



ДНІПРОВСЬКА МІСЬКА РАДА
VIII СКЛИКАННЯ
Р І Ш Е Н Н Я

28.06.2021

№ 15/8

Про внесення змін до рішення міської ради від 27.01.2021 № 11/2 «Про погодження інвестиційних програм ВІДОКРЕМЛЕНОГО ПІДРОЗДІЛУ «ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ» АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

Відповідно до Закону України «Про місцеве самоврядування в Україні», вимог порядків розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення, ліцензування діяльності яких здійснюють Рада міністрів Автономної Республіки Крим, обласні, Київська та Севастопольська міські державні адміністрації, затверджених наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 19.08.2020 № 191, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 20.10.2020 за № 1024/35307, згідно з листами ВІДОКРЕМЛЕНОГО ПІДРОЗДІЛУ «ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ» АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» від 18.05.2021 вх. № 11/992 та департаменту благоустрою та інфраструктури Дніпровської міської ради від 28.05.2021 вх. № 11/992 міська рада

В И Р І Ш И Л А:

1. Внести зміни до рішення міської ради від 27.01.2021 № 11/2 «Про погодження інвестиційних програм ВІДОКРЕМЛЕНОГО ПІДРОЗДІЛУ «ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ» АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО», виклавши у новій редакції Інвестиційну програму на 2021 рік ВІДОКРЕМЛЕНОГО ПІДРОЗДІЛУ «ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ» АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» у сфері теплопостачання (додається).

2. Контроль за виконанням цього рішення покласти на заступника міського голови з питань діяльності виконавчих органів, директора департаменту благоустрою та інфраструктури Дніпровської міської ради і голову постійної комісії міської ради з питань житлово-комунального та дорожнього господарства.

Міський голова



Б. А. Філатов

ПОГОДЖЕНО

Рішення Аміровська
міська рада
(найменування органу місцевого самоврядування)

Від 23.06.2021 № 15/8

М.П.

ЗАТВЕРДЖЕНО

Директор
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС
АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

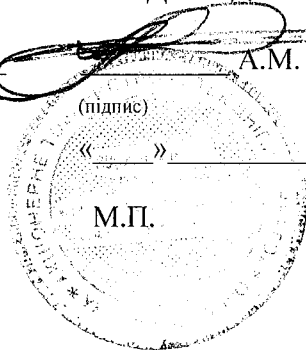
А.М. Боричевський

(підпис)

« »

2021 року

М.П.



ІНВЕСТИЦІЙНА ПРОГРАМА

у сфері теплопостачання

ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

(найменування ліцензіата)

на 2021 рік

Керівник ДТМ Дробот Ю.О.

Головний фахівець ВРТЕтаП ДТМ Горобець І.А.

ЗАЯВА

Просимо погодити затверджену інвестиційну програму ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» на 2021р., яка розроблена та сформована відповідно до «Порядку розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання», затвердженого наказом Міністерства розвитку громад та територій України 19.08.2020 №191.

Директор
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС
АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

м.п.

**А.М. Боричевський**

Зміст інвестиційної програми

1) Інформаційна картка ліцензіата	- 4
2) Розрахунок обсягу фінансування	- 6
3) Фінансовий план використання коштів для виконання інвестиційної програми	- 7
4) Фінансовий план використання коштів для виконання інвестиційної програми та їх урахування у структурі тарифів на 12 місяців	- 11
5) План витрат за джерелами фінансування на виконання інвестиційної програми для врахування у структурі тарифів на 12 місяців	- 15
6) Пояснювальна записка	- 17
7) Узагальнена характеристика об'єкта теплопостачання	- 38
8) Комерційні пропозиції	- 41

Інформаційна картка ліцензіата до інвестиційної програми на 2021 рік

(строк)

ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

(найменування ліцензіата)

1. ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО СУБ'ЄКТА ГОСПОДАРЮВАННЯ

Найменування ліцензіата	ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»
Рік заснування	1954
Форма власності	приватна
Місце знаходження	49112, м. Дніпро, вул. Гаванська, 1
Код за ЄДРПОУ	38024604
Прізвище, ім'я, по батькові посадової особи ліцензіата, посада	Боричевський Анатолій Михайлович, Директор
Тел., факс, e-mail	(056) 728-31-11, (056) 718-93-59, (056) 718-91-65, DubovaAA@dtek.com – секретар керівника
Ліцензія на транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами (№, дата видачі, строк дії)	Номер і дата прийняття рішення – № 388 від 28.12.2012р. (переоформлено постановою НКРЕКП №2189 від 18.08.2015р. на безстрокову)
Ліцензія на постачання теплової енергії (№, дата видачі, строк дії)	Номер і дата прийняття рішення – № 388 від 28.12.2012р. (переоформлено постановою НКРЕКП №2189 від 18.08.2015р. на безстрокову)
Ліцензія на виробництво теплової енергії на теплоелектроцентралях, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та установках з використанням нетрадиційних або поновлювальних джерел енергії (№, дата видачі, строк дії)	Номер і дата прийняття рішення – № 3 від 12.01.2015р. (переоформлено постановою НКРЕКП №2971 від 15.12.2015р. на безстрокову)
Статутний капітал ліцензіата, тис. грн	
Балансова вартість активів, тис. грн	
Амортизаційні відрахування за останній звітний період, тис. грн	
Заборгованість зі сплати податків, зборів (обов'язкових платежів) тис. грн	

2. ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО ІНВЕСТИЦІЙНУ ПРОГРАМУ

Цілі інвестиційної програми	Зниження витрат енергоресурсів
Строк реалізації інвестиційної програми	2021 рік
На якому етапі реалізації заходів, зазначених в інвестиційній програмі, знаходиться суб'єкт господарювання	Початковий
Головні етапи реалізації інвестиційної програми	Заміна трубопроводів теплової мережі на попередньо ізольовані.

3. ВІДОМОСТІ ПРО ІНВЕСТИЦІЇ ЗА ІНВЕСТИЦІЙНОЮ ПРОГРАМОЮ

Загальний обсяг інвестицій, тис. грн	500,00
власні кошти	500,00
позичкові кошти	0
залучені кошти	0
бюджетні кошти	0
Напрямки використання інвестицій (у % від загального обсягу інвестицій):	
Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	100
Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-
Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій	-
Заходи щодо зменшення понаднормативних витрат у теплових мережах	-
Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення	-
Заходи щодо підвищення екологічної безпеки та охорони навколишнього середовища	-
Інші заходи	-

4. ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРОГРАМИ

Чиста приведена вартість	235,221
Внутрішня норма дохідності	25,7
Дисконтований період окупності	2,62
Індекс прибутковості	1,47

Керівник ліцензіата

М.П.



(підпис)

А.М. Боричевський

(власне ім'я прізвище)

**РОЗРАХУНОК ОБСЯГУ ФІНАНСУВАННЯ
ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРОГРАМИ
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС
АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»
на 2021 рік**

Фінансування Інвестиційної програми у 2021 році передбачається у обсязі – 500,00 тис. грн. (без урахування ПДВ) у тому числі:

Амортизаційні відрахування, тис. грн.	Виробничі інвестиції з прибутку, тис. грн.
<i>1</i>	<i>2</i>
132,78	367,22

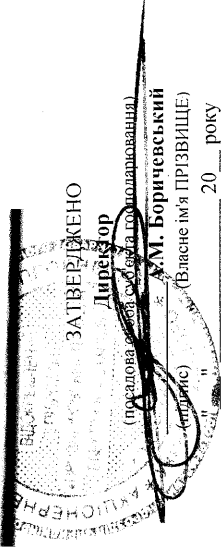
**Директор
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС
АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»**

м.п.

А.М. Боричевський



Рішення ПОГОДЖЕНО
Випровска
місця Рада
(найменування органу місцевого самоврядування)
Від 89.04.02.1 № 15/8



ФІНАНСОВИЙ ПЛАН
використання коштів для виконання інвестиційної програми на період з 01.10.2020 по 30.09.2021 року
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО"
(найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п Найменування заходів (пооб'єктно)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20						
																			Фінансовий план використання коштів на виконання інвестиційної програми за джерелами фінансування, тис. грн (без ПДВ)		За способом виконання, тис. грн (без ПДВ)		Графік здійснення заходів та використання коштів на планований та прогнозний періоди тис. грн (без ПДВ)	
																			з урахуванням:	амортизаційні відрахування	виробничі інвестиції з прибутку	позичкові кошти	інші залучені кошти, з них:	підлягають поверненню
Виробництво теплової енергії																								
Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання з урахуванням:																								
Заходи зі зниження паливних витрат, а також витрат ресурсів, з них:																								
Усього за підпунктом 1.1.1																								
Усього за підпунктом 1.1.2																								
Усього за підпунктом 1.1.3																								
Усього за пунктом 1.1																								
Інші заходи, з них:																								
1.2																								
1.2.1																								
Усього за підпунктом 1.2.1																								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1.2.2				Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 1.2.2			x	x	x	x	x	x											
1.2.3				Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 1.2.3			x	x	x	x	x	x											
1.2.4				Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 1.2.4			x	x	x	x	x	x											
1.2.5				Інші заходи, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 1.2.5			x	x	x	x	x	x											
	Усього за пунктом 1.2			x	x	x	x	x	x											
	Усього за розділом I			x	x	x	x	x	x											
II				Транспортування теплової енергії																
2.1				Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання з урахуванням:																
2.1.1				Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 2.1.1			x	x	x	x	x	x											
2.1.2				Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 2.1.2			x	x	x	x	x	x											
2.1.3				Заходи щодо зменшення поанормативних витрат у теплових мережах																
2.1.3.1	Заміна трубопроводів теплової мережі $d_w=150$ мм на поперечно гошовані, а саме: (Ділянка магистральних теплових мереж від МК-40 одокотрубному обчисленні) до МК-42.	290 м	500,00	x	x	x	x	x	x			500,00			31,4		36,44		214,613	
	Усього за підпунктом 2.1.3		500,00	x	x	x	x	x	x			500,00			31,4		36,44		214,613	
2.1.4				Інші заходи, з них:																
				x	x	x	x	x	x											
	Усього за підпунктом 2.1.4			x	x	x	x	x	x											
	Усього за пунктом 2.1			x	x	x	x	x	x											

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
2.2																				
2.2.1																				
	Усього за підпунктом 2.2.1																			
2.2.2																				
	Усього за підпунктом 2.2.2																			
2.2.3																				
	Усього за підпунктом 2.2.3																			
2.2.4																				
	Усього за підпунктом 2.2.4																			
2.2.5																				
	Усього за підпунктом 2.2.5																			
	Усього за пунктом 2.2																			
	Усього за розділом II		500,00								500,00	500,00		31,4			36,44			214,613
III																				
3.1																				
3.1.1																				
	Усього за підпунктом 3.1.1																			
3.1.2																				
	Усього за підпунктом 3.1.2																			
3.1.3																				
	Усього за підпунктом 3.1.3																			
	Усього за пунктом 3.1																			
3.2																				
3.2.1																				
	Усього за підпунктом 3.2.1																			
3.2.2																				
	Усього за підпунктом 3.2.2																			
3.2.3																				
	Усього за підпунктом 3.2.3																			
3.2.4																				
	Усього за підпунктом 3.2.4																			
3.2.5																				
	Усього за підпунктом 3.2.5																			
	Усього за пунктом 3.2																			
	Усього за розділом III																			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
IV						Постачання гарячої води														
4.1						Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання з урахуванням:														
4.1.1						Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.1.1														
4.1.2						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.1.2														
4.1.3						Інші заходи, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за пунктом 4.1														
4.2						Інші заходи з урахуванням:														
4.2.1						Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.2.1														
4.2.2						Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.2.2														
4.2.3						Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.2.3														
4.2.4						Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.2.4														
4.2.5						Інші заходи, з них:														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за підпунктом 4.2.5														
						x	x	x	x	x										
						x														
						Усього за розділом IV														
						x	x	x	x	x										
						Усього за інвестиційною програмою														
						500,00	132,78	367,22			500,00	500,00			31,4	36,44			214,613	

Примітки:

п* - кількість років інвестиційної програми.

** Суми витрат по заходах та економічний ефект від їх упровадження при розрахунку строку окупності враховувати без ПДВ.

*** Складові розрахунку економічного ефекту від упровадження заходів враховувати без ПДВ.

x - суб'єктом господарювання не заповнюється.

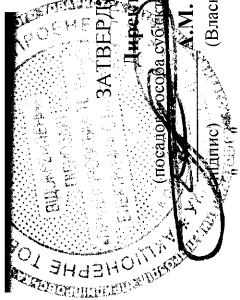
Керівник ДТМ
(посада відповідальної особи)

Ю.О. Дробот
(Власне ім'я ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Рішення Викровська
 місто Кара
 (найменування органу місцевого самоврядування)
 від 23.06.2021 № 1578

ПОГОДЖЕНО
 ЗАТВЕРДЖЕНО
 Директор
 (посада особа особа в посадовій особі)
А.М. Боричевський
 (Власне ім'я ПРІЗВИЩЕ)
 _____ 20__ року



ФІНАНСОВИЙ ПЛАН
використання коштів для виконання інвестиційної програми та їх урахування у структурі тарифів на 12 місяців
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО"
 (найменування суб'єкта господарювання)

№ з/п	Найменування заходів (об'єктно)	3	Фінансовий план використання коштів на виконання інвестиційної програми за джерелами фінансування, тис. грн. (без ПДВ)							з урахуванням:		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
			4	5	6	7	8	9	9	10																		
1			затяжна сума																									
1.1			амортизаційні відрахування																									
1.1.1			виробничі інвестиції з прибутку																									
1.1.1			отримані у планованому періоді позикові кошти																									
1.1.1			фінансових установ, що підлягають поверненню																									
1.1.1			отримані у планованому періоді позикові кошти																									
1.1.1			бюджетні кошти, що не підлягають поверненню																									
1.1.1			що підлягають поверненню																									
1.1.1			отримані у планованому періоді позикові кошти																									
1.1.1			інші залучені кошти, отримані у планованому періоді, з них:																									
1.1.1			що підлягають поверненню																									
1.1.1			що не підлягають поверненню																									
1.1.1			Сума позикових коштів та відсотків за їх використання, що підлягає поверненню у планованому періоді, тис. грн. (без ПДВ)																									
1.1.1			Сума інших залучених коштів, що підлягає поверненню у планованому періоді, тис. грн. (без ПДВ)																									
1.1.1			Кошти, що враховуються у структурі тарифів (гр. 5 + гр. 6 + гр. 11 + гр. 12, тис. грн. (без ПДВ))																									
1.1.1			господарський (вартість матеріальних ресурсів)																									
1.1.1			підприємний																									
1.1.1			За способом виконання, тис. грн. (без ПДВ)																									
1.1.1			І кв.																									
1.1.1			ІІ кв.																									
1.1.1			ІІІ кв.																									
1.1.1			ІV кв.																									
1.1.1			Срок окупності (місяць)*																									
1.1.1			№ аркуша об'єднаного матеріалу																									
1.1.1			Економія паливно-енергетичних ресурсів (тонн умовного палива / прогностичний період)																									
1.1.1			Економія фонду заробітної плати (тис. грн./рік)																									
1.1.1			Економічний ефект (тис. грн.)**																									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
IV						Постачання гарячої води																		
4.1						Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання з урахуванням:																		
4.1.1						Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
						Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів, з них:																		
4.1.2						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
4.1.3						Інші заходи, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4.2						Інші заходи з урахуванням:																		
4.2.1						Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
4.2.2						Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
4.2.3						Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
4.2.3						Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
4.2.5						Інші заходи, з них:																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						X																		
						X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
						500,00	132,78	367,22				500,00		500,00			500,00		31,40		36,44		214,613	

Примітки:

* Суми витрат по заходах та економічний ефект від їх впровадження при розрахунку строку окупності враховувати без ПДВ.

** Складові розрахунку економічного ефекту від впровадження заходів враховувати без ПДВ.

X - суб'єктом господарювання не заповнюється.

Керівник ДТМ
(посада відповідальної особи)

Ю.О. Дробот
(Власне ім'я ПРІЗВИЩЕ)

(Ім'я)

на 12 місяців

ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО"

(найменування ліцензіата)

№ з/п	Найменування заходів	Кошти, що враховуються у структурі тарифів за джерелами фінансування, тис. грн (без ПДВ)				
		загальна сума	амортизаційні відрахування	виробничі інвестиції з прибутку	сума позичкових коштів та відсотків за їх використання, що підлягає поверненню у планованому періоді	сума інших залучених коштів, що підлягає поверненню у планованому періоді
1	2	3	4	5	6	7
I						
Виробництво теплової енергії						
Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання, з урахуванням:						
1.1.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	-	-	-	-	-
1.1.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-	-	-	-	-
1.1.3	Інші заходи	-	-	-	-	-
1.2.	Усього за пунктом 1.1	-	-	-	-	-
Інші заходи, з урахуванням:						
1.2.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	-	-	-	-	-
1.2.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-	-	-	-	-
1.2.3	Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій	-	-	-	-	-
1.2.4	Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення	-	-	-	-	-
1.2.5	Інші заходи	-	-	-	-	-
	Усього за пунктом 1.2	-	-	-	-	-
	Усього за розділом I	-	-	-	-	-
II						
Транспортування теплової енергії						
Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання, з урахуванням:						
2.1		-	-	-	-	-
2.1.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	-	-	-	-	-
2.1.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-	-	-	-	-
2.1.3	Заходи щодо зменшення понаднормативних витрат у теплових мережах	-	-	-	-	-
2.1.4	Інші заходи	-	-	-	-	-
	Усього за пунктом 2.1	-	-	-	-	-
2.2		-	-	-	-	-
2.2.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	500,00	132,78	367,22	-	-
2.2.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-	-	-	-	-
2.2.3	Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій	-	-	-	-	-
2.2.4	Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення	-	-	-	-	-
2.2.5	Інші заходи	-	-	-	-	-
	Усього за пунктом 2.2	500,00	132,78	367,22	-	-
	Усього за розділом II	500,00	132,78	367,22	-	-
III						
Постачання теплової енергії						
Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання, з урахуванням:						
3.1		-	-	-	-	-
3.1.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	-	-	-	-	-
3.1.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-	-	-	-	-
3.1.3	Інші заходи	-	-	-	-	-
	Усього за пунктом 3.1	-	-	-	-	-
3.2		-	-	-	-	-
3.2.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів	-	-	-	-	-
3.2.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів	-	-	-	-	-
3.2.3	Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій	-	-	-	-	-

3.2.5.	Інші заходи								
	Усього за пунктом 3.2								
	Усього за розділом III								
	IV								
	4.1	Постачання гарячої води							
	4.1.1	Будівництво, реконструкція та модернізація об'єктів теплопостачання, з урахуванням:							
	4.1.2	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів							
	4.1.3	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів							
		Інші заходи							
		Усього за пунктом 4.1							
	4.2	Інші заходи, з урахуванням:							
	4.2.1	Заходи зі зниження питомих витрат, а також витрат ресурсів							
	4.2.2	Заходи щодо забезпечення технологічного обліку ресурсів							
	4.2.3	Заходи щодо впровадження та розвитку інформаційних технологій							
	4.2.4	Заходи щодо модернізації та закупівлі транспортних засобів спеціального та спеціалізованого призначення							
	4.2.5	Інші заходи							
		Усього за пунктом 3.2							
		Усього за розділом IV							
		Усього за інвестиційною програмою			500,00	132,78	367,22		

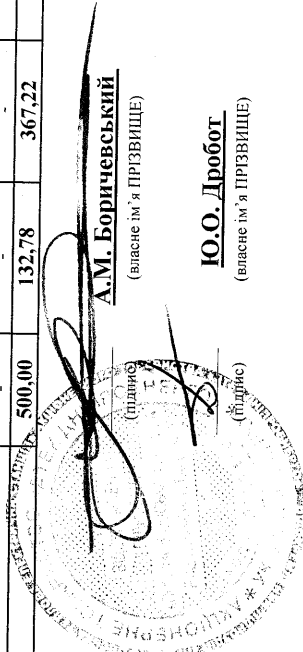
Директор

(посадова особа ліцензіата)

М.П.

Керівник ДТМ

(посада відповідального виконавця)



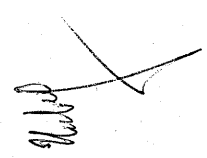
 (підпис)

А.М. Боричевський

(власне ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Ю.О. Дробот

(власне ім'я ПРІЗВИЩЕ)



ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до інвестиційної програми

ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС

АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

у сфері теплопостачання

на 2021 рік

**Дніпро
2021**

Коротка інформація про ліцензіата

ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК Дніпроенерго» (далі ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС) введена в експлуатацію в грудні 1954 року проектною потужністю 2400 МВт, була призначена для вироблення електроенергії в базовому режимі і включена в Єдину енергосистему України і Радянського Союзу.

Розташована Придніпровська теплова електрична станція в південній частині міста Дніпро на лівому березі р. Дніпро за адресою: 49112, Україна, Дніпропетровська обл., м. Дніпро, вул. Гаванська, 1.

Основний вид діяльності – виробництво електричної та теплової енергії. Організаційно-правова форма – акціонерне товариство. На даний час установлена електрична потужність ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС становить 1765 МВт, тепла – 675 Гкал/год.

Енергетичне обладнання складають 4 блоки по 150 МВт з котлами ТП- 90 і турбінами К- 150-130; 1 блок 310 МВт з котлом ТПП - 110 і турбіною К- 310-23,5-3.

Видача електричної потужності від електростанції здійснюється напругою в 150 і 330 кВ з відкритих розподільних пристроїв.

Основне проектне паливо – вугілля марки «АШ» та «Г», резервне – мазут та газ.

З 1995 року ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС входить до складу ПАТ «Дніпроенерго», яке є одним з енергогенеруючих об'єднань України, і бере участь в регулюванні частоти і потужності об'єднаної енергосистеми України.

Наглядовою радою ПАТ «Дніпроенерго», що відбулася 20.12.2011р. прийняте рішення про створення з 01.01.2012 року відокремленого підрозділу «Придніпровська теплова електрична станція» Публічного акціонерного товариства «Дніпроенерго» на базі невідокремленого виробничого структурного підрозділу «Придніпровська ТЕС» ПАТ «Дніпроенерго».

8 листопада 2008 ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС четвертої в Україні справила за роки свого існування 500 млрд кВт · год електроенергії.

При сучасному рівні енергоспоживання в Україні цієї кількості достатньо більш ніж на 2,5 року для всієї країни.

На загальних річних зборах акціонерів ПАТ «Дніпроенерго», які відбулися 10.04.2012р. було прийняте рішення про зміну найменування товариства на ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» (скорочене найменування ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»).

Відповідно до вимог Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо спрощення ведення бізнесу та залучення інвестицій емітентами цінних паперів» від 16.11.2017р. №2210-VIII, на загальних річних зборах акціонерів ПАТ «Дніпроенерго», які відбулися 20.04.2018р. було прийняте рішення про зміну найменування товариства на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» (скорочене найменування АТ «ДТЕК Дніпроенерго»).

Ремонти і реконструкції обладнання ТЕС тривають постійно, щоб забезпечувати безперервну подачу тепла і електроенергії домівкам і підприємствам нашого міста.

ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС була піонером в галузі освоєння блочного обладнання. Вона стала також і єдиною станцією, на якій в 2001 році на блоці 300 МВт ст. № 11 замість турбіни К-300 була встановлена головна сучасна турбіна К-310-23,5-3 Харківського заводу «Турбоатом». У листопаді 2001 року після реконструкції включений в мережу енергоблок № 11 з новою головною турбіною К-310-23,5, значно надійніше попередньої. Це був перший енергоблок в Україні, реконструйований в такому обсязі за роки її незалежності.

У 2012 році введено в експлуатацію після реконструкції енергоблок №9, побудовані нові електрофільтри енергоблоків №9 і №11. Заходи з реконструкції, що дозволили зробити виробництво електричної і теплової енергії значно економніше, і зменшити шкідливий вплив на навколишнє середовище.

У 2017 році електростанція перевела енергоблоки №7 та №8 на газове вугілля, а у листопаді 2018р. запустили енергоблок №9, який також почав виробляти електроенергію і тепло на газовому вугіллі, з новим електрофільтром. У березні 2019р. ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС пустила в мережу енергоблок №10 потужністю 150 МВт. Він був переобладнаний з використання антрациту на газове вугілля. За цей же час був побудований новий сучасний електрофільтр, який знизить викиди вугільного пилу від енергоблоку №10 до європейських норм - 50 мг/м³. В ході модернізації та установки нової газоочистки змонтували 1266 тонн металу. З них 1 тисяча тонн - металоконструкції для фільтра і 266 тонн - обладнання самого блоку. На агрегат встановили три нових вентилятора в системі газоповітряної сушки палива, замінили 16 старих пальників. Змонтували автоматизовану систему управління технологічним процесом фірми Siemens для управління новими пілосистемами. Модернізація блоку тривала 9 місяців, що є рекордно коротким терміном для подібних проєктів.

ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС здійснює підприємницьку діяльність з:

- 1) виробництва теплової енергії – Номер і дата прийняття рішення – № 3 від 12.01.2015р. (переоформлено постановою НКРЕКП №2971 від 15.12.2015р. на безстрокову).
- 2) транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами – Номер і дата прийняття рішення – № 388 від 28.12.2012р. (переоформлено постановою НКРЕКП №2189 від 18.08.2015р. на безстрокову).
- 3) постачання теплової енергії – Номер і дата прийняття рішення – № 388 від 28.12.2012р. (переоформлено постановою НКРЕКП №2189 від 18.08.2015р. на безстрокову).

Зазначену діяльність підприємство здійснює лише у місті Дніпро, Дніпропетровської області.

Видача теплової потужності здійснюється по магістральних трубопроводах від чотирьох вузлів підключення (ВД-1; ВД-2; ВД-3; ВД-4)

методом прямих продажів на житловому масиві Придніпровськ по власних магістральних мережах.

Заміна трубопроводів теплової мережі на попередньо ізольовані

Існуючий стан об'єкту впровадження заходу.

Теплові мережі підприємства використовуються для транспортування (постачання) теплової енергії для споживачів категорії – населення, бюджет, інші житлового масиву Придніпровський м. Дніпро, для яких ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС є виконавцем послуг централізованого опалення та гарячого водопостачання.

За 2020 рік ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС відпущено теплової енергії у обсязі – 133 263 Гкал, з них:

Населення – 67% або 89 620 Гкал;

Бюджет – 12% або 16 449 Гкал;

Інші споживачі – 7,7% або 9 456 Гкал;

Втрати теплової енергії – 13,3% або 17 738 Гкал;

Загальна протяжність теплових мереж (магістральні* та розподільчі**) для транспортування теплової енергії складає в однотрубному обчисленні 41,088 км (наведено нижче), які є 100% власністю АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» (теплові мережі, що знаходяться на балансі цеху теплових та водопровідних мереж (ЦТВС) ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС).

*Магістральна тепла мережа - комплекс трубопроводів і споруд, що забезпечують транспортування теплоносія від джерела теплової енергії до місцевої (розподільчої) теплової мережі;

**Місцева (розподільча) тепла мережа - сукупність енергетичних установок, обладнання і трубопроводів, яка забезпечує транспортування теплоносія від джерела теплової енергії, центрального теплового пункту або магістральної теплової мережі до теплового вводу споживача.

Інформація про загальну протяжність трубопроводів теплових мереж по

ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

Назва відокремленого підрозділу суб'єкта, його місцезнаходження	Протяжність теплових мереж, м (наведено у двотрубному обчисленні)	Зовнішній діаметр трубопроводів, мм
1	2	3
<p>ВІДОКРЕМЛЕНИЙ ПІДРОЗДІЛ «ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕПЛОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ» АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» 49112, Дніпропетровська область, м. Дніпро, вулиця Гаванська, 1</p>		<p><i>Підземний тип прокладки, вид ізоляції трубопроводів – мінеральна вата, базальтові мати</i></p>
	343	Ø325
	2 957	Ø219
	2 031	Ø159
	1 815	Ø108
	2 549	Ø89
	1 714,5	Ø76
	4 635	Ø57
	557	Ø42
	321	Ø25
		<p><i>Надземний тип прокладки, вид ізоляції трубопроводів – мінеральна вата, базальтові мати</i></p>
	2 452	Ø426
	165	Ø325
205	Ø219	

	388	Ø159
	155	Ø108
	77	Ø89
	36	Ø76
	143,5	Ø57
Усього:	20 544	

Температурний графік роботи теплової мережі – 92/61 °С, (додається).

Теплові мережі підземного та надземного прокладання (мережі надземного прокладання складають 36,6%, підземного прокладання 63,4%, від загальної кількості), ізольовані одним типом ізоляції: мінеральна вата.

Мінеральна вата використовується як теплова ізоляція для труб теплових мереж більше 30 років. Досвід експлуатації показує, що даний тип ізоляції не може повною мірою забезпечувати надійну і довговічну роботу трубопроводів. Вже через 5-10 років експлуатації на 50% труб в ізоляції з мінеральної вати присутні корозійні процеси, а у 24 випадках зі 100 виникає аварійна ситуація. Важливим фактом при роботі теплопроводів в мінеральній ваті є збільшення теплових втрат. При зволоженні ізоляції втрати тепла можуть зрости в 2 і більше разів понад норму. Середній термін служби підземних каналних теплопроводів не перевищує в середньому 10-12 років, а безканалних з ізоляцією – не більше 6-8 років. Основною причиною пошкоджень є зовнішня корозія, яка виникає внаслідок відсутності або неякісного нанесення антикорозійного покриття, незадовільної якості або стану покриття, надмірного зволоження ізоляції, а також внаслідок затоплення каналів через нещільності конструкцій.

На даний час значна частина теплових мереж ТЕС знаходиться у нормальному стані, але існують зношені і потребуючі заміни ділянки, такі, як передбачені даною інвестиційною програмою:

Заміна трубопроводів теплової мережі $du=150$ мм на попередньо ізольовані, а саме:

Магістральна тепла мережа від МК-40 до МК-42 по вул. Світанкова.

Згідно ГКД 34.20.507 - 2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж», термін експлуатації сталевих трубопроводів не повинен перевищувати 25 років, отже, трубопроводи даних ділянок знаходяться в критичному періоді експлуатації, так як їх напрацювання перевищує встановлені нормативними документами терміни. Також про погіршення стану внутрішньої поверхні трубопроводів сигналізують датчики корозії, які знімаються в період після ремонтів.

З метою забезпечення існуючого та досягнення більш високого рівня економічності на діючих теплових мережах необхідно постійно проводити ремонтні роботи з використанням нових, більш досконалих та економічних технологій виробництва, підтримувати високий рівень обслуговування устаткування та досвід їх експлуатації, розробляти більш раціональні та ефективні заходи зниження питомих витрат тепла та мережної води.

Найбільш ефективним вирішенням поставлених вище проблем, є широке впровадження в практику будівництва теплових мереж трубопроводів з пенополіуретанової (ППУ) теплоізоляцією, типу «труба в трубі», тобто складається з двох труб: внутрішня робоча (несуча) і зовнішня захисна (оболонка), проміжок між якими заповнений пінополіуретаном.

ППУ-ізоляція виготовляється шляхом нанесення на сталеву трубу теплоізолюючого шару пінополіуретану, що представляє собою поліпрієднання ізоціанатів і поліолів. У зв'язку з тим, що такий матеріал являє собою полімерну комірчасту конструкцію з високим сорбційним зволоженням, потрібна надійна гідрозахисна оболонка, яка представляє собою суцільну поліетиленову трубу. Таким чином, попередньо ізольовані пінополіуретаном труби являють собою конструкцію типу "труба в трубі", що складається з основної сталеві труби, шару теплоізоляції і зовнішньої захисної оболонки з поліетилену високої щільності.

За рахунок зв'язку металеві труби з ППУ теплоізоляцією і поліетиленовою (ПЕ) або оцинкованою (ОЦ) оболонкою забезпечується твердість всієї конструкції труби. Такий зв'язок досягається в заводських умовах ретельним підбором характеристик всіх компонентів ППУ, а також за допомогою попередньої підготовки оболонки і самої металеві труби.

Перш ніж буде виготовлена ПЕ або ОЦ ізоляція металеві труби, остання повинна пройти процес шліфування зовнішньої поверхні, в той час як внутрішню поверхню оболонки піддають дії високовольного коронного розряду, створюючи, таким чином, зчеплення поверхонь з ізолюючим шаром ППУ.

Гідрозахисна оболонка виготовляється саме з поліетилену тому, що така ізоляція виявляється найбільш ефективною для підземної прокладки трубопроводів.

Опис заходу.

Планується виконати заміну трубопроводів теплової мережі (схеми додаються) на ділянках:

Магістральна тепла мережа від МК-40 до МК-42 по вул. Світанкова, на трубопроводах з попередньою ізоляцією (безшовні), що відповідає вимогам ДБН В.2.5-39:2008 «ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ».

Довжина ділянок $d_u=150$ мм – 290 м у однострубіному обчисленні, тип прокладання трубопроводів – підземний.

Основні переваги трубопроводу в ППУ ізоляції:

1) Велика амплітуда температурного режиму використання з високотемпературними теплоносієм системи (в межах -80 °С зовні і $+130$ °С усередині);

2) Збільшений термін служби комунікацій без потреби в ремонті (≥ 30 років);

3) Можливість швидкого введення теплотраси в експлуатацію, завдяки «продуманій» технології монтажу;

4) Стійкість трубопроводу в ППУ ізоляції до механічних впливів при сейсмічних поштовхах та інших несподіваних навантаженнях на комунікації.

- 5) Підвищена екологічна безпека;
- 6) Зниження втрат тепла при передачі теплоносія на 35-40%;
- 7) Стійкість до гниття - довговічність покриття (не схильна до розкладання і гниття, не руйнується під впливом сезонних температурних коливань, атмосферних опадів, агресивної промислової атмосфери);
- 8) Відмінний антикорозійний захист металоконструкцій;
- 9) Ізоляція з ППУ монолітна, безшовна, не утворює "містків холоду";
- 10) Немає потреби в захисті від блукаючих струмів та пристрої дренажної системи;
- 11) Не кородують та не «заростають» сольовими відкладеннями;
- 12) Завдяки незначній шорсткості внутрішньої поверхності відрізняються стабільними гігроскопічними показниками в процесі всього строку експлуатації;
- 13) Не потребують додаткових елементів для компенсації теплових подовжень;
- 14) Економія ресурсів, використаних для нагріву теплоносія.

Основною метою виконання робіт є:

- а) Підвищення надійності експлуатації теплової мережі;
- б) Зменшення втрат теплової енергії;
- в) Зменшення витрат на поточні ремонти мережі;
- г) Підвищення якості послуг у сфері тепlopостачання;
- д) Зниження питомих витрат, а також втрат ресурсів;
- є) Підвищення екологічної безпеки та охорони навколишнього середовища;
- ж) Оновлення основних фондів, що беруть участь в процесі виробництва і передачі теплової енергії до споживачів.

Порівняльний аналіз фізичних властивостей пінополіуретану та інших матеріалів теплоізоляції:

Вид теплоізоляції труб	Коефіцієнт теплопровідності, Вт/м К	Щільність, кг/м ³	Діапазон робочих температур, °С	Термін експлуатації, років
ППУ	0,019-0,040	60-160	-80...+130	≥ 30
Пінолістирол	0,043-0,064	15-35	-80...+80	15
Минеральна вата	0,052-0,058	55-150	-40...+120	5
Пробкова плита	0,050-0,060	220-240	-30...+90	3

Очікувані результати вигод та витрат:

Сфера інтересів	Вигоди	Витрати
Інтереси підприємства – надавач послуг. Виконання ліцензійних умов, вимог «Правил», ДБН.	Підвищення якості послуг у сфері тепlopостачання.	На обслуговування, експлуатацію.

Аналіз впливу результатів реалізації програми на структуру тарифу та фінансово-господарську діяльність у прогностичному періоді: Додається.

Обґрунтування способу виконання робіт по заміні трубопроводів теплової мережі на попередньо ізольовані:

Установка попередньо ізольованих труб (основний захід щодо усунення теплових втрат на магістральних та розподільчих теплових мережах) приведе до істотного зниження собівартості витрат на підготовку теплоносія за рахунок виключення втрат тепла на ділянці, яку замінять, а отже до зниження собівартості теплової енергії, збільшить експлуатаційний ресурс даної ділянки.

Роботи планується виконувати підрядним способом.

Джерела фінансування програми: амортизаційні відрахування, виробничі інвестиції з прибутку.

Розрахунок теплових втрат за рахунок охолодження води в трубопроводах:

Величина теплових втрат за рахунок охолодження води в трубопроводах для даного типу прокладки теплової мережі (підземна прокладка), визначається за формулою:

$$Q = \beta * q * l * n * 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

де, l – довжина ділянки теплової мережі, у однострубному обчисленні, м;

β – коефіцієнт місцевих теплових втрат, приймається 1,2; (згідно МУ 34-70-080-84, п 2.3.5.)

q – нормативні питомі теплові втрати, ккал/м³ч. Визначаються шляхом лінійної інтерполяції (згідно МУ 34-70-080-84, п 2.3.);

n – кількість годин роботи теплової мережі в розрахунковий період, годин.

Для ділянки:

а) Магістральна тепла мережа від МК-40 до МК-42 по вул. Світанкова.

Довжина ділянки – 290 м у однострубному обчисленні, підземний тип прокладання, $d_u=150$ мм:

$$Q_{\text{факт}} = 1,2 * 88,8 * 290 * 8400 * 10^{-6} = 259,58 \text{ Гкал/рік},$$

Розрахунок величини теплових втрат з витоком води з водяних теплових мереж:

Для даного типу прокладки теплової мережі (підземна прокладка) визначається за формулою:

$$Q_{\text{вит}} = a * c * V * \rho * ((t_p + t_{зв}/2) - t_{хв}) * n * 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

де, a – нормативне значення витока з теплової мережі, приймається 0,0025 м³/(ч*м³);

c – питома теплоємність води, приймається 1 ккал/(кг*⁰С);

V – об'єм зазначених ділянок теплової мережі $d_u=150$ мм, м³;

ρ – щільність води, приймається 980,0кг/м³;

$t_{хв}$ – температура холодної води, приймається, 5 ⁰С;

$t_p, t_{зв}$ – середньорічна температура прямої та зворотної мережевої води, ⁰С.

$$Q_{\text{вит}} = 0,0025 * 1 * 5,13 * 980 * (((72,1 + 46)/2) - 5) * 8400 * 10^{-6} = 5,71 \text{ Гкал/рік}.$$

Разом:

$$Q_{\text{факт}} = 259,58 + 5,71 = 265,29 \text{ Гкал/рік.}$$

Відповідно до технічної характеристики попередньо ізольованих труб, втрати теплоносія крізь ізоляційне покриття передбачені у розмірі, для $d=108/200$ мм – 3,5 ккал/м*ч.

Величина теплових втрат за рахунок охолодження води в трубопроводах на даних ділянках, для даного типу труб, складатиме:

$$Q_{\text{ппу}} = 1,2 * 3,5 * 290 * 8400 * 10^{-6} = 10,23 \text{ Гкал/рік,}$$

Таким чином, відповідно до отриманих результатів, зменшення втрат крізь ізоляцію трубопроводу після заміни на попередньо ізольовані, для даної ділянки теплової мережі складатиме:

$$\Delta Q = Q_{\text{факт}} - Q_{\text{ппу}} = 265,29 - 10,23 = 255,06 \text{ Гкал/рік.}$$

Техніко-економічне обґрунтування необхідності та доцільності впровадження заходів:

Програмою передбачено заміну у 2021 році трубопроводів теплової мережі на ділянках:

Магістральна тепла мережа від МК-40 до МК-42 по вул. Світанкова, на трубопроводах з попередньою ізоляцією, на суму фінансування – 500,00 тис.грн:

Станом на 01.01.2021 року вартість 1 т.у.п. становить – 2 459,19 грн.

Тобто, від зменшення втрат теплової енергії буде досягнуто економію паливно-енергетичних ресурсів у розмірі:

На ділянці теплової мережі:

Магістральна тепла мережа від МК-40 до МК-42 по вул. Світанкова.

$$255,06 \text{ Гкал} / 7 = 36,44 \text{ т.у.п.,}$$

Економія паливно-енергетичних ресурсів:

$$36,44 \text{ т.у.п.} * 2\,459,19 \text{ грн.} = 89,613 \text{ тис. грн.}$$

Разом: 196,86 Гкал – 28,12 т.у.п. – 89,613 тис.грн.

Економічні вигоди від зростання капіталізації основних фондів (збільшення амортизаційних відрахувань) після повної реалізації програми становлять:

Для ділянки теплової мережі:

Магістральна тепла мережа від МК-40 до МК-42 по вул. Світанкова.

$500,00 \text{ тис. грн.} / 4 = 125 \text{ тис. грн.}$

де, 500,00 тис.грн. – вартість заміненої ділянки теплової мережі;

2 – амортизаційний період заходів, років.

Сукупний економічний ефект від повної реалізації інвестиційної програми становить:

$89,613 + 125 = 214,613 \text{ тис. грн.}$

Керівник ДТМ
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС
АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»



Ю.О. Дробот



1. Чиста приведена вартість (NPV) – це різниця між сумою дисконтованого потоку коштів (доходів) за період реалізації (експлуатації) інвестиційного проекту/програми та сумою дисконтованих інвестиційних витрат, необхідних для реалізації (експлуатації) цього проекту/програми (1).

Чиста приведена вартість обчислюється:

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+r)^k}$$

де n – період експлуатації інвестиційної /програми (амортизаційний період найбільш тривалого заходу інвестиційної програми) у роках;

4 роки – амортизаційний період заходів;

CF_k – річний економічний ефект від впровадження інвестиційного заходу складає 214,613 тис.грн до 4 року впровадження програми;

r – ставка дисконтування 6,5%;

I_k – інвестиційні витрати по програмі 500,00 тис. грн.;

k – порядковий номер року де k = 1...4.

$$NPV = -500,00/(1+0,065)^0 + \left\{ (214,613/(1+0,065)^1 + 214,613/(1+0,065)^2 + 214,613/(1+0,065)^3 + 214,613/(1+0,065)^4) \right\} = -500,00 + (201,52 + 189,22 + 177,67 + 166,82) = 235,221 \text{ тис.грн.}$$

2. Внутрішня норма дохідності (IRR) є межею, нижче за яку інвестиційний проект дає негативну загальну прибутковість і визначається як рівень ставки дисконтування, при якому чиста приведена вартість проекту (за весь період реалізації (експлуатації) інвестиційного проекту/програми (амортизаційний період найбільш тривалого заходу інвестиційної програми)) дорівнює нулю, тобто таке значення ставки дисконтування, при якому сума дисконтованих інвестиційних витрат дорівнює сумі дисконтованого потоку коштів (доходів) від впровадження інвестиційної програми.

$$\sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+IRR)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+IRR)^k} = 0 \quad (2)$$

$$IRR = A + \frac{a(B - A)}{(a - b)}$$

де A – величина ставки дисконту, при якій NPV позитивна;

B – величина ставки дисконту, при якій NPV негативна;

a – величина позитивної NPV при величині ставки дисконту A;

b – величина негативної NPV при величині ставки дисконту B.

Для розрахунку внутрішньої норми дохідності інвестиційної програми використовуємо функцію ВСД програмного комплексу EXCEL за таким алгоритмом:

IRR=функція ВСД

$$(-500,00 + 214,613 + 214,613 + 214,613 + 214,613) = 25,77\%$$

Дисконтований період окупності:

Для розрахунку дисконтованого періоду окупності Інвестиційної програми перерахуємо грошові потоки в вид поточних вартостей для кожного року:

$$PV1 = 214,613 / (1 + 0,065)^1 = 201,52 \text{ тис.грн.}$$

$$PV2 = 214,613 / (1 + 0,065)^2 = 189,22 \text{ тис.грн.}$$

$$PV3 = 214,613 / (1 + 0,065)^3 = 177,67 \text{ тис.грн.}$$

$$PV4 = 214,613 / (1 + 0,065)^4 = 166,82 \text{ тис.грн.}$$

Визначимо період після закінчення якого інвестиція окупається.

Сума дисконтованих доходів за 3 роки впровадження програми: $201,52 + 189,22 + 177,67 = 568,4$ тис.грн., що більше розміру дисконтованих інвестицій (500,00 тис.грн.) і це означає, що відшкодування первісних інвестиційних витрат відбудеться раніше 3 років.

Якщо припустити, що приплив коштів надходить рівномірно на протязі всього періоду (за умовчанням передбачається що кошти надходять у кінці періоду), то можна обчислити залишок від п'ятого року.

$$DPP = \sum \frac{CF_{1,2,3}}{(1+r)^{1,2,3}} \geq \frac{I_1}{(1+r)^1}$$

$$\text{Залишок третього року: } (1 - (568,4 - 500,00 / 177,67)) = 1 - 0,38 = 0,62$$

Таким чином дисконтований період окупності складе менше трьох років, а саме:

$$DPP = 2 + 0,62 = 2,62 \text{ року}$$

Індекс прибутковості:

$$PI = \sum \frac{CF_{1,2,3,4,5}}{(1+r)^{1,2,3,4,5}} / \frac{I_1}{(1+r)^1}$$

$$PI = 735,22 / 500,00 = 1,47$$

Керівник ДТС



Ю.О. Дробот



ЗАТВЕРДЖЕНО

Директор ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС
АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»



ПОГОДЖЕНО

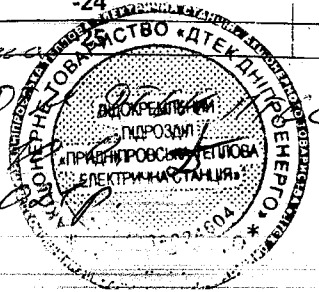
Заступник міського голови,
Директор департаменту благоустрою та
інфраструктури Дніпровської міської ради



**Розрахунковий температурний графік роботи теплової мережі
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»**

Температура зовнішнього повітря	Температура теплоносія в подавальному трубопроводі на виході з ПрТЕС	Температура теплоносія в зворотному трубопроводі на вході в ПрТЕС
8	43,40	35,80
7	44,20	35,00
6	45,50	35,80
5	46,50	36,50
4	47,50	37,00
3	48,00	37,50
2	50,00	39,00
1	53,40	42,00
0	56,00	43,50
-1	56,50	44,50
-2	58,00	45,00
-3	59,50	46,00
-4	61,00	46,50
-5	63,50	46,80
-6	65,50	47,30
-7	67,00	47,80
-8	68,00	48,50
-9	69,00	49,00
-10	70,00	49,50
-11	71,50	50,00
-12	73,00	50,50
-13	74,50	51,00
-14	76,00	52,00
-15	77,90	53,50
-16	78,50	54,00
-17	79,50	54,50
-18	81,50	55,00
-19	83,00	56,00
-20	84,80	57,00
-21	86,00	58,00
-22	88,00	59,00
-23	90,00	60,00
-24	91,00	50,50
	92,00	61,00

Копія відома
Керівнику Д
Проблема
23.04.2019



А К Т № 5

на осмотр тепломагистральной в шурфе

Теплосеть: Магистральная тепловая сеть от УД - 1

Район теплосети: От МК - 40 до МК - 42 по ул. Рассветная

Дата: 21.08.2019г.

Наименование магистральной: Магистральная тепловая сеть от УД - 1

Место шурфовки: между камерами (узлами): МК - 40 до МК - 41, МК - 41 до МК - 42

на расстоянии 17 м от камеры (узла) МК - 35 на длине 5 м

на расстоянии 15 м от камеры (узла) МК - 37 на длине 5 м

Год прокладки теплосети 1981 **длительность эксплуатации**
38 лет

Тип прокладки: бесканальная прокладка

(непроходной канал, бесканальная и т.д.)

Диаметр труб: подающей 159 мм, обратной 159 мм

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСМОТРА.

1. **Характеристика участка сети** Магистральная тепловая сеть от УД - 1

2. **Характеристика наружного покрытия над прокладкой теплопровода:** грунт

3. **Характеристика грунта:** песчаный, категория 1,2

4. **Уровень грунтовых вод:** 3,5 - 4 м

5. **Глубина заложения прокладки:** 1,5 м

6. **Наличие дренажного устройства, его конструкция и состояние:** -

7. **Гидроизоляция канала:** -

8. **Характеристика и состояние строительных конструкций:** -

9. **Внутреннее состояние канала:** -

10. **Гидроизоляционное покрытие на теплопроводе (материал, состояние):**

подающая труба: нет

обратная труба: нет

11. **Защитная оболочка (материал, состояние):**

подающая труба: нет

обратная труба: нет

12. **Тепловая изоляция (материал, состояние):**

подающая труба: нет



ДТЕК ДТЕК
J

обратная труба: неудовлетворительное

3. Антикоррозионное покрытие труб, его состояние:

подающая труба: нет

обратная труба: нет

14. Наличие внешней коррозии на трубах, ее характер и интенсивность, местонахождение на оси трубы:

подающая труба: интенсивная по всей окружности

обратная труба: интенсивная по всей окружности

15. Наличие электрифицированного транспорта и расстояние до ближайших путей: нет

16. Наличие вблизи теплотрассы других подземных прокладок и сооружений (кабелей, газопроводов, водопроводов, канализации): водопровод – 2,8 м; канализация – 4,6 м, газопровод – 8,4 м.

17. Наличие на соседних подземных сооружениях электрозащитных установок: нет

18. Предполагаемые причины внешней коррозии труб и разрушения строительной изоляционной конструкции: отсутствие озожушивания и коррозионного покрытия, длительный срок эксплуатации.

19. Намечаемые мероприятия для устранения обнаруженных дефектов: полная замена дефектного участка

20. Описание работ по восстановлению прокладки и месте шурфования, дата восстановления: шурф засыпан, грунт восстановлен 23.08.19г.

Начальник ЦТВС

А.В. Тютюнник

Мастер ЦТВС

А.В. Жулянов

Слесарь по ремонту

оборудования теплосетей

Н.В. Кремзер

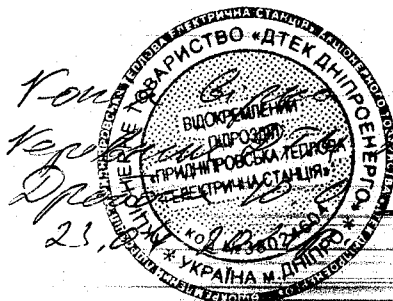
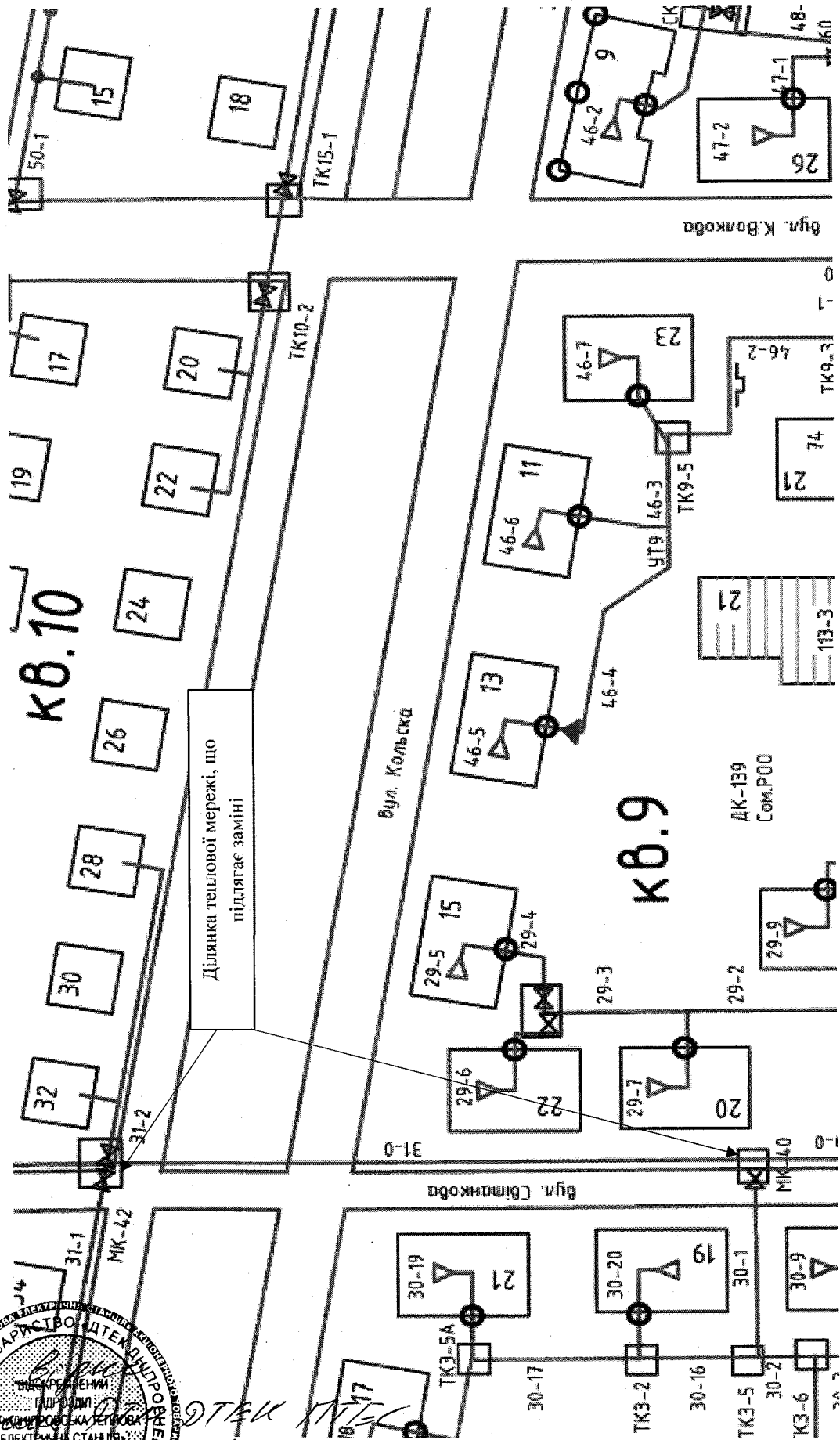


Схема теплопостачання ж/м Придніпровськ, із зазначенням ділянки теплової мережі, що підлягає заміні



КОМУНАЛЬНЕ ПІДПРИЄМСТВО «ДТЕК ДНІПРОПЕТРОВСЬК»
 ПІДПРИЄМСТВО «ДТЕК ДНІПРОПЕТРОВСЬК»
 ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ
 ДТЕК ДНІПРОПЕТРОВСЬК
 КОД 43802604
 УКРАЇНА, М. ДНІПРОПЕТРОВСЬК

ДТЕК ДНІПРОПЕТРОВСЬК
 ДТЕК ДНІПРОПЕТРОВСЬК

**Аналіз впливу результатів реалізації інвестиційної програми
у сфері теплопостачання на 2021 рік на структуру тарифів у прогностичному періоді
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО"**

Інвестиційна програма ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО" на 2021 рік у сфері теплопостачання, яка погоджена рішенням Дніпровської міської ради від 27.01.2021 року №11/2, потребує внесення змін в частині обсягів фінансування та виконання робіт.

Необхідність коригування погодженої інвестиційної програми викликана наступною об'єктивною обставиною.

В зв'язку з набранням чинності нового Порядку розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, ліцензування діяльності яких здійснюють Рада міністрів Автономної Республіки Крим, обласні, Київська та Севастопольська міські державні адміністрації, що затверджений наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 19.08.2020 № 191, змінено підхід до строків подання та періоду дії інвестиційних програм у сфері теплопостачання, а саме:

- **строк подання інвестиційної програми у сфері теплопостачання** – щороку (до 1 березня), не пізніше ніж за три місяці до дати подання уповноваженому органу розрахунків тарифів на теплову енергію;
- **період дії інвестиційної програми у сфері теплопостачання** дорівнює періоду дії тарифів на теплову енергію з 1 жовтня поточного року по 30 вересня наступного року.

На виконання вимог нового Порядку розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сфері теплопостачання, ліцензування діяльності яких здійснюють Рада міністрів Автономної Республіки Крим, обласні, Київська та Севастопольська міські державні адміністрації, що затверджений наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 19.08.2020 № 191, ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО" 24.02.2021 р. подано для погодження інвестиційну програму у сфері теплопостачання на період дії з **01.10.2021 по 30.09.2022**. Зазначена інвестиційна програма погоджена рішенням Дніпровської міської ради від 21.04.2021 року № 8/6.

Тобто, період дії (накопичення коштів та виконання заходів) інвестиційної програми ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО" на 2021 рік у сфері теплопостачання зменшено на 3 місяці (з 01.01.2021 по 30.09.2021).

Таким чином, з урахуванням зазначених вище обставин, наявні обсяги фінансування інвестиційної програми у сфері теплопостачання на 2021 рік (до 01.10.2021 р) за рахунок інвестиційної складової в тарифах складають **500,0 тис.грн.** в тому числі:

- амортизація виробничих засобів – 132,78 тис.грн.;
- виробничі інвестиції – 367,22 тис.грн.

Керівник ДТМ ДТЕК ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС



Ю.О. Дробот

**Узагальнена характеристика об'єктів у сфері теплопостачання
ВП ПРИДНІПРОВСЬКА ТЕС АТ "ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО"**

(найменування ліцензіата)

за 2020 рік

№ з/п	Найменування та характеристика об'єктів у сфері теплопостачання	Одиниця виміру	Показник	
			загальний	з них аварійні
I. Виробництво теплової енергії				
1	Джерела теплової енергії			
1.1	Загальна кількість котельень, з них:	шт.		
	потужністю до 3 Гкал/год	шт.		
	потужністю від 3 до 20 Гкал/год	шт.		
	потужністю від 20 до 100 Гкал/год	шт.		
	потужністю 100 Гкал/год і більше	шт.		
	дахових	шт.		
1.2	Загальна установлена потужність котельень, з них:	Гкал/год		
	потужністю до 3 Гкал/год	Гкал/год		
	потужністю від 3 до 20 Гкал/год	Гкал/год		
	потужністю від 20 до 100 Гкал/год	Гкал/год		
	потужністю 100 Гкал/год і більше	Гкал/год		
	дахових	Гкал/год		
1.3	Середнє навантаження котельень:			
	у неопалювальний період	Гкал/год		
	у зимовий період	Гкал/год		
1.4	Річний обсяг відпуску теплової енергії	Гкал	133 263	
2	Котли та хвостові поверхні нагріву			
2.1	Загальна кількість котлів:	шт.		
2.1.1	за видом теплоносія, з них:	шт.		
	водогрійних з ККД менше 86 %	шт.		
	водогрійних з ККД більше 86 %	шт.		
	парових з ККД менше 89 %	шт.		
	парових з ККД більше 89 %	шт.		
2.1.2	за видом палива, з них:	шт.		
	на газоподібному паливі	шт.		
	на твердому паливі	шт.		
	на рідкому паливі	шт.		
2.2	Використання установлених виробничих потужностей котлів:			
	у неопалювальний період	%		
	у зимовий період	%		
2.3	Загальна кількість економайзерів	шт.		
3	Газоповітряний тракт, димові труби, очистка димових газів			
3.1	Загальна кількість тягодуттєвих установок, з них:	шт.		
	димососів	шт.		
	дуттєвих вентиляторів (установлених окремо)	шт.		
3.2	Загальна установлена потужність тягодуттєвих установок	кВт		
3.3	Загальна кількість золошлакоуловлювачів	шт.		
3.4	Загальна кількість димових труб, з них:	шт.		
	сталевих	шт.		
	цегляних та/або залізобетонних	шт.		

4	Допоміжне обладнання			
4.1	Загальна кількість деаераторних установок	шт.		
4.2	Загальна кількість водопідігрівальних установок	шт.		
4.3	Загальна кількість баків збору конденсату	шт.		
4.4	Загальна кількість насосів, з них:	шт.		
	живильних	шт.		
	мережних	шт.		
	підживлювальних	шт.		
	конденсаційних	шт.		
	рециркуляційних	шт.		
	насосів гарячого водопостачання (ГВП)	шт.		
	циркуляційних (ГВП)	шт.		
4.5	Загальна установлена потужність насосів	кВт		
5	Водопідготовка і водно-хімічний режим			
5.1	Загальна кількість водопідготовчих установок	шт.		
5.2	Загальна кількість насосів у складі водопідготовчих установок	шт.		
5.3	Загальна установлена потужність насосів	кВт		
6	Електропостачання та електротехнічні пристрої			
6.1	Загальна кількість лічильників обліку електричної енергії:	шт.		
	прямого включення	шт.		
	трансформаторного включення	шт.		
6.2	Загальна кількість точок обліку електричної енергії, об'єднаних у ЛУЗОД (АСКОЕ)	шт.		
6.3	Загальна кількість трансформаторних підстанцій 10 (6)/0,4 кВ:	шт.		
	потужністю до 630 кВА	шт.		
	потужністю понад 630 кВА	шт.		
6.4	Використання установлених виробничих потужностей електротехнічного обладнання:			
	у неопалювальний період	%		
	у зимовий період	%		
7	Автоматизація			
7.1	Загальна кількість автоматизованих котелень, у тому числі	шт.		
	з повною автоматизацією (без постійного обслуговувального персоналу)	шт.		
	з частковою автоматизацією	шт.		
7.2	Загальна кількість систем автоматичного регулювання параметрів робочого процесу	шт.		
8	Прилади обліку теплової енергії			
8.1	Загальна кількість приладів обліку теплової енергії, з них:	шт.	166	
	на джерелах теплопостачання	шт.	5	
	комерційного (у споживача)	шт.	163	
8.2	Забезпеченість приладами обліку на джерелах теплопостачання	%	100	
8.3	Забезпеченість приладами комерційного обліку	%	95,0	
8.4	Загальна кількість приладів обліку, що необхідно встановити до 100 % оснащеності, у тому числі:	шт.	8	
	на джерелах теплопостачання	шт.	0	
	комерційного обліку	шт.	8	
9	Транспортні засоби			
9.1	Загальна кількість спеціальних та спеціалізованих транспортних засобів, у тому числі:	шт.		
	спецтехніки	шт.		
	вантажних автомобілів	шт.		
	легкових автомобілів	шт.		
10	Будівлі та споруди виробничого призначення			
	Загальна кількість	шт.		
II. Транспортування та постачання теплової енергії				
11	Магістральні теплові мережі			
11.1	Протяжність магістральних теплових мереж, у тому числі:	км	10,356	0
	підземних каналних	км		0
	підземних безканалних	км		0
	надземних	км		0
11.2	Загальна кількість теплових камер	шт.	167	
12	Місцеві (розподільчі) мережі			

12.1	Протяжність місцевих (розподільчих) теплових мереж, у тому числі:	км	10,188	0
	підземних	км		0
	надземних	км		0
12.2	Загальна кількість теплових камер	шт.	178	
13	Мережі гарячого водопостачання (ГВП)			
13.1	Протяжність мереж ГВП, з них:	км		0
	підземних	км		0
	надземних	км		0
14	Центральні теплові пункти (ЦТП)			
	Загальна кількість ЦТП	шт.		
15	Індивідуальні теплові пункти (ІТП)			
	Загальна кількість ІТП	шт.		
16	Обладнання ЦТП та ІТП			
16.1	Загальна кількість водопідігрівальних установок	шт.		
16.2	Загальна кількість баків-акумуляторів гарячої води	шт.		
16.3	Загальна кількість насосів, з них:	шт.		
	підживлювальних	шт.		
	насосів ГВП	шт.		
	циркуляційних (ГВП)	шт.		
16.4	Загальна встановлена потужність насосів	кВт		
17	Електропостачання та системи управління			
17.1	Загальна кількість лічильників обліку електричної енергії:	шт.		
17.2	Загальна кількість систем автоматизації та контролю, у тому числі:	шт.		
	систем автоматичного погодного регулювання подачі теплоносія	шт.		
17.3	Загальна кількість систем диспетчерського управління та телемеханіки	шт.		
18	Прилади обліку теплової енергії і лічильники ГВП			
18.1	Загальна кількість приладів обліку теплової енергії на ЦТП	шт.		
18.2	Загальна кількість лічильників ГВП, з них:	шт.		
	на ЦТП	шт.		
	у споживачів (у будинках)	шт.		
18.3	Забезпеченість приладами обліку теплової енергії на ЦТП	%		
18.4	Забезпеченість лічильниками ГВП, з них:	%		
	на ЦТП	%		
	у споживачів (у будинках)	%		
18.5	Загальна кількість приладів обліку теплової енергії на ЦТП, що необхідно встановити до 100 % оснашеності	шт.		
18.6	Загальна кількість лічильників ГВП, що необхідно встановити до 100 % оснашеності, у тому числі:	шт.		
	на ЦТП	шт.		
	у споживачів (у будинках)	шт.		
19	Транспортні засоби			
19.1	Загальна кількість спеціальних та спеціалізованих транспортних засобів, з них:	шт.		
	спецтехніки	шт.		
	вантажних автомобілів	шт.		
	легкових автомобілів	шт.		
20	Будівлі та споруди виробничого призначення			
	Загальна кількість	шт.		
21	Опалювальна площа	тис. кв. м	204	
22	Забезпечення гарячою водою	тис.		
23	Присудане навантаження за категоріями:			
	населення	Гкал/год	17,48	
	бюджетні установи	Гкал/год	2,66	
	інші	Гкал/год	1,64	
24	Фактичні річні втрати теплової енергії	тис. Гкал	17,738	
		%	13,30	
25	Витрати теплової енергії, враховані у діючому тарифі на теплову енергію	%	3,3	

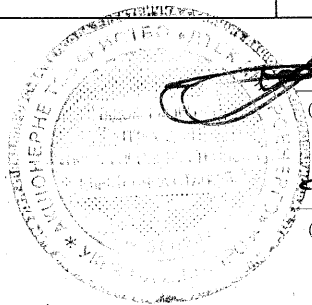
Директор

(посадова особа суб'єкту господарювання)

М.П.

Керівник ДТМ

(посада відповідальної особи)

**А.М. Боричевський**

(підпис)

(власне ім'я прізвище)

Ю.О. Дробот

(підпис)

(власне ім'я прізвище)

№ 025/06 від 04.09.2020р.

Комерційна пропозиція

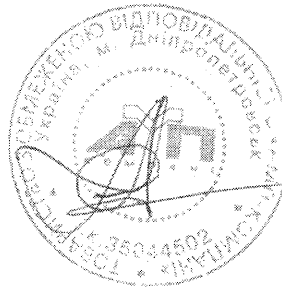
Розглянувши Технічне завдання на виконання робіт по об'єкту: «Капітальний ремонт теплових мереж інв. №10000013969/0000 ж/м Придніпровськ від вузла дроселювання ВД – 1 з заміною на попередньо ізольовані у 2021 році»:

Вартість робіт:

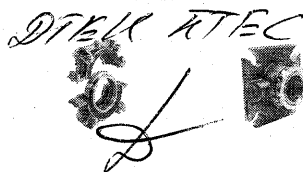
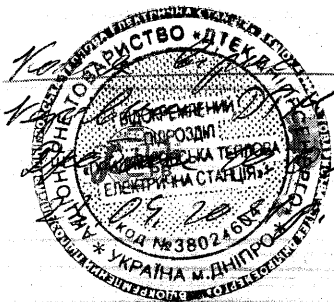
№ п/п	Повне найменування робіт	Вартість, тис. грн (без НДС)
1	«Капітальний ремонт теплових мереж інв. №10000013969/0000 ж/м Придніпровськ від вузла дроселювання ВД – 1 з заміною на попередньо ізольовані у 2021 році» (з урахуванням отримання дозвільної документації перед початком виконання робіт)	550,0

- Протяжність ділянки – 290 м.пог (в однострубному обчисленні);
- Строк реалізації – 3 місяці;
- Гарантійний строк – 120 місяців

Директор ООО «АМП Компани»



Пыхтин А.А.



ООО "ХОТ-ГАЗ"

49000 г. Днепр, ул. Космонавтов, 3/26; тел: (056) 785-82-85; т факс (56) 373-86-58,
e-mail hot_gas@ukr.net

№ 149-08.2020

КОММЕРЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Розглянувши Технічне завдання передоставлене Вашим підприємством касательно выполнения работ по объекту: «Капітальний ремонт тепловых сетей ж/м Придніпровськ від ВД – 1 з заміною на попередньо ізолювані у 2021 році», представляємо следующее:

№ п/п	Объект	Стоимость, грн (без НДС)
1	«Капітальний ремонт тепловых сетей ж/м Придніпровськ від ВД – 1 з заміною на попередньо ізолювані»	500000,00

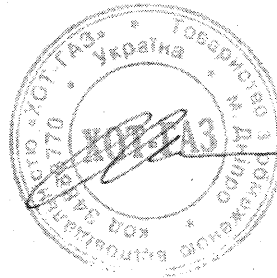
Протяженність теплових мереж – 290 м.пог. в однотрубному исчислении (согласно проекта 3259-ИЭС-ДЦ-ПД-001-ТМ)

Стоимость работ указана «под ключ», с учетом проектных и организационных мероприятий.

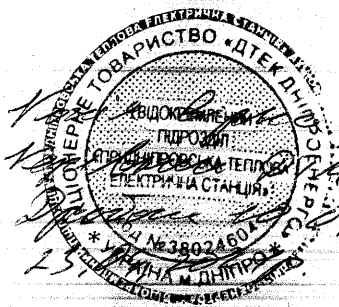
Срок реализации – 4 місяці;

Гарантійний термін – 60 місяців.

Директор ООО «ХОТ – ГАЗ»



Ю.А. Шишкин



ДТЕК ПІБС