

УДК 620.92

Володимир Дерій, канд. техн. наук, ст. наук. співр., <https://orcid.org/0000-0002-5689-4897>
Олександр Тесленко, канд. техн. наук, ст. досл., <https://orcid.org/0000-0002-3772-5991>
Ірина Соколовська*, канд. техн. наук, <https://orcid.org/0000-0003-1959-9837>
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна
*Автор-кореспондент: is2002@ukr.net

ФІНАНСОВІ ПЕРЕШКОДИ ВПРОВАДЖЕННЮ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ В ЦЕНТРАЛІЗОВАНОМУ ТЕПЛОПОСТАЧАННІ

Анотація. Використання потужних промислових теплових насосів (ТН) є досить ефективним засобом раціонального та екологічно чистого використання енергоресурсів як в окремих домогосподарствах, так і в централізованому теплопостачанні (ЦТ), а також у виробничих процесах у різних галузях промисловості. В Україні потужні ТН використовуються значно менше, ніж в розвинутих країнах Європи. Фактично це поодинокі випадки. Повоєнне відновлення зруйнованих міст із їхніми системами теплопостачання дає Україні унікальний шанс використати сучасні енергоефективні технології, в тому числі й ТН. В результаті цього зростає ефективність та збільшиться рівень конкурентоспроможності ЦТ завдяки низькій вартості теплової енергії для споживачів. Практично у всіх розвинутих країнах світу існує державна фінансова підтримка впровадження ТН. Метою даного дослідження є визначення рівня та форми державної фінансової підтримки проєктів впровадження ТН в ЦТ України. Фінансове моделювання впровадження теплонасосних установок показало, що їх доцільніше використовувати в режимі генерування теплової енергії, ніж в режимі регулювання електричного навантаження енергосистем. Показано, що проєкти теплонасосних установок, які як джерело низькопотенційної теплоти (ДНТ) використовують теплоту димових газів, є найбільш економічно привабливими і практично не потребують державної фінансової підтримки. Проєкти теплонасосних установок, які використовують як ДНТ повітря, вентиляційні викиди, стічні води, ґрунт та ґрунтові води, море, ріки, скидну теплоту технологічних процесів, без державної фінансової підтримки не є фінансово привабливими, а деякі з них навіть збиткові. Найбільш доцільна комплексна фінансова підтримка – це податкові пільги та компенсація відсотків за кредитом. Аналіз чутливості показав, що проєкти впровадження теплонасосних установок мають найбільшу чутливість до кількості виробленої теплової енергії, ціни природного газу та електроенергії.

Ключові слова: теплові насоси, джерела низькопотенційної теплоти, централізоване теплопостачання, фінансові перешкоди, податкові пільги, гранти.

1. Вступ

В розвинутих країнах Європи використання потужних промислових теплових насосів (ТН) є досить ефективним засобом раціонального та екологічно чистого використання енергоресурсів як в окремих домогосподарствах, так і в централізованому теплопостачанні (ЦТ), а також у виробничих процесах у різних галузях промисловості. За даними [1], з 2019 по 2022 рр. застосування промислових ТН в Європі зросло на 28,6 %, зокрема у Фінляндії з 37,2 млн USD у 2019 р. до 47,9 млн USD у 2022 р., у т.ч. й завдяки стимулюванню переходу ЦТ з котлів, що працюють на мазуті, на ТН. За прогнозами, у 2032 р. європейський ринок промислових ТН становитиме 760 млн USD. Станом на 2022 рік ТН потужністю понад 500 кВт становили 54,4 % (285 млн USD), й спостерігається суттєве збільшення потреби в таких ТН для ЦТ. За прогнозами консалтингової компанії GMI (global market insights) [1], до 2032 р в європейських країнах очікується різке зростання використання ТН потужністю 2–5 МВт в ЦТ.

В Україні потужні промислові ТН використовуються значно менше, ніж в розвинутих країнах Європи. Фактично це поодинокі випадки. Повоєнне відновлення зруйнованих міст з їхніми системами теплопостачання дає Україні унікальний шанс використати сучасні енергоефективні технології, зокрема такі як ТН, сонячні колектори, пряме перетворення надлишкової електроенергії в теплову [2, 3]. В результаті цього зросте ефективність та збільшиться рівень конкурентоспроможності ЦТ з розвинутими тепловими мережами. У разі застосування технологічно ефективних систем вартість теплової енергії для споживачів ЦТ буде нижчою, ніж у разі використання інших варіантів.

Тому дослідження, спрямовані на оновлення систем теплопостачання України, актуальні. А дослідження щодо використання ТН є вкрай актуальними тому, що допоможуть підвищити енергетичну безпеку країни внаслідок скорочення використання викопного палива та виконати зобов'язання України за Паризькою угодою по декарбонізації своєї економіки.

Широкому впровадженню ТН у всіх країнах світу заважає ряд перешкод, які детально аналізувалися в роботах [2–9]. З усіх розглянутих в цих роботах перешкод ринкові є одними із самих впливових у разі впровадження ТН в ЦТ, як це показано в роботі [9]. Тому **метою** даного дослідження є визначення рівня та форми державної фінансової підтримки проєктів впровадження ТН в ЦТ.

2. Методи та матеріали

Для досягнення поставленої мети в якості методу дослідження використано фінансовий аналіз, який дозволяє визначити такі показники: чистий приведений дохід (NPV), внутрішня ставка рентабельності (IRR) та період окупності – простий (SPb) та дисконтований (DPb). Ці показники дають вичерпну інформацію для потенційних інвесторів щодо привабливості інвестиційних проєктів та дозволяють оцінити величину державної фінансової підтримки (за якої вони стають привабливими). Розрахунки проведені за допомогою створеної моделі в програмному середовищі EXCEL.

Ринковими перешкодами [6, 7] вважають будь-які ринкові фактори, що заважають використанню ТН, зокрема початкові витрати, операційні витрати та ризики. Однією з основних перешкод є висока початкова вартість проєктних витрат впровадження ТН (капітальні витрати). Тому у багатьох країнах світу існують різні програми стимулювання встановлення ТН, зокрема субсидії та гранти. На рис. 1 наведено максимальні значення фінансової підтримки впровадження ТН в різних європейських країнах [10, 11].

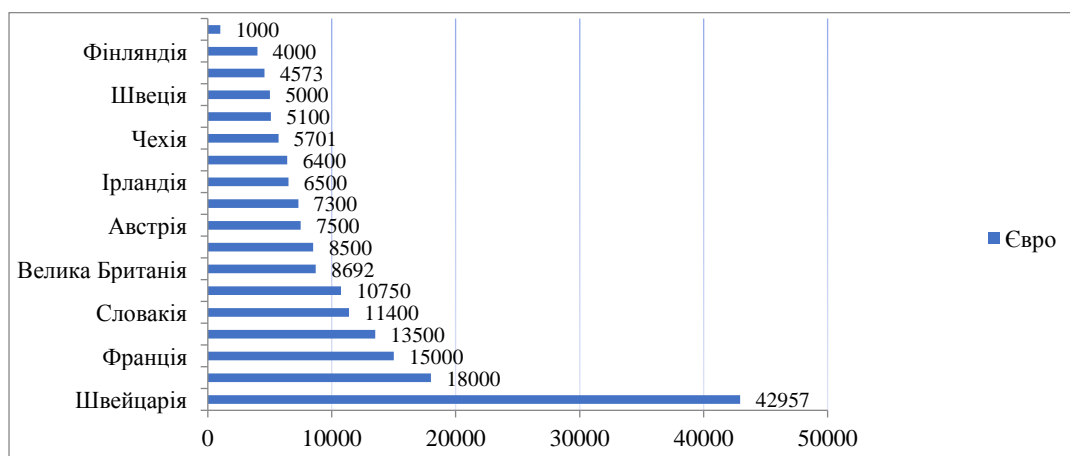


Рисунок 1. Граничні субсидії та гранти на впровадження ТН в європейських країнах, чинні на 01.01.2024 р. [10, 11]

Вартість впровадження теплонасосних установок (ТНУ) включає в себе витрати на: власне ТН, додаткове обладнання (обладнання для системи збору низькопотенційної теплоти, електрообладнання, обладнання для приєднання до ЦТ), монтажні та будівельні роботи, проєктні роботи та менеджмент, непередбачувані витрати. Відомі дослідження щодо інвестиційних витрат на впровадження потужних ТНУ, наприклад [12, 13]. У [12] наведено питомі інвестиційні витрати на основі досвіду впровадження ТНУ компанії Norsk Energi в Норвегії. Більш ґрунтовні дослідження з цього питання проведені в роботі

[13], де аналізувалися витрати на впровадження понад сорока проєктів ТНУ з різними джерелами низькопотенційної теплоти (ДНТ) в діапазоні одиничних потужностей 0,5–10,0 МВт в Данії. Результати цих досліджень наведено в табл. 1.

Таблиця 1. Питомі загальні інвестиційні витрати для проєктів ТНУ залежно від ДНТ та потужності ТН, млн євро/МВт [13]

Потужність ТН	Відхідний газ	Стічні води	Надлишкова теплота промислових процесів	Підземні води	Повітря
$0,5 \text{ МВт} \leq \text{та} < 1 \text{ МВт}$	0,63–0,53	1,91–1,23	1,30–0,97	1,72–1,18	1,12–0,90
$1 \text{ МВт} \leq \text{та} < 4 \text{ МВт}$	0,53–0,46	1,23–0,72	0,97–0,72	1,18–0,77	0,90–0,73
$4 \text{ МВт} \leq \text{та} \leq 10 \text{ МВт}$	0,46–0,44	0,72–0,62	0,72–0,67	0,77–0,69	0,73–0,70

На рис. 2 показано складові загальних інвестиційних витрат для ТНУ, що використовують п'ять різних ДНТ.

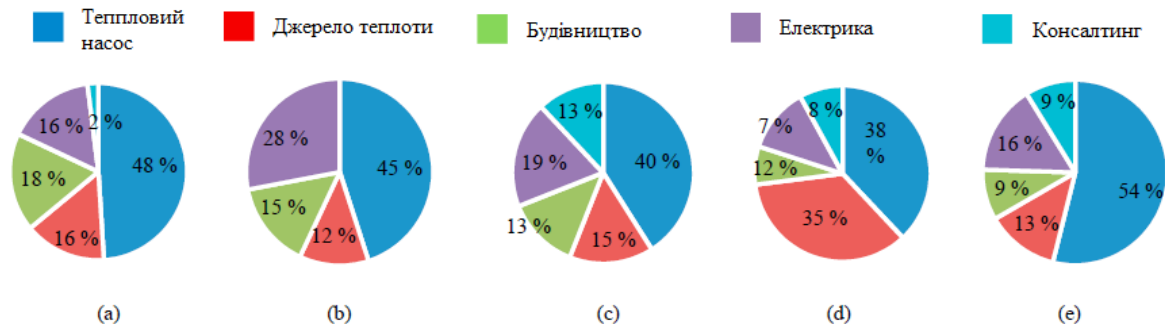


Рисунок 2. Складові інвестиційних витрат на ТНУ для п'яти різних ДНТ:

(а) повітря; (б) відхідні гази; (с) надлишкова теплота; (д) підземні води; (е) стічні води [13]

Як видно з рис. 2, вартість ТН становить найбільший відсоток загальних інвестиційних витрат. Частка витрат на ТН коливалася від 38 % (використовують теплоту підземних вод) до 54 % (використовують теплоту стічних вод), вартість будівництва – від 9 % (стічні води) до 18 % (повітря), витрати на приєднання до електромереж – від 7 % (підземні води) до 28 % (відхідні гази), витрати на джерело теплоти – від 12 % (відхідні гази) до 35 % (підземні води), консалтинг – від 0 % (відхідні гази) до 13 % (надлишкова теплота) [13].

Використовуючи розподіл складових інвестиційних витрат на будівництво ТНУ, які наведені на рис. 2, для повних проєктних витрат (з урахуванням 10 % непередбачуваних витрат) можна записати:

$$IC^{пв} = kC_i \frac{100\%}{\delta\%}, \quad (1)$$

де $IC^{пв}$ – повні проєктні інвестиційні витрати на впровадження ТНУ; k – коефіцієнт, який враховує непередбачувані проєктні витрати (в нашому випадку $k = 1,1$); C_i – абсолютні інвестиційні витрати на ТН i -ї потужності; $\delta\%$ – частка витрат на ТН, %.

Знаючи вартість теплового насоса та яке буде використано ДНТ, за допомогою виразу (1) можна визначити проєктні інвестиційні витрати.

Для проведення моделювання впровадження ТНУ в ЦТ України було сформовано набір умовних проєктів з використанням різних ДНТ, які наведено в табл. 2. Повна вартість впровадження визначалась на основі аналізу ряду тендерних пропозицій для ЦТ з турбокомпресорними та гвинтовими ТН різних компаній. А також враховувались питома вартість впровадження за даними, наведеними в [13], та вираз (1). Було зроблено припущення, що через дешевші матеріали та робочу силу в Україні питомі інвестиційні витрати на впровадження ТНУ будуть на 15–20 % меншими, ніж ті, що наведені в [13].

Моделювання використання ТНУ під час реконструкції та модернізації ЦТ проводилося за наступних умов. Ціни на електроенергію, природний газ, допоміжні послуги, викиди парникових газів та забруднювачів бралися згідно з розробленими прогнозами, які в укрупненому вигляді наведено в табл. 3.

Таблиця 2. Набір ТНУ для моделювання їх використання в ЦТ України

Джерело низькопотенційної теплоти	Теплова потужність, МВт	Електричне навантаження, МВт	Коефіцієнт перетворення	Питомі проектні витрати, €/кВт	Інвестиційні витрати, тис €
Повітря, вентиляційні викиди	0,1	0,0286	3,5	987	76,4
	1,0	0,286	3,5	750	721
Відхідні гази ТЕЦ та котельень	1,0	0,25	4	443	511,7
	2,2	0,665	3,31	414	1066,8
Стічні води	1,0	0,25	4	1023	1149,7
	14,7	4,85	3,03	610	9945,2
Скидна теплота технологічних процесів	2,2	0,55	4	704	1157,4
Ґрунт та ґрунтові води	1,0	0,286	3,5	983	1109,2
Теплота рік та озер	1,0	0,25	4	745	848,9
Теплота морів	8,016	2,645	3,03	589	5392,9

Таблиця 3. Ціни на енергетичні ресурси та платежі за викиди

Ресурс	Рік						
	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Природний газ, €/1000 м ³	550	640	642,5	684,5	704,7	725,5	747
Електроенергія (споживання протягом доби), €/МВт·год	98,3	125,3	122,7	125,3	125,4	125,3	124,2
Вартість електроенергії під час нічного провалу навантаження об'єднаної енергосистеми, €/МВт·год	60,7	77,4	75,7	77,4	77,3	77,4	76,7
Допоміжні послуги, €/МВт·год	17,1	26,3	40,5	41,3	41,3	41,3	41,3
Платежі за викиди CO ₂ , €/т	0,3	2,1	8	15	22	27	34
Платежі за викиди CO, €/т	3,1	4,6	6,1	7,9	12,6	19,2	25,7
Платежі за викиди NO _x , €/т	82,6	111	128	145	165	209	250

Питомі вартості впровадження теплогенеруючих технологій взято згідно з табл. 2. Інвестиційні витрати складаються із власних та запозичених коштів. Частка запозичених коштів становить 85 % від загальної проектної вартості (вартість основного та допоміжного обладнання, проектних, будівельних, монтажних та пусконаладжувальних робіт). Непередбачувані витрати прийнято рівними 10 % від загальної проектної вартості. Ставка дисконтування визначалася як середньозважене значення вартості власного та запозиченого капіталу (6,6 % – розрахунок в комп'ютерній реалізації моделі).

Як показано в літературі [14, 15], ТНУ найбільш доцільно використовувати в таких режимах їх роботи: генерація теплової енергії протягом року; генерація теплової енергії протягом року з наданням допоміжних послуг енергосистемам (добове регулювання навантаження), що й було враховано під час проведення моделювання.

За добового регулювання електричного навантаження енергосистем ТНУ працюють цілодобово. Під час нічних провалів графіків електричних навантажень (ГЕН) ТНУ завантажені на повну потужність, а в пікових режимах роботи енергосистеми вони повністю розвантажені. В інші години роботи ТНУ завантажені на 50 %, щоб був відповідний резерв для регулювання. Було також зроблено такі припущення: теплова енергія, яку виробляють ТНУ під час нічного провалу, буде акумульована тепловими мережами; під час пікових режимів роботи енергосистеми, коли ТНУ будуть повністю відключені, акумульована теплова енергія буде подаватися споживачам.

Ставка плати за нестандартне приєднання до електричних мереж була розрахована за методикою НКРЕКП для 24 крупних населених пунктів України. Для моделювання використовувалося їх середнє значення, яке для другої категорії споживачів становить: для мереж з напругою 380 В – 97,7 €/кВт, а для напруги більше 6000 В – 86,8 €/кВт встановленого електричного навантаження ТНУ. Моделювання виконувалося за таких видів субсидій: грант (25 % від вартості проекту), компенсація відсотків за кредитом, податкові пільги.

3. Результати

Результати моделювання впровадження ТНУ в ЦТ з використанням різних джерел низькопотенційної теплоти наведено в табл. 4 та табл.5.

Таблиця 4. Результати моделювання використання ТНУ в режимі генерації теплової енергії протягом року

ДНТ	Потужність ТНУ, МВт	Фінансовий показник															
		NPV, тис Є				IRR, %				SPb, років				DPb, років			
		Без пільг	Грант	ПП	ПП+%	Без пільг	Грант	ПП	ПП+%	Без пільг	Грант	ПП	ПП+%	Без пільг	Грант	ПП	ПП+%
Вентиляційні викиди, повітря	0,1	142	159,4	196,8	216	19,2	24,2	24,3	28,3	7,2	6,4	6,3	5,8	8,4	7,2	6,9	6,1
	1,0	1414	1583	1954	2139	20,4	24,9	25,0	29,2	7,0	6,3	6,1	5,1	8,2	7,0	6,9	5,9
Стічні води	1,0	892	1162	1414	1709	12,3	15,2	15,3	18,3	9,7	8,7	8,6	7,5	12,5	10,6	10,6	8,9
	14,7	16826	19158	22910	25545	18,5	21,7	22,6	25,6	7,5	6,7	6,8	5,9	8,9	7,6	7,8	6,6
Ґрунт та ґрунтові води	1	685	945	1144	1429	11,2	14,0	14,0	16,8	10,3	9,2	9,1	8,0	13,6	11,5	11,5	9,6
Теплота моря	8,016	12000	13264	16407	17784	22,1	27,2	27,3	31,7	6,7	6,0	5,8	4,7	7,6	6,6	6,4	5,4
Скидна теплота котелень та ТЕЦ	1	2090	2210	2746	2877	34,8	43,6	43,7	49,7	4,4	3,7	3,7	3,2	5,0	4,1	4,0	3,4
	2,2	3799	4049	5025	5299	31,2	38,8	38,9	44,6	4,9	4,1	4,1	3,5	5,6	4,5	4,5	3,8
Теплота річок	1	1466	1664	2052	2268	18,9	23,1	23,2	27,2	7,4	6,6	6,5	5,6	8,7	7,5	7,3	6,3
Скидна теплота технологічних процесів	2,2	3412	3824	4222	5172	20,3	24,7	24,9	29,1	7,1	6,3	6,2	5,2	8,2	7,1	6,9	6,0

Таблиця 5. Результати моделювання використання ТНУ в режимі добового регулювання навантаження

ДНТ	Потужність ТНУ, МВт	Фінансовий показник															
		NPV, тис Є				IRR, %				SPb, років				DPb, років			
		Без пільг	Грант	ПП	ПП+%	Без пільг	Грант	ПП	ПП+%	Без пільг	Грант	ПП	ПП+%	Без пільг	Грант	ПП	ПП+%
Вентиляційні викиди, повітря	0,1	52,6	70,5	85,6	105,1	11,6	14,3	14,4	17,2	10,1	9,1	9,0	7,9	13,2	11,2	11,2	9,5
	1,0	581,7	750,8	914,6	1099	12,4	15,2	15,3	18,2	9,7	8,8	8,7	7,6	12,5	10,7	10,7	9,0
Стічні води	1,0	-140,5	129,1	123,1	417,7	5,6	7,6	7,4	9,6	13,7	12,4	12,5	11,0	∞	19,1	19,4	15
	14,7	8254	10586	12904	15452	12,5	15,4	15,3	18,3	9,8	8,8	8,7	7,6	12,5	10,7	10,7	9,1
Ґрунт та ґрунтові води	1	-147,3	112,8	104,2	112,8	5,5	7,5	7,3	9,5	13,8	12,5	12,6	11,2	∞	19,3	19,6	15,2
Теплота моря	8,016	5367	6632	8111	9493	13,2	16,7	16,9	19,9	9,2	8,8	8,2	7,2	11,6	9,9	9,9	8,4
Скидна теплота котелень та ТЕЦ	1	1057	1172	1455	1586	20,7	25,2	25,3	29,4	7,1	6,4	6,2	5,2	8,1	7,1	6,9	6,0
	2,2	2171	2421	2991	3264	20,4	24,7	24,9	28,9	7,2	6,4	5,8	5,3	8,3	7,2	7,0	6,1
Теплота річок	1	433,6	631,2	761,4	977,6	10,4	12,9	13,0	15,7	10,7	9,8	9,8	8,4	14,3	12,1	12,1	10,3
Скидна теплота технологічних процесів	2,2	1140	1552	1882	2233	11,4	14,0	14,1	16,9	10,2	9,2	9,1	8,0	13,4	11,4	11,4	9,6

Примітки

1. ПП – податкові пільги. Примітка
2. ПП+% – податкові пільги та компенсація відсотків за кредитом.

Крім визначення показників, наведених в табл. 4 та табл. 5, було проведено аналіз чутливості деяких із вищенаведених проєктів (чутливість – це залежність ключового параметра проєкту від зміни основних впливових факторів). Як ключовий параметр в нашому випадку вибрано NPV, який залежить від ряду факторів, основними з яких є ціна паливно-енергетичних ресурсів, сума інвестиційних витрат, ставка дисконтування, кількість виробленої енергії. Фактично процедура визначення чутливості є ніщо інше, як знаходження частинних похідних функції багатьох змінних. В практиці підготовки інвестиційних проєктів зазвичай зміну ключового параметра визначають під час послідовної зміни впливових факторів на 10 %, що і було зроблено на прикладі проєктів ТНУ, які використовують низькопотенційну теплоту котелень, ТЕЦ, річок та стічних вод. Теплову потужність ТНУ в перших двох випадках прийнято 1 МВт, а для стічних вод – 14,7 МВт. Результати аналізу чутливості показано в табл. 6.

Таблиця 6. Результати аналізу чутливості впровадження ТНУ в ЦТ

Фактор впливу	ДНТ		
	Скидна теплота котелень та ТЕЦ	Теплота річок	Теплота стічних вод (каналізація)
	Зміна NPV, %		
Інвестиційні витрати	-2,3	-5,4	-5,5
Ставка дисконтування	-7,9	-10,5	-10,7
Ціна природного газу	21,3	30,4	38,9
Ціна електроенергії	-9,5	-13,6	-23
Кількість виробленої теплової енергії на рік	21,9	31,2	40

4. Обговорення

Порівнюючи результати моделювання, які наведено в табл. 4 та табл. 5, бачимо, що ТНУ економічно доцільніше використовувати в режимі вироблення теплової енергії протягом року (наприклад, постачання гарячої води), ніж в режимі добового регулювання навантаження енергосистем. Це пояснюється тим, що в цьому режимі генерується приблизно у два рази більше теплової енергії, ніж в режимі добового регулювання навантаження енергосистем, що призводить до більшої економії природного газу, вартість якого є вигодою проєкту. Використання ТНУ в режимі добового регулювання стає більш привабливим, ніж в режимі генерації теплової енергії за вартості допоміжних послуг не менше ніж 65,7 €/МВт·год. Це і є однією із умов використання ТНУ в режимі добового регулювання навантаження енергосистем.

Найбільш привабливими є проєкти, в яких використовується як ДНТ скидна теплота котелень та ТЕЦ (димові гази). Ці проєкти у разі роботи в режимі генерації теплової енергії протягом року не потребують фінансової підтримки. Інші ж варіанти використання ДНТ у разі роботи в цьому режимі не є збитковими, але без фінансової підтримки їхні показники через низьку внутрішню ставку рентабельності (IRR) та великий період окупності не привабливі для інвесторів. Надання державою фінансової підтримки окремо у вигляді гранту або податкових пільг покращує фінансові показники, але є недостатньою для залучення інвесторів. Тільки комплексна фінансова підтримка у вигляді податкових пільг та компенсації відсотків за кредитом забезпечує практично всі проєкти ТНУ із різними ДНТ привабливими фінансовими показниками.

У разі роботи ТНУ в режимі добового регулювання навантаження енергосистем без державної фінансової підтримки проєкти, в яких як ДНТ використовуються стічні води, ґрунт та ґрунтові води, є взагалі збитковими (NPV має від'ємне значення, а період окупності дорівнює нескінченності). У разі використання інших ДНТ проєкти ТНУ не є збитковими, але їх фінансові показники не привабливі для інвесторів. Окрема фінансова підтримка у вигляді гранту або податкових пільг не змінює радикально ситуацію. Комплексна фінансова підтримка (податкові пільги плюс компенсація відсотків за кредитами) робить інвестиційно привабливими тільки ТНУ, які використовують в якості ДНТ скидну теплоту котелень та ТЕЦ.

Можливі також й інші варіанти державної фінансової підтримки впровадження ТНУ, наприклад грант та компенсація відсотків за кредитом, грант та пільговий тариф на електроенергію, яку споживає ТНУ, та інше.

Результати аналізу чутливості (табл. 6) показали, що проєкти впровадження ТНУ мають найбільшу чутливість до кількості виробленої теплової енергії, ціни природного газу та електроенергії. Фактично це ланки одного ланцюга. Чим більше буде вироблено теплової енергії, тим більше буде зекономлено природного газу ЦТ¹. З іншого боку, чим більша вартість природного газу та менша вартість електроенергії, тим кращі фінансові показники проєкту впровадження ТНУ. Крім того, слід зазначити, що проєкти із кращими фінансовими показниками (ТНУ, які використовують скидну теплоту котельень та ТЕЦ) мають меншу чутливість до впливових факторів. Моделювання використання ТНУ в ЦТ також показало, що їх доцільно використовувати, коли відношення вартості 1000 м³ природного газу до вартості МВт·год електроенергії становить не менше як 4.

5. Висновки

Фінансове моделювання впровадження теплонасосних установок показало, що їх доцільніше використовувати в режимі генерування теплової енергії, ніж в режимі регулювання електричного навантаження енергосистем.

Встановлено, що проєкти теплонасосних установок, які як джерело низькопотенційної теплоти використовують теплоту димових газів, є найбільш економічно привабливими і практично не потребують державної фінансової підтримки.

Показано, що проєкти теплонасосних установок, які використовують як джерело низькопотенційної теплоти повітря, вентиляційні викиди, стічні води, ґрунт та ґрунтові води, море, ріки, скидну теплоту технологічних процесів, без державної фінансової підтримки не є фінансово привабливими, а деякі з них навіть збиткові. Найбільш доцільна комплексна фінансова підтримка – це податкові пільги та компенсація відсотків за кредитом.

Аналіз чутливості показав, що проєкти впровадження теплонасосних установок мають найбільшу чутливість до кількості виробленої теплової енергії, ціни природного газу та електроенергії.

Встановлено, що використання теплонасосних установок в централізованому тепlopостачанні доцільно, коли відношення вартості 1000 м³ природного газу до вартості МВт·год електроенергії становить не менше як 4.

Посилання

1. Europe Industrial Heat Pump Market Size By Product (Air Source, Ground Source, Water Source, Closed Cycle Mechanical, Open Cycle Mechanical Vapor Compression, Open Cycle Thermocompression, Closed Cycle Absorption), By Capacity, Temperature, Application & Forecast 2023–2032. URL: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/europe-industrial-heat-pump-market> (дата звернення: 07.02.2024).
2. Babak V.P., Kulyk M.M. Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*. 2023. Vol. 19. No. 5. P. 100–116. <https://doi.org/10.15407/scine19.05.100>
3. Babak V.P., Kulyk M.M. Possibilities and perspectives of the consumers-regulators application in systems of frequency and power automatic regulation. *Technical Electrodynamics*. 2023. No 4. P. 72–80. <https://doi.org/10.15407/techned2023.04.072>
4. Басок Б.І., Дубовський С.В., Пастушенко Е.П., Нікітін Є.Є., Базєєв Є.Т. Теплові насоси як тренд низьковуглецевого розвитку енергетики. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2023. № 2. С. 23–41. <https://doi.org/10.33070/etars.2.2023.02>
5. Безродний М.К., Тесленко О.І., Притула Н.О., Дерій В.О., Сліжевський К.Д. Технічні бар'єри впровадження теплонасосних технологій у системах централізованого тепlopостачання. *Вчені записки Таврійського національного університету ім. В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. 2023. Том 34(73). № 6. С. 175–183. <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2023.6/26>
6. Wyse S. M., McVey I. Uptake of Heat Pump technologies in Ontario's Multi-Unit Residential Sector. Ontario Climate Consortium White Paper 201801. URL: <https://sustainabletechnologies.ca/app/uploads/2018/05/Barriers->

¹ В паливному балансі ЦТ природний газ складає близько 73 %.

Assessment_OCC-Final-Report.pdf (дата звернення: 07.02.2024).

7. Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies. Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems. Final Report. Heat Pump Centre c/o RISE – Research Institutes of Sweden. 2019. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/publications/heat-pumps-in-district-heating-and-cooling-systems-final-report/> (дата звернення: 07.02.2024).
8. EU perspectives on industrial heat pumps: unravelling non-technical barriers and opportunities. EHPA webinar, 14.11.2023. 97 p. URL: <https://push2heat.eu/2023/11/eu-perspectives-on-industrial-heat-pumps-unravelling-non-technical-barriers-and-opportunities/> (дата звернення: 07.02.2024).
9. Соколовська І., Тесленко О., Дерій В. Перешкоди впровадженню теплових насосів у централізованому теплопостачанні. *Системні дослідження в енергетиці*. 2024. № 2(77). С. 16—29. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.02.016>
10. Can you get government subsidies for heat pumps? Here are all the grants available in Europe. URL: <https://www.euronews.com/green/2024/01/21/heat-pumps-government-subsidies-in-europe-are-making-green-tech-more-affordable> (дата звернення: 07.02.2024).
11. Subsidies for residential heat pumps in Europe. EHPA, 32 p. URL: https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2023/03/EHPA_Subsidies-for-residential-heat-pumps-in-Europe_FINAL_April-2023.pdf (дата звернення: 07.02.2024).
12. Borchsenius Н. Тепловые насосы. Презентація Norsk Energi. 14 с. URL: <https://encon.sumdu.edu.ua/doc/reports-presentations/presentations/1/Heat%20pumps.pdf> (дата звернення: 07.02.2024).
13. Pieper Н., Ommen Т., Buhler F., Paaske В. L., Elmegaard В., Markussen W. B. Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. *ScienceDirect. Energy Procedia*. 2018. Vol. 147. P. 358—367. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>
14. Дерій В.О. Комплекси електричних теплогенераторів для керування електричним навантаженням регіональних енергосистем. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 17—23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.017>
15. Дерій В.О. Оцінка економічної ефективності теплогенеруючих технологій для систем централізованого теплопостачання. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 2(65). С. 21—27. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.021>

References

1. Europe Industrial Heat Pump Market Size By Product (Air Source, Ground Source, Water Source, Closed Cycle Mechanical, Open Cycle Mechanical Vapor Compression, Open Cycle Thermocompression, Closed Cycle Absorption), By Capacity, Temperature, Application & Forecast 2023–2032. URL: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/europe-industrial-heat-pump-market> (Last accessed: 07.02.2024).
2. Babak, V.P., & Kulyk, M.M. (2023). Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, 19, 5, 100–116. <https://doi.org/10.15407/scine19.05.100>
3. Babak, V.P., & Kulyk, M.M. (2023). Possibilities and perspectives of the consumers-regulators application in systems of frequency and power automatic regulation. *Technical Electrodynamics*, 4, 72–80. <https://doi.org/10.15407/techned2023.04.072>
4. Basok, B.I., Dubovskiy, S.V., Pastushenko, E.P., Nikitin, Y.Y., & Bazeev, Y.T. (2023). Heat pumps as a trend of low-carbon energy development. *Energy Technologies & Resource Saving*, 75(2), 23–44 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.33070/etars.2.2023.02>
5. Bezrodny, M.K., Teslenko, O.I., Prytula, N.O., Derii, V.O., & Slizevskiy, K.D. (2023). Technical barriers to implementation of heat pumps technology in centralized heat supply systems. *Scientific notes of the Tavri National University named V.I. Vernadskiy. Series: Technical sciences*, 34(73), 6, 175–183 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2023.6/2>
6. Wyse, S. M., & McVey, I. (2018). Uptake of Heat Pump technologies in Ontario’s Multi-Unit Residential Sector. Ontario Climate Consortium White Paper 201801. URL: https://sustainabletechnologies.ca/app/uploads/2018/05/Barriers-Assessment_OCC-Final-Report.pdf (Last accessed: 07.02.2024).
7. Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies. Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems. (2019). Final Report. Heat Pump Centre c/o RISE – Research Institutes of Sweden. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/publications/heat-pumps-in-district-heating-and-cooling-systems-final-report/> (Last accessed: 07.02.2024).
8. EU perspectives on industrial heat pumps: unravelling non-technical barriers and opportunities. (2023, November 14) [Webinar]. EHPA (97 p.). URL: <https://push2heat.eu/2023/11/eu-perspectives-on-industrial-heat-pumps-unravelling-non-technical-barriers-and-opportunities/> (Last accessed: 07.02.2024).
9. Sokolovska, I., Teslenko, O., & Derii, V. (2024). Obstacles to the introduction of heat pumps in district heating. *System Research in Energy*, 2(77), 16–29 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.02.016>
10. Can you get government subsidies for heat pumps? Here are all the grants available in Europe. URL: <https://www.euronews.com/green/2024/01/21/heat-pumps-government-subsidies-in-europe-are-making-green-tech-more-affordable>

tech-more-affordable (Last accessed: 07.02.2024).

11. Subsidies for residential heat pumps in Europe. EHPA (32 p.). URL: https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2023/03/EHPA_Subsidies-for-residential-heat-pumps-in-Europe_FINAL_April-2023.pdf (Last accessed: 07.02.2024).
12. Borchsenius, H. Heat pumps. Presentation Norsk Energi (14 p.). URL: <https://encon.sumdu.edu.ua/doc/reports-presentations/presentations/1/Heat%20pumps.pdf> (Last accessed: 07.02.2024) [in Russian].
13. Pieper, H., Ommen, T., Buhler, F., Paaske, B. L., Elmegaard, B., & Markussen, W. B. (2018). Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. ScienceDirect. *Energy Procedia*, 147, 358–367. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>
14. Derii, V.O. (2019). Complexes of electric heat generators for the control of electric load of regional power systems. *The Problems of General Energy*, 3(58), 17–23 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.017>
15. Derii, V.O. (2021). Economic efficiency of district heating systems' heat generation technologies. *The Problems of General Energy*, 2(65), 21–27 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.021>

FINANCIAL OBSTACLES TO THE IMPLEMENTATION OF HEAT PUMPS IN DISTRICT HEATING

Volodymyr Derii, PhD (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0002-5689-4897>

Oleksandr Teslenko, PhD (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0002-3772-5991>

Irina Sokolovska*, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0003-1959-9837>

General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine

*Corresponding author: is2002@ukr.net

Abstract. *The use of powerful industrial heat pumps (HP) is a fairly effective means of rational and environmentally friendly use of energy resources both in individual households and in district heating (DH), as well as in production processes in various industries. Powerful HPs are used in Ukraine much less than in developed European countries. In fact, these are isolated cases. The post-war reconstruction of destroyed cities with their district heating systems gives Ukraine a unique chance to use modern energy-efficient technologies, including HP. As a result, efficiency will improve and DH competitiveness will increase due to the low cost of thermal energy for consumers. Almost all developed countries of the world have government financial support for the HP implementation. The purpose of this study is to determine the level and form of government financial support for projects to implement HP in DHs of Ukraine. Financial modeling of the implementation of heat pump plants shown that they are more expediently to be used in the mode of generating thermal energy than in the mode of regulating the electric load of power systems. It is shown that the projects of heat pump plants, which use the heat of flue gases as a source of low-potential heat (LPH), are the most economically attractive and practically do not require government financial support. Projects of heat pump plants, which use air, ventilation emissions, waste water, soil and groundwater, sea, rivers, and waste heat of technological processes as LPH, are not financially attractive without government financial support, and some of them are even unprofitable. The most appropriate comprehensive financial support is tax incentives and interest compensation on the loan. Sensitivity analysis showed that projects for the implementation of heat pump plants may be the most sensitive to the amount of generated thermal energy, the price of natural gas and electricity.*

Keywords: heat pumps, low-potential heat sources, district heating, financial obstacles, tax incentives, grants.

Надійшла до редколегії: 12.02.2024