

ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗВИТКУ ТА УПРАВЛІННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯМ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

УДК 621.311:006.07

С.В. ДУБОВСЬКИЙ, д-р техн. наук, **І.С. СОКОЛОВСЬКА**,
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

ОПТИМІЗАЦІЯ НАПРЯМІВ ТА ТЕРМІНІВ ВПРОВАДЖЕННЯ ПРОГРЕСИВНИХ СТАНДАРТІВ ЩОДО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ У ТЕПЛОПОСТАЧАННІ

Запропоновано узагальнений підхід до економічного оцінювання оптимальних напрямів та послідовності впровадження прогресивних стандартів щодо енергоефективності у сфері теплопостачання з урахуванням економічних, екологічних та соціальних аспектів на прикладі модернізації парку водогрійних котлів на природному газі.

Ключові слова: теплопостачання, водогрійні котли, стандарти, економічний ефект, оцінювання ефективності, оптимізація

Впровадження прогресивних стандартів щодо ефективності енергоукомплектування — це один з найдієвіших напрямів реалізації технологічного енергозбереження, досяжний потенціал якого оцінюється енергетичною стратегією України до 2030 року у 50 % від прогнозного обсягу споживаної первинної енергії. Особливо важливе значення цей напрям має для енерговитратних секторів економіки України з морально застарілим теплогенерувальним обладнанням, зорієнтованих на переважне споживання природного газу. Саме до них відноситься сектор комунального теплопостачання України, де впровадження нових стандартів щодо ефективності теплогенерувальної техніки є необхідним і неминучим.

Разом з тим, необхідно враховувати, що підвищення вимог щодо нормативів ефективності потребує значних обсягів фінансового забезпечення та заходів, спрямованих на реконструкцію і модернізацію численного існуючого парку котельного обладнання. У зв'язку з цим процедура впровадження нових стандартів має базуватися на чіткій аргументації як економічної доцільності впровадження нових стандартів, так і доцільній послідовності її введення у часі.

На жаль, сьогодні не існує унормованих методів визначення економічної ефективності впровадження стандартів щодо енергоефективності, оскільки стандарти, які використовували-

ся для цього за часів планової економіки втратили чинність, а нові до цього часу не розроблено.

Мета цієї роботи полягала у створенні відповідної методології економічного обґрунтування процесу стандартизації на базі ринкових методів оцінювання інвестиційної діяльності у сфері теплопостачання.

Нині у комунальній енергетиці України загальний технічний стан опалювальних котельних вкрай незадовільний [1]. Близько 22 % котлів функціонують понад 20 років, 38 % котлів є малоефективними, з коефіцієнтом корисної дії 65–75 % на газі і 70 % — на вугіллі [2]. Обсяги використання газу в комунальній енергетиці становлять до 42 % газових витрат України і в той же час, на думку експертів, 30–40 % вироблених енергоресурсів витрачаються даремно [3]. Тому оновлення обладнання котельень, зокрема опалювальних водогрійних котлів, є однією з нагальних потреб у галузі енергетики.

За даними Держкомстату України [4], на підприємствах галузі експлуатується 29 965 котельень, з них на газоподібному паливі працює 19 409, в яких встановлено 45 211 котлів сумарною теплопродуктивністю 89 610,6 Гкал/год, тобто в середньому на одну котельню приходить 2–3 (2,33) котла, дані розподілу яких за теплопродуктивністю наведено в табл. 1.

Зараз на котли водогрійні поширюється ГОСТ 21563–93 [5], в якому встановлено основні параметри та технічні вимоги, зокрема коефіцієнт корисної дії (ККД) котлів, що пра-

цюють на газоподібному паливі, має бути не менше, ніж вказано нижче.

Номинальна теплопродуктивність, МВт (Гкал/год)	ККД, %
Від 0,63 (0,54) до 3,6 (3,1)	86,0
Від 4,65 (4) до 35,0 (3,1)	89,0
Від 58,2 (50) до 209,0 (180)	91,0

На практиці, з урахуванням зношеності обладнання та конструктивних властивостей старих котлів, через які експлуатаційні ККД зазвичай менше номінальних ККД, ці показники значно менші (табл. 2). Водночас на ринку України вже є достатньо багато нових котлів вітчизняного та закордонного виробництва, ККД в яких становить 92–96 % у разі роботи на газі та 91–93 % на дизельному паливі чи мазуті (треба зазначити, що для нових котлів, внаслідок застосування нових автоматичних систем регулювання, експлуатаційний ККД практично дорівнює номінальному ККД). Тому нагальною стає заміна ГОСТ 21563–93, зокрема введення нових показників ККД. Але впровадження нового стандарту стає доцільним, коли переважна кількість котлів спроможна відповідати його вимогам. Тобто спочатку треба розробити сценарій заміни опалювальних водогрійних котлів для всіх категорій за теплопродуктивністю (до 3, від 3 до 20, від 20 до 100, 100 і більше Гкал/год) залежно від обсягу інвестицій.

Річну економію палива в тоннах умовного палива при виробництві теплової енергії у разі заміни старих котлів на нові можна визначити як різницю між фактичними витратами та витратами за нормами і обчислити за формулою [6]:

$$\Delta B_i = Q_i(b_{if} - b_{in}) \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

де $i=1...4$ — індекс категорії котельні за теплопродуктивністю; Q_i — кількість відпущеної споживачам за рік теплової енергії котельнями

i -ї категорії, Гкал; b_{if} — фактичні питомі витрати палива на вироблення теплової енергії котельнями i -ї категорії, кг у.п./ Гкал; b_{in} — питомі витрати палива на вироблення теплової енергії котельнями i -ї категорії після встановлення нових котлів, кг у.п./ Гкал.

Питомі витрати палива b_i , т у. п. на 1 Гкал виробленого тепла обчислюються за формулою:

$$b_i = 1/(7 \cdot \eta_i), \quad (2)$$

де η_i — ККД бруто котлоагрегатів i -ї категорії з урахуванням технологічних втрат тепла під час вироблення теплової енергії.

За формулою (2) можна обчислити відповідно b_{if} та b_{in} , т у.п./ Гкал:

$$b_{if} = 1/(7 \cdot \eta_{if}); b_{in} = 1/(7 \cdot \eta_{in}),$$

де η_{if} — фактичний ККД котлоагрегатів i -ї категорії; η_{in} — ККД котлоагрегатів i -ї категорії після встановлення нових котлів.

Економія палива на 1 Гкал/год для котельні i -ї категорії визначається за формулою:

$$\Delta b_i = \frac{\Delta B_i}{P_i}, \quad (3)$$

де P_i — сумарна теплопродуктивність котельні i -ї категорії, Гкал/год,

$$P_i = \frac{Q_i}{8760 \cdot \varphi_i}, \quad (4)$$

де 8760 — кількість годин на рік; φ_i — коефіцієнт використання встановленої потужності.

Необхідний обсяг інвестицій в млн USD на заміну старих котлів для котельні i -ї категорії можна обчислити за формулою:

$$K_i = k_i \cdot P_i \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

де k_i — питома вартість нових котлів i -ї категорії, тис. USD /Гкал/год.

Загальний обсяг інвестицій на заміну всіх старих котлів у котельнях всіх категорій можна

Таблиця 1

Показник	Розподіл за теплопродуктивністю, Гкал/год				Всього
	до 3	від 3 до 20	від 20 до 100	100 і більше	
Кількість котельні, одиниць	15 978	2762	527	142	19 409
Сумарна теплопродуктивність котельні, Гкал/год	13 908,4	20 370,8	20 046,1	35 285,3	89 610,6
Середня теплопродуктивність котельні, Гкал/год	0,9	7,4	38,0	248,5	4,6
Середня теплопродуктивність котла, Гкал/год	0,4	3,2	16,3	106,8	2,0

обчислити за формулою:

$$K = \sum_{i=1}^4 K_i. \quad (6)$$

Результати розрахунку необхідного обсягу інвестицій на заміну усіх котлів та можливої економії палива за формулами (1)–(6) наведено в табл. 2.

Знаючи час повного оновлення котлів відповідної категорії можна визначити час надання чинності новим стандартам. Як видно з даних табл. 2, для заміни всіх котлів необхідно майже 5 млрд USD, що унеможливує їхню одночасну заміну. Порядок проведення модернізації визначається властивостями груп устаткування, а строки – розмірами можливих майбутніх капіталовкладень. Тому залежно від обсягу інвестицій треба визначити порядок оновлення котлів за потужністю й у часі, щоб одержати найбільшу економію палива, тобто це задача лінійного програмування. Постановка задачі лінійного програмування передбачає визначення показника ефективності, змінних завдання, завдання лінійної цільової функції, яка підлягає мінімізації або максимізації, та певних обмежень.

Припустимо, що, починаючи з 2009 року, на модернізацію котелень кожний рік виділятиметься 500 тис. USD. Показником ефективності є економія палива. Треба визначити максимум лінійної цільової функції, яка визначає сумарну економію палива за рік для всіх категорій котелень:

$$f(x) = \sum_{i=1}^4 p_{it} \Delta b_i, \quad (7)$$

де p_{it} – теплопродуктивність оновлених за рік t

котлів i -ї категорії, Гкал/год, за умови, що їхня теплопродуктивність менша або дорівнює теплопродуктивності старих котлів, які залишились на розрахунковий рік t , тобто обмеженнями є

$$p_{it} \leq p_i - \sum_{i=1}^4 p_{it} \text{ та } K_t \leq 500.$$

Змінними завдання є теплопродуктивність оновлених за рік котлів усіх категорій.

Для розрахунків використано стандартний засіб "Пошук рішення" Microsoft Excel. І як вихідні дані використано значення теплопродуктивності котелень за категоріями, у Гкал/год. У табл. 3 для прикладу наведено результати розрахунку оптимального вкладання коштів для одержання максимальної економії палива для останнього року оновлення устаткування котелень.

Дані з визначеного порядку оновлення котлів за теплопродуктивністю й у часі, що дає можливість одержати максимальну економію палива за інвестиційний період за умови щорічних інвестицій у 500 млн USD, наведено в табл. 4.

Як видно з даних табл. 2 і 4, щодо загальних необхідних інвестицій та річної економії палива вони збігаються, що свідчить про правильність проведених розрахунків.

З наведених у табл. 4 даних видно, що оптимальним з точки зору економії палива є першочергове проведення модернізації котелень великої потужності (100 Гкал/год і більше), потім малої потужності (до 3 Гкал/год), а після цього – середньої потужності від 3 до 20, та від 20 до 100 Гкал/год відповідно.

Ефект від впровадження нових стандартів з урахуванням економічних, екологічних та соціальних аспектів оцінювався з використанням методики [7].

Таблиця 2

Показник	Розподіл за теплопродуктивністю, Гкал/год				Всього
	до 3	від 3 до 20	від 20 до 100	100 і більше	
Сумарна теплопродуктивність котелень, Гкал/год	13 908,4	20 370,8	20 046,1	35 285,3	89 610,6
Виробіток тепла, тис. Гкал	6608,7	11 815,0	12 848,2	31 434,3	62 706,2
ККД старих котлів	0,7	0,8	0,85	0,85	–
Фактична питома витрата палива, кг/Гкал	204,1	178,6	168,1	168,1	–
ККД нових котлів	0,9	0,92	0,92	0,94	–
Питома витрата палива з новими котлами, кг/Гкал	158,7	155,3	155,3	152,0	–
Річна економія палива, т у.п.	299 719,4	27 5200,7	164 302,0	505 836,0	1 245 058,1
Річна економія палива на 1 Гкал/год	21,55	13,51	8,20	14,34	–
Питома вартість нових котлів, тис. USD/Гкал/год	100	80	50	25	–
Необхідний обсяг інвестицій, млн USD	1390,8	1629,7	1002,3	882,1	4904,9

Треба зазначити, що норми витрат палива для опалювальних котлів залежать від їхнього фізичного старіння, тобто від терміну експлуатації, що враховується множенням нормативної паспортної витрати палива на відповідний коефіцієнт. Але, оскільки фізично старіють як нові, так і старі котли, а різниця фактичних питомих витрат палива та питомих витрат палива нових котлів з урахуванням терміну експлуатації збільшується незначно [6], відповідно й річна економія палива, яку розраховують за формулою (1), також збільшується незначно, тому можна вважати, що у цьому прикладі обчислено мінімальну загальну економію палива за весь період.

Теплота згоряння природного газу за статистичними даними становить 8050 ккал/м³ [8]. Знаючи економію палива в тоннах умовного палива, можна обчислити об'єм зекономленого природного газу за весь період:

$$27\,184\,968,6 \cdot \frac{7000}{8050} = \\ = 17\,369\,017,4 \approx 17\,370\,000 \text{ м}^3.$$

Вартість цього газу можна оцінити на основі нинішніх цін на природний газ. Кінцева ціна на газ для підприємств комунальної теплоенергетики, розрахована згідно з постановою НКРЕ від 19.02.2009 № 195 [9], становить 333,7 USD за 1000 м³.

Інтегральний ефект або чистий дисконтований дохід [7] обчислюємо відповідно з табл. 4:

$$E_{\text{int}} = \sum_{i=1}^4 \sum_{t=0}^{24} (R_{it} - Z_{it}^+) \cdot \frac{1}{(1+E_i)^t} - \\ - \sum_{i=1}^4 \sum_{t=0}^9 K_{it} \cdot \frac{1}{(1+E_i)^t}, \quad (8)$$

де R_{it} – результати, одержувані в котельнях i -ї категорії у t -му році, E_i – норма дисконту, що дорівнює відсотковій ставці НБУ за депозитними внесками або прийнятній для котельень i -ї категорії нормі доходу на капітал; Z_{it}^+ – витрати в котельнях i -ї категорії у t -му році без урахування капіталовкладень (поточні витрати); K_{it} – капіталовкладення в котельнях i -ї категорії у t -му році.

Таблиця 3

Розподіл за теплопровідністю, Гкал/год	Сумарна теплопродуктивність котельень, Гкал/год	Теплопродуктивність оновлених котлів, Гкал/год	Обсяг інвестицій, млн USD	Виріток тепла оновленими котлами, тис. Гкал	Економія палива, кг
До 3	0	0	0	0	0
Від 3 до 20	0	0	0	0	0
Від 20 до 100	0	8098,9	404,9	5190,8	66 380,2
Від 100	0	0	0	0	0
Всього	0	8098,9	404,9	5190,8	66 380,2

Таблиця 4

Рік	Інвестиції, млн USD	Теплопродуктивність оновлених котлів, Гкал/год				Річна економія палива, т у.п.
		до 3 Гкал/год	3–20 Гкал/год	20–100 Гкал/год	від 100 Гкал/год	
1	500	0,0	0,0	0,0	20 000,0	286 712,2
2	500	1178,7	0,0	0,0	15 285,3	244 523,8
3	500	5000,0	0,0	0,0	0,0	107 747,5
4	500	5000,0	0,0	0,0	0,0	107 747,5
5	500	2729,7	2837,8	0,0	0,0	97 162,2
6	500	0,0	6250,0	0,0	0,0	84 434,6
7	500	0,0	6250,0	0,0	0,0	84 434,6
8	500	0,0	5033,0	1947,2	0,0	83 953,2
9	500	0,0	0,0	10 000,0	0,0	81 962,2
10	404,9	0,0	0,0	8098,9	0,0	66 380,2
Всього	4904,9	13 908,4	20 370,8	20 046,1	35 285,3	1 245 058,0

Дохід котельень i -ї категорії у t -му році:

$$R_{it} = c_m Q_{it}, \quad (9)$$

де c_m — ціна відпущеної теплової енергії; Q_{it} — кількість відпущеної теплової енергії котельнями i -ї категорії у t -му році. Поточні витрати котельень i -ї категорії у t -му році:

$$Z_{it}^+ = c_z \frac{Q_{it}}{\eta_i} + C_{oit}, \quad (10)$$

де c_z — ціна природного газу, USD/Гкал; $\frac{Q_{it}}{\eta_i}$ — кількість використаного природного газу для вироблення Q_{it} теплової енергії котельнями i -ї категорії у t -му році; η_i — ККД котлоагрегатів i -ї категорії; C_{oit} — поточні витрати на обслуговування котельні i -ї категорії у t -му році.

Оскільки у разі заміни старих котлів новими не передбачається зміна кількості відпущеної теплової енергії, а поточні витрати на обслуговування котельні можуть вважатися однаковими, то використовуючи формули (9) і (10), отримуємо:

$$\begin{aligned} R_{it} - Z_{it}^+ &= c_z Q_{it} \left(\frac{1}{\eta_{if}} - \frac{1}{\eta_{in}} \right) - (C_{oitn} - C_{oitf}) = \\ &= c_z Q_{it} \left(\frac{1}{\eta_{if}} - \frac{1}{\eta_{in}} \right) = c_z \Delta B_{it}, \end{aligned} \quad (11)$$

де ΔB_{it} — кількість зекономленого природного газу внаслідок встановлення нових котлів котельнями i -ї категорії у t -му році.

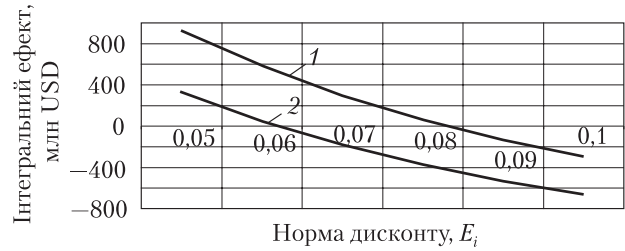
З формул (8) і (11) отримуємо:

$$\begin{aligned} E_{im} &= \sum_{i=1}^4 \sum_{t=0}^{24} c_z \Delta B_{it} \frac{1}{(1+E_i)^t} - \\ &- \sum_{i=1}^4 \sum_{t=0}^9 K_{it} \frac{1}{(1+E_i)^t}. \end{aligned} \quad (12)$$

Залежність інтегрального ефекту впровадження нового стандарту на водогрійні опалювальні котли, обчисленого без урахування інфляції за формулою (12) та з урахуванням інфляції, від норми дисконту E_i наведено на рисунку.

Як видно з рисунку, новий стандарт на водогрійні опалювальні котли доцільно впроваджувати, якщо відсоткова ставка НБУ за депозитними внесками не більша 0,06.

Для подальших розрахунків приймаємо норму дисконту 0,05. Тоді інтегральний ефект впровадження нового стандарту на водогрійні опалювальні котли становитиме 332,4 млн USD без урахуванням інфляції, та 920,6 млн USD з урахуванням інфляції.



Графік залежності інтегрального ефекту впровадження нового стандарту на водогрійні опалювальні котли: 1 — E_{im} з урахуванням інфляції; 2 — E_{im} без урахування інфляції

Оскільки стандарт, що розглядається, має розроблюватися на заміну вже існуючого, то невизначеності й чинники ризику впливають на нове й старе обладнання однаково, тому у цьому разі їх можна не враховувати.

Встановлення нових котлів не передбачає зміни штатного персоналу, тому соціальні наслідки, а відповідно й соціальну ефективність від впровадження цього стандарту також можна не враховувати.

Екологічні наслідки від впровадження цього стандарту можна економічно оцінити як результат зміненої плати за викиди шкідливих речовин та продажу квот на викиди CO_2 за кожний рік протягом всього розрахункового періоду.

Оцінювання зменшення викидів можна здійснити на основі ГКД 34.02.305—2002 [10] та Галузевої методики розрахунку шкідливих викидів, які надходять від теплогенеруючих установок комунальної теплоенергетики України [11].

Для котлів, що працюють на природному газі, найважливішими є викиди шкідливих оксидів азоту NO_x і оксиду вуглецю CO , та парникового газу — діоксиду вуглецю (вуглекислого газу CO_2), оскільки в природному газі, який споживається в Україні [11], ртуть та сірка не визначені.

Згідно з роботою [11] всі котли, що розміщені на даній площадці та об'єднані в одну трубу, розглядаються як одне джерело викиду.

Розрахункові методи визначення викиду забруднювальної речовини базуються на використанні показника емісії. Показник емісії характеризує масову кількість забруднювальної речовини, яка викидається енергетичною установкою в атмосферне повітря разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється під час згорання палива.

Валовий викид j -ї забруднювальної речовини Z_j (т), що надходить в атмосферу з димовими

Таблиця 5

Показник	Розподіл за теплопродуктивністю, Гкал/год			
	до 3	від 3 до 20	від 20 до 100	100 і більше
Середня теплопродуктивність котельень, Гкал/год	0,9	7,4	38,0	248,5
Узагальнений показник емісії оксидів азоту без урахування заходів щодо скорочення викиду (k_{NO_x}) ₀ , г/ГДж	90	90	95	100
Емпіричний коефіцієнт z	0,35	0,35	0,45	1,25

Таблиця 6

Показник	Розподіл за теплопродуктивністю, Гкал/год			
	до 3	від 3 до 20	від 20 до 100	100 і більше
Середня теплопродуктивність котельень, Гкал/год	0,9	7,4	38,0	248,5
Узагальнений показник емісії оксиду вуглецю k_{CO} , г/ГДж	7,9	7,9	24,7	17

газами енергетичної установки за визначений проміжок часу, розраховується як сума валових викидів цієї речовини під час спалювання різних видів палива, зокрема під час їхнього одночасного спільного спалювання [10, 11]:

$$Z_j = \sum_i Z_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r), \quad (13)$$

де Z_{ji} – валовий викид j -ї забруднювальної речовини під час спалювання i -го палива за визначений проміжок часу, т; k_{ji} – показник емісії j -ї забруднювальної речовини для i -го палива, г/ГДж; B_i – витрата i -го палива за проміжок часу t , т; $(Q_i^r)_i$ – нижча робоча теплота згоряння i -го палива, МДж/кг.

Відповідно для котельних, які працюють тільки на природному газі, формула (13) набуває вигляду:

$$Z_j = \sum_i Z_{ji} = 10^{-6} k_j \sum_i B_i Q_i^r, \quad (14)$$

де Z_j – валовий викид j -ї забруднювальної речовини за визначений проміжок часу, т; Z_{ji} – валовий викид j -ї забруднювальної речовини за визначений проміжок часу котельнями i -ї кате-

горії; k_j – показник емісії j -ї забруднювальної речовини, г/ГДж; B_i – витрата природного газу за визначений проміжок часу котельнями i -ї категорії, т; Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння природного газу, МДж/кг.

Показник емісії оксидів азоту з урахуванням заходів скорочення викиду розраховують як [10, 11]:

$$k_{NO_x} = (k_{NO_x})_0 f_H (1-\eta_I) (1-\eta_{II} \beta), \quad (15)$$

де $(k_{NO_x})_0$ – показник емісії оксидів азоту без урахування заходів скорочення викиду, г/ГДж; f_H – ступінь зменшення викиду NO_x під час роботи на низькому навантаженні; η_I – ефективність первинних (технологічних) заходів скорочення викиду; η_{II} – ефективність вторинних заходів (азотоочисної установки); β – коефіцієнт роботи азотоочисної установки.

Значення узагальненого показника емісії оксидів азоту під час спалювання природного газу за різними технологіями без урахування заходів щодо скорочення викиду визначається згідно з роботою [11] відповідно середньої теплопродуктивності котельень (табл. 5).

Під час роботи котла на низькому навантаженні зменшується температура процесу горіння палива, через що скорочується викид оксидів азоту. Ступінь зменшення викиду NO_x визначають за емпіричною формулою [10, 11]:

$$f_H = (Q_{\phi}/Q_n)^z, \quad (16)$$

де Q_{ϕ} – фактична теплова потужність котла, МВт; Q_n – номінальна теплова потужність котла, МВт; z – емпіричний коефіцієнт, що залежить від виду котла, його потужності, типу палива тощо.

Значення емпіричного коефіцієнта визначається згідно з роботою [11] відповідно середньої теплопродуктивності котельень (табл. 5).

Показник емісії оксиду вуглецю CO у разі відсутності постійних вимірювань концентрації CO визначається згідно з роботою [11] відповідно до середньої теплопродуктивності котельень (табл. 6).

Показник емісії діоксиду вуглецю k_{CO_2} (г/ГДж) під час спалювання органічного палива визначають за формулою [10, 11]:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \epsilon_C = 3,67 k_C \epsilon_C, \quad (17)$$

де C – масовий вміст вуглецю в паливі на робочу масу, %; Q_i^r – нижча робоча теплота згоряння

ня палива, МДж/кг; ε_C — ступінь окислення вуглецю палива; k_C — показник емісії вуглецю палива, г/ГДж.

Для природного газу рекомендоване значення ε_C становить 0,995 [10, 11].

Згідно з роботами [10, 11] за відсутності фактичних даних про елементний склад палива можна використовувати значення для природного газу газопроводу Уренгой—Ужгород. Дані наведені нижче.

Газопровід	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , %	C ₄ H ₁₀ , %	C ₅ H ₁₂ , %
Уренгой — Ужгород	98,90	0,12	0,011	0,01	0,00
Газопровід	CO ₂ , %	N ₂ , %	H ₂ S, %	Q _i ^d , МДж/нм ³	ρ _n , кг/нм ³
Уренгой — Ужгород	0,06	0,90	0,00	33,08	0,723

Для цього газу згідно з роботою [10, додаток И], % масовий елементний склад природного газу такий:

$$\begin{aligned} \text{вуглець} &- C^r = C^{daf} = 73,67; \\ \text{водень} &- H^r = H^{daf} = 24,65; \\ \text{кисень} &- O^r = O^{daf} = 0,12; \\ \text{азот} &- N^r = N^{daf} = 1,56. \end{aligned}$$

Масова нижча теплота згоряння Q_i^r згідно даних наведених вище:

$$Q_i^r = Q_i^{daf} = Q_{iv}^{daf} / \rho_n = 33,08 / 0,723 = 45,75 \text{ МДж/кг.}$$

Показник емісії вуглекислого газу під час спалювання природного газу визначається за формулою (17):

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{73,67}{100} \cdot \frac{10^6}{45,75} \cdot 0,995 = 58748 \text{ г/ГДж.}$$

Масова економія природного газу, т:

$$B = B_v \rho_n \quad (18)$$

де B_v — об'ємна економія природного газу, тис. м³.

Під час спалювання природного газу питомий об'єм сухих димових газів $v_{др} = 16,35 \text{ нм}^3/\text{кг}$, а якщо питомий об'єм сухих димових газів віднести до одиниці об'єму природного газу, то $(v_{др})_v = v_{др} \rho_n = 16,35 \cdot 0,723 = 11,82 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$.

Визначення вартості викидів провадиться на основі Постанови КМУ від 1 березня 1999 р. № 303 „Про затвердження Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору” [12] та ГК-1999-40 НБ [13].

Постановою КМУ від 18.10.2006 р. № 1423 з 01.01.2007 р. [14] запроваджено індексацію нор-

мативів збору за забруднення навколишнього природного середовища для кожної забруднювальної речовини за формулою:

$$Hb_i = \frac{Hn_i I}{100}, \quad (19)$$

де Hb_i — проіндексовані нормативи збору у поточному році, гривень за 1 т; Hn_i — базові нормативи збору, якими є значення нормативів збору на 31.12.2006 р., обчислені з урахуванням коефіцієнта 2,373, а для нововведених нормативів — на 31 грудня року їхнє запровадження, гривень за 1 т; I — індекс споживчих цін (індекс інфляції) за попередній рік, відсотків.

За даними роботи [14]: $Hn_{NO_x} = 189,84 \text{ грн./т}$, $Hn_{CO} = 7,119 \text{ грн./т}$.

Індекс інфляції у 2009 р. $I = 125$.

Проіндексовані нормативи збору у поточному році у перерахунку на USD з урахуванням коефіцієнта 2,373 становлять: $Hn_{NO_x} = 24,93 \text{ USD/т}$, $Hn_{CO} = 0,94 \text{ USD/т}$. Вартість 1 т CO₂ — 10 USD/т.

На основі формул (14)—(19) та наведених вихідних даних проведено розрахунки валових викидів NO_x, CO та CO₂ для кожної категорії котелень окремо та визначено загальні значення викидів, а також їхню вартість з урахуванням інфляції для норми дисконту 0,05. За результатами розрахунків визначено, що вартість плати за шкідливі викиди та вартість продажу квот на викиди CO₂ разом становлять 252,5 млн USD без урахування інфляції, та 286,8 млн USD з урахуванням інфляції.

Витрати на розроблення стандарту (Z_{cm}), розраховані згідно з ДСТУ 4054—2001 [15], становлять 0,028 млн USD.

За норми дисконту 0,05 інтегральний ефект від розроблення та впровадження нового стандарту на водогрійні опалювальні котли з урахуванням усіх складових, а також інфляції становитиме близько 1 млрд 200 млн дол. США.

ВИСНОВКИ

1. Запропоновано підхід до економічного оцінювання оптимальних напрямів та послідовності впровадження прогресивних стандартів щодо енергоефективності у сфері тепlopостачання на прикладі модернізації парку водогрійних котлів на природному газі.

2. Визначено, що прогресивні стандарти на водогрійні опалювальні котли доцільно впро-

ваджувати, якщо норма дисконту не перевищуватиме 6 %.

3. Оптимальним з точки зору економії палива є першочергове проведення модернізації котелень великої потужності (100 Гкал/год і більше), потім малої потужності (до 3 Гкал/год), а після цього — середньої потужності від 3 до 20, та від 20 до 100 Гкал/год відповідно.

4. Запропонований підхід є узагальненим і може використовуватися для обґрунтування інвестиційних планів реконструкції та модернізації технологічного обладнання у багатьох галузях промисловості.

1. Шевцов А., Земляний М., Вербинський В. Муніципальна енергетика: шляхи підвищення ефективності [Електронний ресурс] / http://www.niss.gov.ua/Moni-tor/Oktober/5.htm#_ftn2
2. Долінський А. А. Енергозбереження та екологічні проблеми енергетики // Вісник НАН України. — 2006. — № 2. — С. 25–32.
3. Білянський О. Пекельне коло [Електронний ресурс] — <http://viche.info/index.php?action=archive&id=414>
4. Статистичний бюлетень про основні показники роботи опалювальних котелень і теплових мереж України за 2004–2007 рр. — К.: Держкомстат України, 2008. — 40 с.
5. Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования : ГОСТ 21563–93. — [Дата введения 1997–01–01]. — М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. — 7 с. — (Міждержавний стандарт).
6. Наказ Колегії Держжитлокомунгоспу № 218 від 14.12.2007 „Про затвердження Методичних рекомендацій оцінки економічної ефективності інвестицій в енергозберігаючі проекти на підприємствах житлово—комунального господарства” [Електронний ресурс]. — http://www.uazakon.com/documents/date_bu/pg_gwcqsa.htm
7. Соколовська І.С. Оцінювання ефективності розроблення та впровадження стандартів у сфері енергетики / І.С. Соколовська // Проблеми загальної енергетики. — 2008. — № 18. — С.48–53.
8. Звіт про залишки і використання енергетичних матеріалів та продуктів перероблення нафти за 2007 р. (Форма 4 — мтп річна). — К.: Держкомстат України, 2009.
9. Постанова НКРЕ від 19.02.2009 № 195 „Про затвердження граничних рівнів цін на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання на 2009 рік” [Електронний ресурс]. — К.: Центр комп'ютерних технологій, 2009. — 1 електрон. опт. диск (CD–ROM) „Юрист+ЗАКОН” (випуск №128, березень 2009 г.).
10. Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення: ГKD 34.02.305–2002. — [Чинний від 2002. 07. 01]. — К.: ОЕП ГРІФРЕ, 2002. — 45 с. — (Галузевий керівний документ).
11. Галузева методика розрахунку шкідливих викидів, які надходять від теплогенеруючих установок комунальної теплоенергетики України / Затверджена Наказом Мінбуду України 16.03.2006 № 67 [Електронний ресурс]. — К.: ИСС „ЗОДЧИЙ”, 2008. — 1 електрон. опт. диск (CD–ROM).
12. Постанова КМУ від 1 березня 1999 р. № 303 „Про затвердження Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору” {із змінами, внесеними згідно з Постановами КМ № 1984 (1984–99–п) від 27.10.99, № 1261 (1261–2000–п) від 11.08.2000, № 1426 (1426–2001–п) від 26.10.2001, № 1779 (1779–2001–п) від 28.12.2001, № 72 (72–2002–п) від 24.01.2002, № 905 (905–2002–п) від 01.07.2002, № 402 (402–2003–п) від 28.03.2003, №1115 (1115–2003–п) від 17.07.2003, № 2053 (2053–2003–п) від 26.12.2003, № 769 (769–2004–п) від 16.06.2004, № 1790 (1790–2004–п) від 31.12.2004, № 626 (626–2005–п) від 21.07.2005, № 1423 (1423–2006–п) від 18.10.2006} [Електронний ресурс]. — <http://zakon.rada.gov.ua>.
13. Інструкція про порядок обчислення та сплати збору за забруднення навколишнього природного середовища / Затверджено наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища та ядерної безпеки України, ДПА України від 19.07.99 р. №162/379, зареєстровано в Мін'юсті України 09.08.99 р. за №544/3837 // Галицькі контракти. — 1999. — № 40. — 2–й зошит.
14. Постанова КМУ від 18.10.2006 р. № 1423 „Про внесення змін у додаток 1 до Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору та визнання таким, що втратив чинність, пункту 2 постанови Кабінету Міністрів України від 28 березня 2003 р. № 402” [Електронний ресурс] // Вісник податкової служби України. — № 40. — http://www.visnuk.com.ua/article/one/Postanova_2098212.html
15. Нормативи трудомісткості та вартість робіт із стандартизації. Настанова : ДСТУ 4054–2001. — [Чинний від 2002. 05. 01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2001. — 16 с. — (Національний стандарт України).