла обліку газу.

Безпеку експлуатації котлів контролюватимуть газосигналізатори «Варта 2-03» за виводом сигналу на диспетчерський пункт та клапан-відсікач.

Газові пальники ТВГ260 МЕ, що встановлюватимуться на котлах, комплектуються газовими рампами MM40.065F120S-R2 до складу яких також входять стабілізатори тиску, фільтри та запобіжні клапани.

Проектуєма автоматика безпеки котлів забезпечуватиме відключення подачі газу при:

- збільшення температури котлової води понад 110 °С;
- загасання полум'я пальника;
- зникнення напруги живлення;
- тиск газу вище/нижче норми;

– зменшення тиску повітря.

Керування пальником в залежності від температури води на виході з котла забезпечуватиме модулятор I.CM100.

За допомогою контролера MaxuConFlexe відбуватиметься переключення котлів для забезпечення однакового часу напрацювання.

2.3.Заміна застарілого насосного обладнання

В зв'язку зі зміною приєднаного навантаження та зміною теплової схеми котельні передбачається повна заміна насосного обладнання.

Насоси, які недоцільно використовувати по причині зміни теплового навантаження через відключення/підключення споживачів від/до мереж ЦО та ГВП, так як їх потужність занадто велика для забезпечення споживачів тепловою енергією, передбачено замінити згідно розробленого проекту на сучасні насоси Lowara з більшим ККД, та меншим споживанням електричної енергії, що забезпечить належне функціонування системи теплопостачання, та економії енергетичних ресурсів.

Заміна / встановлення нового насосного обладнання:

Встановлене обладнання			Обладнання після реконструкції		
Тип/марка	Призначення насосу	Р, кВт	Тип/марка	Призначення насосу	Р, кВт
Wilo-TOP-SD 65/13	Рециркуляція	1,45	Wilo-TOP-SD 65/13	Рециркуляція	1,45
K20/30 (резерв)	Рециркуляція	7,5	LNEE 65-125/30	Рециркуляція	3,0
K160/30	Мережевий (зима)	30,0	LNES 80-200/185 HVL4DS	Мережевий (зима)	18,5
K45/30	Мережевий (літо)	4,0	LNES 50-125/40	Мережевий (літо)	4,0
-	-	-	5SV06F0111	Підживлюючий	1,1
KM 65-50-160	Циркуляційний ГВП	5,5	LNEE 50-125/40	Циркуляційний ГВП	4,0
KM 80-50-200	ПХВ	15,0	NSCS 65-200/185 HVL4DS	ПХВ	18,5

3. Витратна частина на реконструкцію:

Вартість проведення робіт (без урахування витрат на виготовлення ПКД та ПДВ) складає – 7 806 340,00 грн.

4. Розрахунок зменшення витрати ПЕР та визначення економічного ефекту та терміну окупності

Розрахунок економії електричної енергії від впровадження заходу додається.*

Розрахунок зменшення витрати природного газу від впровадження заходу додається.**

№ з/п	Показник	Нормативні показники роботи обладнання до проведення заходів ІП	Показники роботи після завершення заходів ІП
1	2	4	5
1	Вартість зворотних матеріалів при демонтажі старого обладнання, грн	x	0
2	Середня балансова вартість котлів з допоміжним обладнанням, грн	913 332,99	913 332,99
3	Амортизаційні відрахування у розрахунку на рік, грн.	91 333,30	91 333,30
4	Економічний ефект від впровадження ІП відносно нормативних умов роботи існуючої котельні, грн	X	2 040 240,19
5	Повна вартість реалізації заходу ІП з монтажними та пуско-налагоджувальними роботами, грн	X	7 806 340,00
6	Термін окупності заходу ІП відносно нормативних показників роботи котельні, рік	X	3,83

Примітка: - Усі розрахунки проведені без урахування ПДВ

- Ціна природного газу вказана відповідно до форми № 1-НКП-газо (станом на 01.01.19 р.)

- Вартість 1 кВт*год електричної енергії вказана відповідно до форми 8-НКП (станом на 01.01.19 р.)

- Середня місячна заробітна плата 1 вказана відповідно до форми 8-НКП (станом на 01.01.19 р.)

* - Розрахунок виконаний відповідно до наказу Міністерства ЖКІ України №12 від 02.02.2009 року

** - Розрахунок виконаний відповідно до «Методики нормування витрат палива та теплової енергії на виробництво і транспортування теплової енергії для споживання системами опалення, вентиляції і гарячого водопостачання та господарсько-побутових потреб житлових будинків та громадських споруд в Україні».

- Підбір насосного обладнання виконаний проектною організацією відповідно до розрахункових та існуючих характеристик систем тепло- та водопостачання.

- В додатках до ТЕО вказані номінальні, а не робочі характеристики насосів. Це означає, що насос не завжди працює (або зовсім не працює) при номінальних параметрах, а при роботі в розрахунковому робочому діапазоні досягатиметься оптимальний ККД, що в комплекті з двигунами малої потужності даватиме суттєву економію електроенергії.

Керівник групи ПКІД ВІД

Мазяр П.Й.

Техніко-економічне обґрунтування необхідності та доцільності впровадження заходів з реконструкції ЦТП, розташованого за адресою: м. Чернігів, вул. Рокоссовського, 28а

Виконання робіт з реконструкції ЦТП буде проводитись у зв'язку зі зносом водопідігрівачів та насосного обладнання, відповідно до рекомендацій звіту з енергоаудиту підприємства, що був виконаний ТОВ «КЛК Будсервіс», по впровадженню заходів з енергозбереження (виконювання зі звіту додається).

Також слід зазначити, що виконання даного заходу передбачено Стратегічною Програмою розвитку цілісного майнового комплексу – об'єкта тепlopостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, теплопункти, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022.

1. Стисла характеристика ЦТП:

Найменування	Одиниця виміру	Показники
Проектне навантаження Q_{max}	Гкал/год	1,9392
Проектне навантаження Q_{ev}	Гкал/год	1,1735
Річний відпуск тепла споживачам	Гкал/рік	9709,7
Встановлена потужність електрообладнання	кВт	105,0

2. Перелік заходів, що будуть виконані під час реконструкції:

- заміна шаспінчатих теплообмінних апаратів ГВП з переводом двоступеневої схеми на паралельну одноступеневу схему;
- заміна усіх груп насосів з частотним регулюванням роботи приводів;
- установка електронних регуляторів погодної компенсації тепловтрат в системах опалення та підтримання постійної температури в контурі ГВП;
- диспетчеризація з виведенням сигналів на диспетчерський пункт

2.1. Порівняльна таблиця електрообладнання:

Призначення	Існуючі насоси		Нові насоси	
	Найменування	Потужність приводу, кВт	Найменування	Потужність приводу, кВт
Насос циркуляційний ГВП	K 45/30	7,5	"Lowara" FCE 50-160/40	4,0
	K 45/30	11,0	"Lowara" FCE 50-160/40	4,0
Насос підвищувальний ХВ	K90/35	15,0	"Lowara" SV92 02	15,0
Насос підвищувальний ХВ	K90/35	18,5	"Lowara" SV92 03	22,0
Насос підвищувальний ХВ	K 100-65-200	30,0	"Lowara" SV92 02	15,0
Насос підживлюючий	K20/30	4,0	"Lowara" FCE 40-200/40	4,0
	K20/30	4,0	"Lowara" FCE 40-200/40	4,0
Насос змінувальний	-	7,5	"Lowara" FC 80-19T	2,5
	-	7,5	"Lowara" FC 80-19T	2,5
Насос мережевий	K 45/30	15,0	"Lowara" FCE 65-200/110	11,0
	K 45/30	15,0	"Lowara" FCE 65-200/110	11,0

3. Витратна частина на реконструкцію:

Вартість проведення робіт (без урахування витрат на виготовлення ПКД та ПДВ)

складає – 5 250 818,83 грн

Розрахунок економічного ефекту та терміну окупності від впровадження заходу

Розрахунок економії електричної енергії від впровадження заходу додається.*

Відповідно до VDI 3808 при впровадженні на об'єкті системи погодо залежного регулювання скорочення споживання теплової енергії становитиме:**

$$r_R = \frac{f_{Rz} - t_z}{f_{Rn} - t_z}, \text{ де}$$

t – задана температура приміщення (відповідно до ДСТУ «Будівельна кліматологія»);

t_z – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період (відповідно до ДСТУ «Будівельна кліматологія»);

f_{Rn} та f_{Rz} – коефіцієнт якості регулювально-технічного оснащення системи відповідно для базового та приймаємого варіанту проектних рішень;

Орієнтовні значення коефіцієнта якості f_R по VDI 2067 Blatt 2

Регулювально-технічне оснащення	Коефіцієнт f_R
1. Ручне регулювання з незначним втручанням користувача	1,13
2. Ручне регулювання при частому втручанні користувача	1,10
3. Ручне регулювання і термостатичні клапани	1,08
4. Регулювання за погодними умовами без застосування терморегуляторів	1,06
5. Кімнатний терморегулятор, керуючий насосом, і терморегулятори	1,06
6. Регулювання температури подаваного теплоносія з адаптацією кривої опалення за погодними умовами та/або умов приміщення	1,05
7. Регулювання температури подаваного теплоносія і терморегулятори	1,03
8. Регулювання температури подаваного теплоносія з адаптацією кривої опалення за погодними умовами та/або умов приміщення та терморегулятори	1,02
9. Центральне безперервне регулювання температури в приміщенні і терморегулятори (односімейний будинок)	1,02
10. Два або більше рівнів регулювання по зовнішніх умов	
• без адаптації кривої опалення	1,015
• з адаптацією кривої опалення	1,010
та розділом управління по сторонах світу (застосовуваного залежно від розташування сонця), з терморегуляторами або з зональним регулюванням окремих приміщень	

$$r_R = \frac{18 > 1,05 - 0,9}{18 > 1,13 - 0,9} = 0,93$$

Відповідно зниження теплоспоживання складе:

$$(1 - 0,93) \times 100 = 7,0\%$$

Оскільки розподіл споживачів виглядає наступним чином:

100,00% – населення; 0,00 % – бюджет;

економія природного газу матиме наступний вигляд:

$$9709,7 \times 10^6 / (7000 \times 10^3) / 1,18344 \times 0,07 \times 6968,21 = 571\,716,59 \text{ грн.}$$

Враховуючі отримані данні, маємо:

1	Вартість зворотних матеріалів при демонтажі старого обладнання, грн (відповідно до кошторису)	X	0,00
2	Балансова вартість обладнання, грн	122 804,00	5 250 819,00
3	Амортизаційні відрахування у розрахунку на рік, грн.	12 280,00	525 082,00
4	Економічний ефект від впровадження ІП , грн	X	1 182 225,00
5	Повна вартість реалізації заходу ІП з монтажними та пуско-налагоджувальними роботами без ПДВ, грн	X	5 250 819,00
6	Термін окупності заходу ІП , рік	X	4,44

Примітка: - Усі розрахунки проведені без урахування ПДВ

- Ціна природного газу вказана відповідно до форми № 1-НКП-тепло (станом на 01.01.19 р.)

- Вартість 1 кВт*год електричної енергії вказана відповідно до форми 8-НКП (станом на 01.01.19 р.)

- Середня місячна заробітна плата 1 вказана відповідно до форми 8-НКП (станом на 01.01.19 р.)

* - Розрахунок виконаний відповідно до наказу Міністерства ЖКІ України №12 від 02.02.2009 року

** - Пырков В.В. «Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование», ООО «Данфосс», 2007– стр. 227-230

- Підбір насосного обладнання виконаний проектною організацією відповідно до розрахункових та існуючих характеристик систем тепло- та водопостачання.

- В додатках до ТГО вказані номінальні, а не робочі характеристики насосів Це означає, що насос не завжди працює (або зовсім не працює) при номінальних параметрах, а при роботі в розрахунковому робочому діапазоні досягатиметься оптимальний ККД, що в комплекті з двома малі потужності даватиме суттєву економію електроенергії.

Керівник групи ПКІД ВІД

Мазяр П.Й.

Техніко-економічне обґрунтування необхідності та доцільності впровадження заходів з реконструкції ЦТП, розташованого за адресою: м. Чернігів, вул. Рокоссовського, 32а

Виконання робіт з реконструкції ЦТП буде проводитись у зв'язку зі зносом водопідігрівачів та насосного обладнання, відповідно до рекомендацій звіту з енергоаудиту підприємства, що був виконаний ТОВ «КЛК Будсервіс», по впровадженню заходів з енергозбереження (виконання зі звіту додається).

Також слід зазначити, що виконання даного заходу передбачено Стратегічною Програмою розвитку цілісного майнового комплексу – об'єкта теплопостачання житлового фонду та соціальної сфери (котельні, теплонирити, елеваторні вузли та мережі) на 2014-2022.

1. Стисла характеристика ЦТП:

Найменування	Одиниця виміру	Показники
Прієднане навантаження $Q_{\text{вкл}}$	Гкал/год	4,257
Прієднане навантаження $Q_{\text{ср}}$	Гкал/год	1,5137
Річний відпуск тепла споживачам	Гкал/рік	29050,4
Встановлена потужність електрообладнання	кВт	112,00

2. Перелік заходів, що будуть виконані під час реконструкції:

- заміна пластинчатих теплообмінних апаратів ГВП з переводом двоступеневої схеми на паралельну одноступеневу схему;
- заміна усіх груп насосів з частотним регулюванням роботи приводів;
- установка електронних регуляторів погодої компенсації тепловитрат в системах опалення та підтримання постійної температури в контурі ГВП;
- диспетчеризація з виведенням сигналів на диспетчерський пункт.

2.1. Порівняльна таблиця електрообладнання:

Призначення	Існуючі насоси		Нові насоси	
	Найменування	Потужність приводу, кВт	Найменування	Потужність приводу, кВт
Насос циркуляційний ГВП	К 20/30	4,0	"Saer" IR40-150NA	5,5
	К 20/30	4,0	"Saer" IR40-150NA	5,5
Насос підвищувальний ХВ	6К8	30,0	"Saer" IR80-160B	18,5
	6К8	22,0	"Saer" IR80-160B	18,5
Насос змінувальний			"Saer" IR4P-100-250A	15,0
			"Saer" IR4P-100-250A	15,0

3. Витратна частина на реконструкцію:

Вартість проведення робіт (без урахування витрат на виготовлення ПКД та ПДВ) складає 4 388 299,33 грн.

4. Розрахунок економічного ефекту та терміну окупності від впровадження заходу

Розрахунок економії електричної енергії від впровадження заходу додається.*

Відповідно до VDI 3808 при впровадженні на об'єкті системи погодо залежного регулювання скорочення споживання теплової енергії становитиме:**

$$r_R = \frac{f_{R2} - t_z}{f_{R1} - t_z}, \text{ де}$$

t – задана температура приміщення (відповідно до ДСТУ «Будівельна кліматологія»);

t_z – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період (відповідно до ДСТУ «Будівельна кліматологія»);

f_{R1} та f_{R2} – коефіцієнт якості регульовально-технічного оснащення системи відповідно для базового та приймаємого варіанту проектних рішень;

Орієнтовні значення коефіцієнта якості f_R по VDI 2067 Blatt 2

Регульовально-технічне оснащення	Коефіцієнт f_R
1. Ручне регулювання з незначним втручанням користувача	1,13
2. Ручне регулювання при частому втручанні користувача	1,10
3. Ручне регулювання і термостатичні клапани	1,08
4. Регулювання за погодними умовами без застосування терморегуляторів	1,06
5. Кімнатний терморегулятор, керуючий насосом, і терморегулятори	1,06
6. Регулювання температури подаваного теплоносія з адаптацією кривої опалення за погодними умовами та/або умов приміщення	1,05
7. Регулювання температури подаваного теплоносія і терморегулятори	1,03
8. Регулювання температури подаваного теплоносія з адаптацією кривої опалення за погодними умовами та/або умов приміщення та терморегулятори	1,02
9. Центральне безперервне регулювання температури в приміщенні і терморегулятори (односімейний будинок)	1,02
10. Два або більше рівнів регулювання по зовнішніх умов	
• без адаптації кривої опалення	1,015
• з адаптацією кривої опалення	1,010
та розділом управління по сторонах світу (застосовуваного залежно від розташування сонця), з терморегуляторами або з зональним регулюванням окремих приміщень	

$$r_R = \frac{18 > 1,05 - 0,9}{18 > 1,13 - 0,9} = 0,93$$

Відповідно зниження тепло споживання складе:

$$(1 - 0,93) \cdot 100 = 7,0\%$$

Оскільки розподіл споживачів виглядає наступним чином:

100,00% – населення; 0,00 % – бюджет;

економія природного газу матиме наступний вигляд:

$$29050,4 \times 10^6 / (7000 \times 10^3) / 1,18344 \times 0,07 \times 6968,21 = 1\,710\,515,85 \text{ грн.}$$

Враховуючі отримані данні, маємо:

1	Вартість зворотних матеріалів при демонтажі старого обладнання, грн (відповідно до кошторису)	X	0,00
2	Балансова вартість обладнання, грн	214 646,91	4 388 299,33
3	Амортизаційні відрахування у розрахунку на рік, грн.	21 464,69	438 829,93
4	Економічний ефект від впровадження ІП , грн	X	2 210 205,03
5	Повна вартість реалізації заходу ІП з монтажними та пуско-налагоджувальними роботами без ПДВ, грн	X	4 388 299,33
6	Термін окупності заходу ІП , рік	X	1,99

Примітка: - Усі розрахунки проведені без урахування ПДВ

- Ціна природного газу вказана відповідно до форми № 1-НКП-тепло (станом на 01.01.19 р.)

- Вартість 1 кВт*год електричної енергії вказана відповідно до форми 8-НКП (станом на 01.01.19 р.)

- Середня місячна заробітна плата 1 вказана відповідно до форми 8-НКП (станом на 01.01.19 р.)

* - Розрахунок виконаний відповідно до наказу Міністерства ЖКІ України №12 від 02.02.2009 року

** - Пырков В.В. «Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование», ООО «Данфосс», 2007– стр. 227-230

- Підбір насосного обладнання виконаний проектною організацією відповідно до розрахункових та існуючих характеристик систем тепло- та водопостачання.

- В додатках до ТГО вказані номінальні, а не робочі характеристики насосів Це означає, що насос не завжди працює (або зовсім не працює) при номінальних параметрах, а при роботі в розрахунковому робочому діапазоні досягатиметься оптимальний ККД, що в комплекті з двома малі потужності даватиме суттєву економію електроенергії.

Керівник групи ПКІД ВІД

Мазяр П.Й.

Техніко-економічне обґрунтування необхідності та доцільності впровадження заходів з реконструкції систем керування 12-и котельень в м. Чернігові.

1. Перелік об'єктів, на яких передбачається виконання робіт:

- котельня по вул. Корольова, 16 в м. Чернігові;
- котельня по вул. Г. Чорнобиля, 4а в м. Чернігові;
- котельня по вул. Ремзаводська, 4а в м. Чернігові;
- котельня по вул. Козацька, 36а в м. Чернігові;
- котельня по вул. Рішкинська, 3а в м. Чернігові;
- котельня по вул. Гагаріна, 50 в м. Чернігові;
- котельня по вул. Гагаріна, 11 в м. Чернігові;
- котельня по пр-ту Миру, 190б в м. Чернігові;
- котельня по вул. Смирнова, 38 в м. Чернігові;
- котельня по вул. Музейна, 3а в м. Чернігові;
- котельня по вул. Г. Полуботка, 40 в м. Чернігові;
- котельня по вул. Гетьмана Полуботка, 80а (ЦТП).

2. Основні цілі і завдання проєктів

Реалізація даних проєктів передбачає реконструкцію котельень для забезпечення їх роботи без присутності чергового персоналу та забезпеченням наступних функціональних можливостей:

1. Автоматична робота об'єкта теплостачання, що має котловий контур, контур опалення, контур ГВП та контур підкачки холодної води для потреб котельні чи споживачів без участі чергового персоналу.
2. Дистанційне керування об'єкта теплостачання та зміна режимів його роботи.
3. Автоматичне керування потужністю котлоагрегатів в залежності від діапазону зовнішніх температур.
4. Каскадне включення/виключення котлоагрегатів.
5. Автоматичний вибір черги включення котлів в залежності від часу напруцювання.
6. Можливість переключення на місцеве керування котлом без участі чергового персоналу.
7. Забезпечення збереження всіх існуючих на котлі блокувань та системи захисту.
8. Автоматичне регулювання температури теплоносія для послуг опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.
9. Автоматичне коригування температурного графіка подачі теплоносія для потреб опалення в залежності від фактичних температурних втрат
10. Автоматичне підтримання заданого перепаду тиску в контурі опалення.
11. Автоматичне підтримання заданої температури ГВП та часів її включення та виключення.
12. Автоматичне підтримання тиску гарячої води, що подається на споживачів.
13. Автоматичне підтримання температури в циркуляційному трубопроводі ГВП.
14. Автоматичне підтримання тиску в трубопроводах холодної води для власних потреб об'єктів теплостачання або споживачів.
15. Автоматичне підтримання зв'язку з центральним диспетчерським місцем по двом каналам зв'язку GPRS (від двох різних мобільних операторів).

16. Автоматичне керування роботою допоміжного обладнання.
17. Підключення засобів охоронної сигналізації.
18. Підключення протипожежної сигналізації.
19. Підключення датчиків контролю загазованості в приміщенні.
20. Відстеження температури в приміщенні котельні.
21. Формування попереджувального сигналу при піднятті температури до рівня "аварійно високого" чи "аварійно низького".
22. Автоматичне вимкнення всіх котлоагрегатів при підвищенні температури у котловому контурі вище "аварійно високого" чи зниження тиску в зворотньому трубопроводі котлового контуру нижче допустимого.
23. Відстеження рівня тиску природного газу.
24. Автоматичне відключення подачі газу на котельню при виникненні пожежі, загазованості в приміщенні чи підвищенні тиску газу вище допустимого
25. Миттєва передача всіх сигналів про виникнення аварійних ситуацій на центральний диспетчерський пункт.
26. Формування протоколу аварійних та позаштатних ситуацій.
27. Формування відомостей по роботі всіх контурів об'єкта тепlopостачання.
28. Формування відомостей по роботі всіх контурів об'єкта тепlopостачання

3. Витратна частина на реконструкцію:

№ з/п	Адреса об'єкту	Вартість, тис. грн. (без ПДВ)
1	Реконструкція системи керування котельні на вул. Корольова, 1б в м. Чернігові	493,29
2	Реконструкція системи керування котельні на вул. Г. Чорнобіля, 4а в м. Чернігові	499,04
3	Реконструкція системи керування котельні на вул. Ремзаводська, 4а в м. Чернігові	488,34
4	Реконструкція системи керування котельні на вул. Козацька, 36а в м. Чернігові	498,67
5	Реконструкція системи керування котельні на вул. Ріпкинська, 3а в м. Чернігові	476,81
6	Реконструкція системи керування котельні на вул. Гагаріна, 50 в м. Чернігові	478,91
7	Реконструкція системи керування котельні на вул. Гагаріна, 11 в м. Чернігові	347,29
8	Реконструкція системи керування котельні на пр-ті Миру, 190б в м. Чернігові	498,91
9	Реконструкція системи керування котельні на вул. Смирнова, 38 в м. Чернігові	319,09
10	Реконструкція системи керування котельні на вул. Музейна, 3а в м. Чернігові	365,30
11	Реконструкція системи керування котельні на вул. Гетьмана Полуботка, 40 в м. Чернігові	498,90
12	Реконструкція системи керування котельні на вул. Гетьмана Полуботка, 80а в м. Чернігові (ЦТТ)	447,89

4. Термін окупності та економічний ефект від впровадження заходів

Економічний ефект при реалізації даних проєктів досягатиметься за рахунок:

- 4.1. Скорочення витрат на оплату праці з обов'язковими нарахуваннями та податками.
- 4.2. Скорочення витрат на придбання природного газу.
- 4.3. Скорочення витрат на придбання електричної енергії.

Зведена таблиця показників економії ПЕР. ЗФП на термінів окупності

№ з/п	Назва об'єкту	Природний газ			Електроенергія		ФЗП, грн.	Загалом економія		Окупність років	
		тис.м3	т.д.м	тис. грн. (без ПДВ)	кВт год	тис. грн. (без ПДВ)		грн. (без ПДВ)	міс.		
1	Реконструкція системи керування котельні вул. Карольова, 16 в м. Чернігові	20,01	23,68	113,54	15 578	1,92	37,18	113,24	263,95	22	1,87
2	Реконструкція системи керування котельні вул. Г. Чорлобля, 4а в м. Чернігові	18,22	21,56	126,62	17 524	2,16	41,82	113,24	281,68	21	1,77
3	Реконструкція системи керування котельні вул. Ромашовська, 4а в м. Чернігові	15,14	17,91	92,66	10 353	1,27	24,71	113,24	250,61	25	2,12
4	Реконструкція системи керування котельні вул. Кожиська, 36а в м. Чернігові	45,84	54,25	267,56	3 015	0,37	7,20	113,24	387,99	15	1,29
5	Реконструкція системи керування котельні вул. Ріпкинська, 3а в м. Чернігові	15,88	18,79	105,29	12 824	1,58	30,60	224,81	360,71	16	1,32
6	Реконструкція системи керування котельні вул. Галарина, 50 в м. Чернігові	8,96	10,60	75,60	5 349	0,66	12,76	168,33	256,69	22	1,87
7	Реконструкція системи керування котельні вул. Галарина, 11 в м. Чернігові	21,37	25,29	128,52	9 678	1,19	23,10	113,24	264,85	16	1,31
8	Реконструкція системи керування котельні пр-т Миру, 190Б в м. Чернігові	24,20	28,64	138,61	16 978	2,09	40,52	224,81	403,93	15	1,24
9	Реконструкція системи керування котельні вул. Смирнова, 38 в м. Чернігові	5,43	6,43	30,83	1 299	0,16	3,10	113,24	147,16	26	2,17
10	Реконструкція системи керування котельні вул. Музейна, 3а в м. Чернігові	25,17	29,79	215,00	3 479	0,43	8,30	113,24	356,54	13	1,09
11	Реконструкція системи керування котельні вул. Г. Полуботка, 40 в м. Чернігові	25,23	29,86	185,49	7 655	0,94	18,27	113,24	315,00	19	1,58
12	Реконструкція системи керування котельні на вул. Гетьмана Полуботка, 80а в м. Чернігові (ЦТП)		0,00		0,00	0,00				20	1,69
		225,44	266,80	1 477,72	103 732,00	12,77	247,55	1 523,84	3 249,10	20	1,67

Оскільки усі 12 техніко-економічних обґрунтувань, що розроблені ТОВ ВТЦ «Динамо-Континент» однотипні, то до інвестиційної програми в роздрукованому вигляді додаються лише 2 ТЕО, а саме.

- Реконструкція системи керування котельні вул. Корольова, 16 в м. Чернігові;
- Реконструкція системи керування котельні на вул. Гетьмана Полуботка, 80а в м. Чернігові (ЦТП).

Керівник групи ПКІД ВІД

Мазяр П.Й.

Розрахунок економічності та ефекту від заміни теплових мереж

Заміна ділянки магістральної теплової мережі на попередньоізольовані труби по пр-ту Мירו від ТК2 до ТК18 в м. Чернігові

1. $C_{\text{г}}$ - Вартість робіт складає: 2 925,01 тис. грн

2. Винаги за роботи виконання фізичних робіт по трубопроводу, в тому числі по забезпеченню надійного теплового режиму

Вхідні дані:

Ні. ділянки: Додатком 1

Існуюча теплова мережа:

Тип теплової - мінеральна вата (випроєктована відсутня - вказати)

Магістральний трубопровід провільняється	345	м х 2-пр. обидва напр.
Резервний лінійний трубопровід провільняється	0	м х 2-пр. обидва напр.
Трубопровід гарячої води провільняється	0	м х 1-пр. обидва напр.

Ні. ділянки: Додатком 2

Теплова мережа після реконструкції:

Тип теплової - опитованурстала

Магістральний трубопровід провільняється	345	м х 2-пр. обидва напр.
Резервний лінійний трубопровід провільняється	0	м х 2-пр. обидва напр.
Трубопровід гарячої води провільняється	0	м х 1-пр. обидва напр.

Доп	Тривалість роботи трубопроводу в опитованний період	187	год
Дл	Тривалість роботи трубопроводу в літній період	163	год
t пов оп	Середня температура повітря в опитованний період	-0,9	°С
t пов л	Середня температура повітря в літній період	6,52	°С
t гр оп	Середня температура трубу в опитованний період	5	°С
t гр л	Середня температура трубу в літній період	15	°С
t хв оп	Середня температура підземних вод в опитованний період	5	°С
t хв л	Середня температура підземних вод в літній період	15	°С
а	Нормативні втрати теплової енергії від об'єкту мережі до споживача	0,75	%
t под оп	Середня температура теплоносія в магістральному трубопроводі в опитованний період	70,66	°С
t хв оп	Середня температура теплоносія у зворотньому трубопроводі в опитованний період	54,53	°С
t под л	Середня температура теплоносія в магістральному трубопроводі в літній період	70	°С
t хв л	Середня температура теплоносія у зворотньому трубопроводі в літній період	12	°С
t гр	Середня температура гарячої води	55	°С
Зак. карт.	Актинська картівка теплової мережі, що буде демонтована	0,60	тис. грн
В куб. води	Середня витрата 1 м ³ теплоносія в три м ³	51,80	тис. м ³

1. Розрахунок економії теплової енергії

Визначити економію енергії та інші результати економічного розрахунку теплової мережі за рахунок заміни теплової мережі, з огляду на витрати на виконання робіт по реконструкції теплової мережі, з урахуванням витрат на демонтаж старої теплової мережі, витрати на виконання робіт по демонтажу старої теплової мережі, витрати на виконання робіт по демонтажу старої теплової мережі.

1.1. Нормативні втрати теплової енергії в тепловій мережі, що існує

$$Q_{\text{норм}} = Q_{\text{г}} + Q_{\text{норм}} \quad \boxed{458,2} \text{ т.квт.}$$

$Q_{\text{г}}$ - витрати теплової енергії кінцевого споживача, т.квт.

$Q_{\text{норм}}$ - втрати теплової енергії споживачем теплоносія, т.квт.

Витрати теплової енергії $Q_{\text{г}}$ та $Q_{\text{норм}}$ розраховують за наведеними вище формулами згідно МН 34-76/080-84 з урахуванням типу теплової мережі та ділянки теплової мережі.

Підвищені розрахунки $Q_{\text{г}}$ та $Q_{\text{норм}}$ для магістральної теплової мережі дивись в Додатку 1

Результати розрахунків підсумовуються в Додатку 3

$$Q_{\text{норм}} = \left(2 \cdot \sum (L_{\text{оп}} \cdot \sum (\beta \cdot q_{\text{норм}} \cdot L)) + 2 \cdot \sum (L_{\text{л}} \cdot \sum (\beta \cdot q_{\text{норм}} \cdot L)) \right) \cdot 10^6 \quad \boxed{424,1} \text{ т.квт.}$$

де

β - коефіцієнт місцевих теплових втрат: 1 - 1,2, для теплової прокладки; 3 - 1,25, для відкритої прокладки

$q_{\text{норм}}$ - нормативні втрати теплової енергії в опитованний та літній період, кВт/год, км²/год

L - довжина ділянки теплової мережі, що характеризується сукупним діаметром трубопроводів і типом прокладки, м

$$q_{\text{норм}} = \alpha \cdot \rho \cdot \left(2 \cdot L_{\text{оп}} \cdot \left(\frac{t_{\text{под оп}} + t_{\text{хв оп}} - t_{\text{гр оп}}}{2} \right) + 2 \cdot L_{\text{л}} \cdot \left(\frac{t_{\text{под л}} - t_{\text{хв л}}}{2} - t_{\text{гр л}} \right) \right) \cdot 10^6 \quad \boxed{34,0} \text{ т.квт.}$$

де

α - нормативні втрати теплової енергії в тепловій мережі, приймається 0,0025 м³ (0,025 м³) для всіх типів прокладок

ρ - щільність теплоносія, кг/м³; т.квт./т.квт. (т.квт./т.квт.)

ρ - щільність води, кг/м³

V - об'єм теплоносія в частині теплової мережі, м³

1.2. Нормативні втрати теплової енергії в тепловій мережі після реконструкції

Нормативні втрати теплової енергії в тепловій мережі після реконструкції $Q_{\text{норм}}(\text{після})$ розраховуються аналогічно пункту 2.1 з урахуванням можливих змін діаметрів трубопроводів після реконструкції, типу і об'єму теплоносія, довжини ділянки.

$$Q_{\text{норм}}(\text{після}) = Q_{\text{г}}(\text{після}) + Q_{\text{норм}}(\text{після}) \quad \boxed{378,8} \text{ т.квт.}$$

$Q_{\text{г}}(\text{після})$ - витрати теплової енергії кінцевого споживача, т.квт.

$Q_{\text{норм}}(\text{після})$ - втрати теплової енергії споживачем теплоносія, т.квт.

Підвищені розрахунки $Q_{\text{г}}(\text{після})$ та $Q_{\text{норм}}(\text{після})$ для магістральної теплової мережі дивись в Додатку 2

Витрати теплової енергії кінцевого споживача та витрати:

$$Q_{\text{г}}(\text{після}) = Q_{\text{г}} \cdot K_2 \quad \boxed{304,0} \text{ т.квт.}$$

Об'ємний тепловий енергій криль мікроскопічного ізоляцій. Така
 К2 – коефіцієнт, який враховує зміну довжин підлягає; залежною потужності анизотропний
 теплової випромінювання парів теплової поверхні (Табл. 2.04.14-88, Додаток Ж, табл. 1).
 Варіанти теплової енергій з урахуванням теплових:

$$Q_{\text{теп}} = \rho \cdot c \cdot V \cdot \rho \cdot \left(2 + L_{\text{кр}} \cdot \left(\frac{L_{\text{кр}} + L_{\text{кр}}}{2} - L_{\text{кр}} \right) + 2 + L_{\text{кр}} \cdot \left(\frac{L_{\text{кр}} + L_{\text{кр}}}{2} - L_{\text{кр}} \right) \right) \cdot 10^6 \quad \boxed{33,9} \text{ Дж/кг}$$

1.3. Обчислювана річна еквівалентна теплова енергія

Еквівалентна теплова енергія від проведеної реконструкції розраховується по формулі:

$$Q_{\text{екв}} = Q_{\text{теп}} - Q_{\text{теп, втрати}} \quad \boxed{118,3} \text{ Гкал}$$

3. Розрахунок еквівалентних витрат коштів на ліквідацію дефектів.

3.1. Розрахунок витрат теплових енергій під час виникнення та ліквідації дефектів на теплових мережах.

3.1.1. Розрахунок витрат теплових енергій під час виникнення дефектів на теплових мережах.

Варіанти під час виникнення дефектів на теплових мережах складаються з двох складових – витрати теплової енергій та витрати водно-електричної енергії. Середні витрати теплової енергій під час виникнення **ОДНОГО** дефекту розраховуються за формулами:

Для сталевих труб:

для лівий трубопровод

$$Q_{\text{дефект, лівий}} = c \cdot F'_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{нагр, лів}} - t_{\text{охл, лів}}) \cdot 10^6 \quad \boxed{10} \text{ ккал}$$

для правий трубопровод

$$Q_{\text{дефект, правий}} = c \cdot F'_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{нагр, прав}} - t_{\text{охл, прав}}) \cdot 10^6 \quad \boxed{7} \text{ ккал}$$

Для сталевих труб:

для лівий трубопровод

$$Q_{\text{дефект, лівий}} = c \cdot F'_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{нагр, лів}} - t_{\text{охл, лів}}) \cdot 10^6 \quad \boxed{8} \text{ ккал}$$

для правий трубопровод

$$Q_{\text{дефект, правий}} = c \cdot F'_{\text{дефект}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{нагр, прав}} - t_{\text{охл, прав}}) \cdot 10^6 \quad \boxed{4} \text{ ккал}$$

$V_{\text{дефект}} \cdot \rho$ – середній об'єм теплової енергій, який витрачається внаслідок виникнення одного дефекту на лівій / правій

$$F'_{\text{дефект}} = F'_{\text{дефект, лівий}} + F'_{\text{дефект, правий}} \cdot 11 \quad \boxed{145,4} \text{ м}^3$$

$V_{\text{дефект}} \cdot \rho$ – середній час ліквідації дефекту до його усунювання:

$$\boxed{72} \text{ год}$$

$V_{\text{дефект}} \cdot \rho$ – середня густина витрат теплових енергій при ліквідації дефекту

(Теплотехнический справочник под ред. С.Г. Герасимова. М. 1957. Ф-ла (5-108))

$$F'_{\text{дефект, лівий}} = 3600 \cdot \mu \cdot S \cdot \sqrt{2gH} \quad \boxed{2,020} \text{ м}^3 \text{ год}$$

де μ – коефіцієнт витрати для різних видів розривних витікання мастил, який різниться згідно з таблицями, наведеними в додатку.

$$\mu = 0,6 - 0,62$$

S – середня площа отвору дефекту, м^2

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad \boxed{0,0002827} \text{ м}^2$$

d – середній діаметр отвору дефекту, м

$$\boxed{0,006} \text{ м}$$

g – $9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння;

H – тиск в трубопроводі, м. в.ст.

$$\boxed{34} \text{ м. в.ст.}$$

Сумарні річні витрати теплової енергій зважаючи на виникнення дефектів:

$$\sum Q_{\text{дефект}} = Q_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, лівий}} \cdot Q_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, правий}} \cdot Q_{\text{дефект, правий}} + m_{\text{дефект, лівий}} \cdot Q_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, правий}} \cdot Q_{\text{дефект, правий}} \cdot 11,3 \quad \boxed{0,000} \text{ Гкал}$$

де $m_{\text{дефект, лівий}}$, $m_{\text{дефект, правий}}$, $m_{\text{дефект, лівий}}$, $m_{\text{дефект, правий}}$ – кількість ліквідованих дефектів на лівій / правій ліній за період 3 роки від початку експлуатації ліній / мереж, в поданих із зворотніх трубопроводах

	Кількість	$Q_{\text{дефект}} \text{ Гкал/г}$
$m_{\text{дефект, лівий}}$	0	9,55
$m_{\text{дефект, правий}}$	0	7,20
$m_{\text{дефект, лівий}}$	0	8,00
$m_{\text{дефект, правий}}$	0	3,91
$m_{\text{дефект, лівий}}$	0	7,27
$m_{\text{дефект, правий}}$	0	5,82
Всього	0	

Вартість ліквідації теплових енергій зважаючи на виникнення дефектів:

$$B_{\text{ліквідація}} = B_{\text{ліквідація}} \cdot V_{\text{дефект}} \cdot (m_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, правий}} + m_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, правий}}) \cdot 10^3 / 11,3 \quad \boxed{0,00} \text{ грн/тис}$$

$m = m_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, правий}} + m_{\text{дефект, лівий}} + m_{\text{дефект, правий}}$ – кількість ліквідованих дефектів на лівій / правій ліній за період 3 роки.

$$B_{\text{ліквідація}} \text{ – середня вартість } 1 \text{ м}^3 \text{ теплової енергій} \quad \boxed{51,89} \text{ грн/м}^3$$

3.1.2. Розрахунок витрат теплових енергій під час ліквідації дефектів на теплових мережах.

Ліквідація дефектів на теплових мережах передбачає злив теплової енергій в зворотній трубопроводі між мережами.

Варіанти під час ліквідації дефектів на теплових мережах складаються з двох складових – витрати теплової енергій та витрати водно-електричної енергії. Середні витрати теплової енергій при ліквідації **ОДНОГО** дефекту розраховуються за формулами:

Для сталевих труб:

для лівий трубопровод

$$Q_{\text{ліквідація, лівий}} = c \cdot F'_{\text{ліквідація}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{нагр, лів}} - t_{\text{охл, лів}}) \cdot 10^6 \quad \boxed{2,137} \text{ ккал}$$

зворотній трубопровод

$$Q_{\text{зворотній трубопровод}} = c \cdot V_{\text{зворотній}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{зворотній}} - t_{\text{об'єкту}}) \cdot 10^{-3} \quad \boxed{1,629} \text{ ккал}$$

Для підводу до зливу
заливний трубопровод

$$Q_{\text{заливний трубопровод}} = c \cdot V_{\text{заливний}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{заливний}} - t_{\text{об'єкту}}) \cdot 10^{-3} \quad \boxed{1,787} \text{ ккал}$$

зворотній трубопровод

$$Q_{\text{заливний трубопровод}} = c \cdot V_{\text{заливний}} \cdot \rho \cdot (t_{\text{заливний}} - t_{\text{об'єкту}}) \cdot 10^{-3} \quad \boxed{0,877} \text{ ккал}$$

де V - об'єм, м³ об'єм трубопроводів, який необхідно заповнити теплоносієм при виключенні аварій.
Дивись Додаток 4

$$V_{\text{залив}} = \boxed{32,48} \text{ м}^3$$

Сумарні витрати теплової енергії вказані до зливу теплоносія під час аварій

$$\sum Q_{\text{залив}} = (Q_{\text{заливний трубопровод}} \cdot m_{\text{заливний}} + Q_{\text{заливний трубопровод}} \cdot m_{\text{заливний}} - Q_{\text{заливний трубопровод}} \cdot m_{\text{заливний}} - Q_{\text{заливний трубопровод}} \cdot m_{\text{заливний}}) / 3 \quad \boxed{0,000} \text{ Гкал}$$

Вартість втраченої теплової енергії при виключенні аварій розраховується за формулою:

$$B_{\text{залив}} = (B_{\text{заливний трубопровод}} \cdot \Gamma_{\text{заливний}} (m_{\text{заливний}} \cdot m_{\text{заливний}} - m_{\text{заливний}} \cdot m_{\text{заливний}}) \cdot 10^{-3}) / 3 \quad \boxed{0,00} \text{ тис. грн}$$

4. Очікувана річна економія експлуатаційних витрат на обслуговування теплових мереж та обладнання теплорозподільчих станцій

II Варіант Залишкова вартість існуючої теплової мережі дорівнює нулю, тобто термін експлуатації вичерпано.

Із цього випливає, у разі вилучення трубопроводу, даної ділянки неможливо використати як аварійний ресурс, і, як нульову залишкову вартість, а відносно металобрухту об'єкт підприємства при наявності спеціальної лабораторії металургійного підприємства проведіть дослідження по визначенню вмісту сталі в трубопроводі з мінімальним гранично-припустимим порогом експлуатації.

Економія експлуатаційних витрат розраховується для кожного діаметру трубопроводів існуючої тепломережі по вказаній вище формулі з урахуванням частоти. Інші труби з мікроалюмінієм не ввійдуть до відповідного діаметру. У таблиці з'являється

$$F_{\text{с.д.}} = \sum \frac{B_{\text{металобрухту}} \cdot F_{\text{с.д.}}}{24} \cdot 10^{-3} \quad \boxed{26,04} \text{ тис. грн}$$

Діаметр, мм	Вміст сталі, тис. т	Г, тис.т	Б. в. в., тис. т. грн.
57	128	С	0,00
76	185	С	0,00
89	213	С	0,00
108	267	С	0,00
133	327	С	0,00
159	471	110	2,16
219	673	С	0,00
273	988	580	23,88
325	1223	С	0,00
377	1530	С	0,00
426	1848	С	0,00
530	2709	С	0,00
630	3225	С	0,00
720	3689	С	0,00
820	5194	С	0,00
920	5831	С	0,00
1020	7300	С	0,00

Вміст сталі - вартість 1 т металобрухту в металургійній сталі, даного діаметру, грн

Г - провідність теплової мережі, що з'являється у Г провідності, тис. т

24 - термін експлуатації, тис. год ЦУ "Трубопроводів парової гарячої води промислових підприємств. Інструкція з експлуатації та обслуговування (схемного діаметривання)", м. Харків, 2006р., розділ 5, п.5.1.7

Якщо результати розрахунку по формулі (28) дорівнюють нулю, то

очікувана річна економія експлуатаційних витрат приймається дівцьо Варіанту I

залишок.

$$F_{\text{с.д.}} = \boxed{26,04} \text{ тис. грн}$$

5. Вартість металобрухту.

В разі демонтажу залишків трубопроводу, можливо розрахувати прибуток від подорожів металобрухту.

$$F_{\text{металобрухту}} = M_{\text{металобрухту}} \cdot B_{\text{металобрухту}} \cdot 10^{-3} \quad \boxed{0,00} \text{ тис. грн}$$

Діаметр, мм	Кі. т. п.	Г, тис.т	Кі
57	4,63		п
76	7,1		п
89	8,18		п
108	10,26		п
133	12,75		п
159	18,99		п
219	26,39		п
273	39,51		п
325	47,7		п

Діаметр, мм	КІ М.П.	Т. п. п.	КІ
436	72,33		п
579	107,98		п
630	127,71		п
720	140,5		п
820	199,8		п
920	224,4		п
1020	298,3		п

Всього, п

де $M_{\text{гор}}$ - маса металу датоюваною зварюв., кг

$E_{\text{зварювання}}$ - середня вартість металу зварюв., грн/кг

6. Загальна очікувана річна економія

6.1 Сумарна річна економія теплової енергії становитиме:

$$\sum Q_{\text{теп}} = Q_{\text{теп}} - \sum Q_{\text{ефектив}} + \sum Q_{\text{втрати}}$$

$$118,3 = 0,000 + 0,000 \quad \boxed{118,34} \text{ Ткал}$$

Своївартість 11 Калорі МГГО (КЕ) становить є/тону в грн/Ткал.

Сумарна річна економія теплової енергії в гривневому вираженні

$$\sum E_{\text{теп}} = \frac{\sum Q_{\text{теп}} \cdot C_{\text{теп}}}{10000}$$

$$1429,01 \times 118 = 1000 = \boxed{169,11} \text{ тис. грн}$$

Сумарна річна економія на інші елементи:

$$\sum E_{\text{ін}} = 0,16489$$

де 0,16489 є/т - Ткал - середньорічна норма витрати палива на 1017 рік

$$118,3 \times 0,16489 = \boxed{19,51} \text{ т. у. п.}$$

6.2 Економія за рахунок зниження експлуатаційних витрат, зменшення витрат на ліквідацію аварій, економії електроенергії, та інш.

$$E_{\text{експлуат}} = B_{\text{експлуат}} \text{ ефект} + B_{\text{експлуат}} \text{ витрати} + E_{\text{електр}}$$

$$0,000 = 0,000 + 26,035 = \boxed{26,04} \text{ тис. грн}$$

6.3 Економічні вигоди від зростаючих капіталізації основних фондів (збільшення амортизаційних відрахувань)

$$E_{\text{капіт}} = \frac{C_{\text{р}} \times 10\%}{100\%}$$

$$2925,01 \times 0,1 = \boxed{292,50} \text{ тис. грн/рік}$$

6.4 Економічний ефект за перший рік з урахуванням вартості зворотних матеріалів

$$E_{\text{перший рік}} = \sum E_{\text{теп}} + E_{\text{експлуат}} + E_{\text{електр}} + E_{\text{капіт}}$$

$$169,108 = 26,035 + 292,501 + 0,000 = \boxed{487,64} \text{ тис. грн}$$

6.5 Економічний ефект за другий та наступні роки

$$E_{\text{другий рік}} = \sum E_{\text{теп}} + E_{\text{експлуат}} + E_{\text{електр}}$$

$$169,108 + 26,035 + 292,501 = \boxed{487,64} \text{ тис. грн}$$

6.6 Термін окупності виконаних робіт

$$T_{\text{окуп}} = \left(1 + \frac{C_{\text{р}} - E_{\text{перший рік}}}{E_{\text{економічний ефект}}}\right) \times 12$$

$$\left(1 + \frac{2925,01 - 487,64}{487,64}\right) \times 12 = \boxed{72} \text{ місяців}$$

Керівник групи ПКИ, ДВІ, І

Майстр ПКИ

Булган айырым сарыпчылардын тизмесинин үзүндөгү айрым түрлөрүнүн баасын көрсөткөн таблицанын үзүндөгү маалыматтардын таблицасы

Маалыматтардын таблицасын түзүүдө колдонулган маалыматтар:

№	С/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	К/С	Түрлөрүнүн баасы		Түрлөрүнүн баасы
															Түрлөрүнүн баасы	Түрлөрүнүн баасы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
...
Бардык түрлөрүнүн баасынын жалпы суммасы:																	
														3046	180	3226	
														4783	1303	6086	
														1800,1	1570,1	3370,2	

ultronic operations

**Заміна ділянки магістральної теплової мережі на поперечно-ізоляційні
труби
по пр-ту Миру від ТК2 до ТК18 в м. Чернівцях**

**Нормативні втрати теплової енергії в теплотмережі
ІСНУЮЧОЇ**

	Мінеральна вата	Труба без ізоляції
<i>Магістральні трубопроводи (Додаток 1)</i>		
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	424,1	1817,6
Втрати теплової енергії з витокани теплоносій:	34,0	34,0
Сума	458,2	1851,6
<i>Розподільні трубопроводки (Додаток 2)</i>		
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	0,0	0,0
Втрати теплової енергії з витокани теплоносій:	0,0	0,0
Сума	0,0	0,0
<i>Трубопроводки додаткової вантажності (Додаток 3)</i>		
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	0,0	0,0
Втрати теплової енергії з витокани теплоносій:	0,0	0,0
Сума	0,0	0,0
Сума втрат теплової енергії крізь ізоляцію	424,1	1817,6
Сума втрат теплової енергії з витокани теплоносій:	34,0	34,0
Загалом	458	1852

**Нормативні втрати теплової енергії в теплотмережі
ПІСЛЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ**

	Пінопеноуретан
<i>Магістральні трубопроводи (Додаток 4)</i>	
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	304,0
Втрати теплової енергії з витокани теплоносій:	35,9
Сума	339,9
<i>Розподільні трубопроводки (Додаток 5)</i>	
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	0,0
Втрати теплової енергії з витокани теплоносій:	0,0
Сума	0,0
<i>Трубопроводки додаткової вантажності (Додаток 6)</i>	
Втрати теплової енергії крізь ізоляцію:	0,0
Втрати теплової енергії з витокани теплоносій:	0,0
Сума	0,0
Сума втрат теплової енергії крізь ізоляцію	304,0
Сума втрат теплової енергії з витокани теплоносій:	35,9
Загалом	340

Додаток 4 Розрахунок об'єму теплої мережі, з яких необхідні запити теплоенергії у випадку ліквідації аварії

(Занести протяжність трубопроводів в 1-трубному обчисленні)

Номерний діаметр	Протяжність трубопроводів в 1-трубному обчисленні	Інтервал діаметр трубопроводів	Об'єм
мм	м	Діаметр мм	м ³
38		0,0	0
57		0,1	0
70		0,1	0
89		0,1	0
108		0,100	0
133		0,125	0
159	11000	0,150	2
219		0,207	0
273	38000	0,250	31
325		0,319	0
377		0,391	0
426		0,467	0
478		0,497	0
529		0,518	0
590		0,516	0
720		0,716	0
820		0,815	0
920		0,913	0
1020		1,011	0
1230		1,211	0
1430		1,411	0
SUMMA	000		32,00

ЗОБОВ'ЯЗАННЯ

ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПОКОМУНЕНЕРГО»

щодо досягнення очікуваних результатів реалізації інвестиційної програми у сфері теплопостачання

Виконання заходів передбачених інвестиційною програмою ПУБЛІЧНОГО АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ОБЛТЕПОКОМУНЕНЕРГО» на 2019 рік дозволить:

1. Забезпечити реалізацію держаної політики щодо регіонального розвитку, насамперед у сфері житлово-комунального господарства.
2. Забезпечити стале функціонування об'єктів теплопостачання, що забезпечують опаленням та ГВП житловий фонд міста та соціальну сферу.
3. Провести модернізацію теплових мереж з метою зменшення витрат енергоносіїв і дотримання санітарних норм та норм охорони праці.
4. Довести стан теплових мереж до рівня експлуатаційної безпеки.
5. Забезпечити надання населенню теплопостачання належної якості відповідно до вимог національних стандартів.
6. Підвищення якості послуг споживачів підприємства з гарячого водопостачання та опалення.
7. Впровадити автоматичне керування технологічними процесами на об'єктах теплопостачання для оптимізації процесу виробництва теплової енергії та підвищення рівня безпечної експлуатації.

Капітальні вкладення на впровадження заходів інвестиційної програми складуть 25 782,92 тис. грн.

Впровадження заходів інвестиційної програми призведе до зменшення споживання умовного палива на 757,56 т.у.п. в рік.

Економічний ефект (з урахуванням паливно-енергетичних ресурсів на 2019 рік) загалом за інвестиційною програмою складе 9 169,42 тис. грн.

Строк окупності в цілому за інвестиційною програмою – 34 місяці (2,8 роки). Враховуючи постійно зростаючу вартість ПЕР, можливо прогнозувати скорочення строку окупності.

При реалізації інвестиційної програми, в результаті досягнення економічного ефекту від впровадження запланованих заходів у розмірі – 9 169,42 тис. грн., зниження собівартості виробництва, транспортування та постачання теплової енергії, закладеної у розрахункових тарифах (без врахування зростання капіталізації основних фондів), складе – 9,95 грн./Гкал, або 0,7%. Тобто при розрахунковому сумарному середньозваженому показнику повної собівартості теплової енергії 1 429,02 грн./Гкал собівартість виробництва, транспортування та постачання теплової енергії складе 1 419,07 грн./Гкал.

«04» березня 2019 року

Голова правління АТ «ОТКЕ»

В.М. Герашенко

М.П.