

УДК 621.643.053

В.О. ДЕРІЙ, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0002-5689-4897
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОГЕНЕРУЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Запропоновано новий критерій для відбору теплогенеруючих технологій при оновленні систем централізованого теплопостачання (СЦТ), в якому враховані всі витрати та вигоди при їх впровадженні. Критерій дозволяє більш коректно порівнювати технології, які виробляють тільки один вид енергії, з когенераційними технологіями та технологіями, які надають допоміжні послуги енергосистемам. Проведене моделювання використання теплогенеруючих технологій при оновленні СЦТ із застосуванням нового критерію показало, що електричні котли доцільно використовувати під час нічного провалу графіків електричних навантажень енергосистем з наданням цим системам допоміжних послуг, теплові насоси доцільно застосовувати в СЦТ для цілей теплопостачання та добового регулювання навантаження енергосистем, газові котли на період технологічної трансформації генеруючих потужностей в умовах низьковуглецевого розвитку України будуть широко використовуватися при оновленні систем централізованого теплопостачання, використання котлів та когенераційних установок на біомасі не знайде широкого застосування через обмеженість паливного ресурсу, газопоршневі когенераційні установки економічно найбільш доцільно застосовувати для добового регулювання потужності енергетичних систем.

Ключові слова: гранична приведена ціна енергії, середньозважена собівартість теплової енергії, теплогенеруюча технологія, енергосистема, графік електричних навантажень, нічний провал, потужність, тепловий насос, котел, когенерація, система централізованого теплопостачання.

Україна належить до країн з високим рівнем централізації систем теплопостачання. Протягом останніх 15 років більшість її країн-сусідок модернізували свої системи централізованого теплопостачання (СЦТ). Теплопостачальні підприємства цих країн надають високоякісні послуги з централізованого опалення та постачання гарячої води за доступними цінами, і це забезпечує їх фінансову стабільність за рахунок економічно обґрунтованих тарифів [1]. За роки незалежності в Україні такого не відбулося, що обумовило низку суттєвих проблем як для споживачів, так і для теплопостачальних підприємств. Причиною цих проблем є те, що основне обладнання СЦТ України фізично зношене та технологічно застаріло. Близько 60% котелень відпрацювали свій нормативний термін, 38% обладнанні застарілими мало-ефективними котлами з низьким коефіцієнтом корисної дії [2]. Частка аварійних ділянок теплових мереж невпинно зростає, в частині областей вона становить понад 40%. Реальні втрати теплової енергії в мережах становлять 16–22% [3]. При фізично зношеному та технологічно застарілому обладнанні неможливо надавати якісні по-

слуги. Незадовільний стан обладнання та дорогі неякісні послуги запустили процеси хаотичної децентралізації, що призвело до зменшення попиту на теплову енергію СЦТ (рис. 1). Відповідно до цього, зменшилося теплове навантаження СЦТ, що призвело до їх розбалансованості та збільшення втрат теплової енергії. Як результат – різко погіршився фінансовий стан теплопостачальних підприємств [2]. У містах Ужгород, Марганець, Нікополь, Покров, Золочев, Долина СЦТ взагалі перестали функціонувати. А в Закарпатській області не залишилося жодної функціонуючої СЦТ [3]. Тож на сьогодні СЦТ України потребують оновлення шляхом проведення масової реконструкції та модернізації [2]. Загальна сума інвестиційних потреб для цього оцінюється близько в 6 млрд євро [2].

Для розумного використання інвестиційних коштів необхідно відібрати найбільш ефективні теплогенеруючі технології. Одним із критеріїв для порівняння генеруючих технологій є приведена середньозважена собівартість виробленої енергії (LCOE), який рекомендується Міжнародним енергетичним агентством та Агентством з ядерної енергетики (International Energy Agency, Nuclear Energy Agency Organisation For Economic

© В.О. ДЕРІЙ, 2021

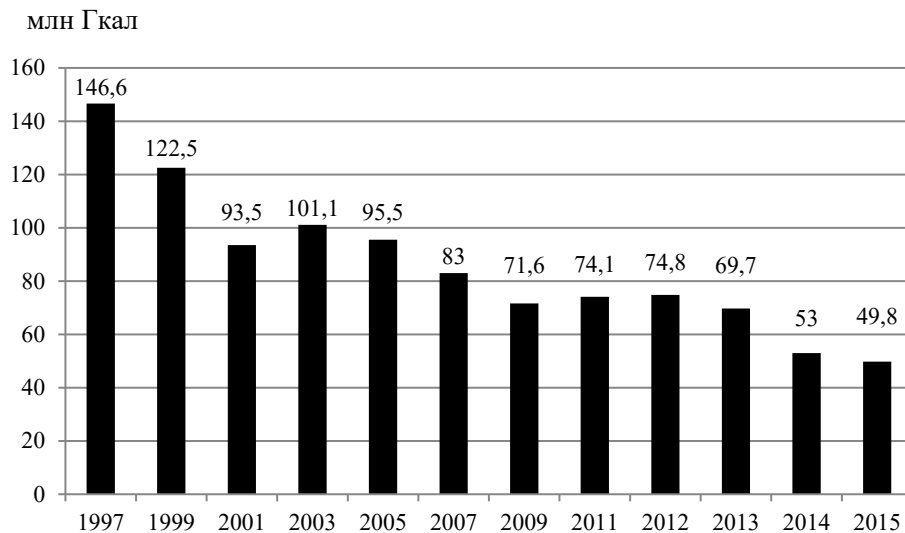


Рис. 1. Зменшення попиту на теплову енергію від СЦТ [2]

Co-Operation And Development). Цей критерій не є фактичною собівартістю одиниці виробленої теплової енергії k -тої технології, це деяка середня постійна величина за життєвий цикл цієї технології, яка залежить від сумарних дисконтованих витрат та кількості виробленої енергії. LCOE зручний своєю простотою та можливістю порівняння різних технологій генерації енергії.

Але подальші дослідження цього критерію виявили ряд його недоліків. Так, у лютому 2019 р. Clean Energy Lab опублікувала аналітичний огляд «LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні» [4], в якому вказано, що критерій LCOE не враховує потенційні доходи, наприклад від надання допоміжних послуг енергосистемам або продаж другого виду енергії при впровадженні когенерації та інших доходів, які можуть мати суттєвий вплив на фінансовий результат проекту і, відповідно, на його ефективність.

Для порівняння теплогенеруючих технологій, які будуть використовуватися при оновленні СЦТ, пропонується інший модифікований критерій – гранична приведена ціна енергії (Marginal Levelized Price of Energy – MLPOE). MLPOE – це мінімальна середньозважена беззбиткова ціна теплової енергії, яку виробила впроваджена в підприємстві дана технологія.

Були прийняті наступні припущення. Передбачається, що теплогенеруючі технології будуть впроваджені в котельних на місцях виведених із експлуатації застарілих котлів СЦТ чинного теплопостачального підприємства. Теплопостачальне підприємство не буде мати нових додаткових споживачів теплової енергії. Тобто, кількість виробленої теплової енергії після впровадження проекту нової технології не зміниться.

У результаті впровадження проекту зі встановлення нових теплогенеруючих технологій теплопостачальне підприємство збільшить споживання того чи іншого енергоресурсу пропорційно кількості виробленої ними теплової енергії. А так, як теплове навантаження споживачів не зміниться, то штатні котли підприємства зменшать виробництво теплової енергії. Відповідно до цього, зменшиться споживання природного газу¹ (або іншого палива) та зв'язаних з ним викидів парникових газів та забруднювачів, що і буде вигодною для підприємства при впровадженні проекту. Крім того, додатковими вигодами може бути надання теплопостачальним підприємством допоміжних послуг електроенергетичній системі (при наявності такої можливості впроваджені теплогенеруючої технології) та продаж електроенергії від впровадження когенерації. Фактично це системні вигоди теплогенеруючого підприємства при впровадженні в ньому теплогенеруючих технологій. З урахуванням цих припущень та вищезгаданих вигід і був створений новий критерій, який описується виразом:

$$MLPOE_k = LCOE_k - LCOP_k, \quad (1)$$

де $MLPOE_k$ – гранична приведена ціна теплової енергії k -тої технології, яка впроваджена на підприємстві; $LCOE_k$ – середньозважена собівартість теплової енергії окремої k -тої теплогенеруючої технології; $LCOP_k$ – середньозважені вигоди теплогенеруючого підприємства від впровадження в ньому k -тої теплогенеруючої технології.

Вираз для визначення середньозваженої собівартості теплової енергії для k -того типу теплогенеруючої технології можна записати у вигляді:

¹ У паливному балансі СЦТ України природний газ становить близько 72%.

$$LCOE_k = \frac{IC_k + \sum_{t=1}^{T_p} \left[(C_{kt}^{oee} + C_{kt}^{nep} + C_{kt}^{n2} + C_{kt}^{3k} + C_{kt}^{i3} + C_{kt}^{6e}) (1+r)^{-t} \right]}{\sum_{t=1}^{T_p} Q_{kt} (1+r)^{-t}}, \quad (2)$$

де IC_k – інвестиційні витрати; t – період часу експлуатації проекту (рік); T_p – ресурс функціонування k -того типу теплогенеруючої технології (років); C_{kt}^{oee} – витрати на обслуговування та експлуатацію за період t ; C_{kt}^{nep} – витрати на паливно-енергетичні ресурси за період t ; C_{kt}^{n2} – плата за викиди парникових газів (ПГ) за період t ; C_{kt}^{i3} – плата за викиди i -тої забруднюючої речовини за період t ; C_{kt}^{3k} – відсоткові платежі по кредиту за період t ; C_{kt}^{6e} – відрахування коштів за період t на виведення технології із експлуатації; Q_{kt} – кількість виробленої теплової енергії за період t ; r – ставка дисконтування.

Середньозважені вигоди теплогенеруючого підприємства від впровадження в ньому k -тої теплогенеруючої технології визначаються, виходячи з виразу:

$$LCOP_k = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} \left[(P_{kt}^{\partial n} + P_{kt}^{3cz} + P_{kt}^{n2} + P_{kt}^{63p} + P_{kt}^{ie}) (1+r)^{-t} \right]}{\sum_{t=1}^{T_p} Q_{kt} (1+r)^{-t}}, \quad (3)$$

де $P_{kt}^{\partial n}$ – вигоди від надання допоміжних послуг при впровадженні k -того типу електротеплової або когенераційної технології; P_{kt}^{3cz} – вигоди від зменшення споживання природного газу (палива) при впровадженні k -того типу теплогенеруючої технології; $P_{kt}^{n2}, P_{kt}^{63p}$ – вигоди від зменшення викидів парникових газів та забруднювачів, обумовлених зменшення споживання палива відповідно; P_{kt}^{ie} – інші вигоди (продаж електроенергії когенераційними установками, надання послуг з холодопостачання при використанні теплових насосів, зменшення витрат на обслуговування та експлуатацію та інше).

Врахування вигід $LCOP_k$ для всіх теплогенеруючих технологій поставить їх в однакові умови при проведенні порівняльного аналізу для визначення їх конкурентоздатності при впровадженні на даному підприємстві.

Формули (1)–(3) є розрахунковою математичною моделлю для визначення MLPOE за життєвий цикл теплогенеруючих технологій. Була створена комп'ютерна реалізація зазначеної математично моделі. Також було сформовано перелік теплогенеруючих технологій для моделювання з їх основними технічними характеристиками, який наведено в табл. 1.

Моделювання використання сформованого переліку теплогенеруючих технологій при реконструкції та модернізації систем централізованого теплопостачання проводилося при наступних умовах.

Ціни на електроенергію, природний газ, допоміжні послуги, біомасу, викиди парникових газів та забруднювачів бралися згідно розроблених автором прогнозів, які в укрупненому вигляді наведено в табл. 2.

Питома вартість впровадження теплогенеруючих технологій, а також їх експлуатаційні витрати взяті з табл. 1. 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). Непередбачені витрати прийняті 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).

Моделювання використання електротеплових технологій (електричні котли та теплові насоси) проводили при наступних режимах їх роботи:

генерація теплової енергії протягом опалювального періоду;

генерація теплової енергії протягом року;

генерація теплової енергії протягом нічного провалу графіків електричних навантажень (ГЕН) енергосистем;

генерація теплової енергії протягом нічного провалу ГЕН з наданням допоміжних послуг енергосистемам;

генерація теплової енергії протягом року з наданням допоміжних послуг енергосистемам (добове регулювання навантаження).

При добовому регулюванні електричного навантаження енергосистем електричні теплогенератори (ЕТГ) працюють цілодобово у змінному режимі. Під час нічних провалів ГЕН електричні теплогенератори завантажені на повну потужність, а в пікових режимах роботи енергосистеми вони повністю розвантажені (вимкнуті). В інші години роботи електричні теплогенератори завантажені на 50%, щоб був відповідний резерв для регулювання.

Було також зроблено наступні припущення:

теплова енергія, яку виробляють комплекси ЕТГ під час нічного провалу, буде акумульована тепловими мережами;

Таблиця 1. Набір теплогенеруючих технологій для моделювання та їх технічні характеристики

Технології	Теплова потужність, МВт	Електричне навантаження (потужність), МВт	Коефіцієнт перетворення/ ККД	Питоми проектні витрати, €/кВт	Експлуатаційні витрати	Ресурс, років	Інтервал кап. ремонту, тис. год	Відносна вартість капітального ремонту, % ²
Електричні котли	1	1,02	0,98	47,9	0,67 €/МВт/рік	20		
	10	10,20	0,98	50,2	0,25 €/МВт/рік	25		
	30	30,61	0,98	37,7	0,25 €/МВт/рік	25		
	50	51,02	0,98	30,6	0,25 €/МВт/рік	25		
Теплові насоси	1	0,29	3,5	417	13,8 тис. €/рік	15		20
	2,2	0,66	3,31	425	28,1 тис. €/рік	15		20
	5	1,43	3,5	381	57,2 тис. €/рік	15		20
	14,7	4,85	3,03	330	145,5 тис. €/рік	15		20
Газові котли	1,1		93,8	34,7	3 €/кВт/рік	20		
	4,65		93,2	15		20		
	11,63		92,8	21,8		20		
	34,89		93	21,1		20		
	58,15		93,1	26,3		20		
Котли на біомасі	3		83%	142	7 €/кВт/рік	25		
Газопоршнєві когенераційні установки	1,19	1,2	43,7%/43,3% ¹	819	0,92 € цента/кВт·год	25	64	30
	1,98	2,0	43,7%/43,2%	571	0,71 € цента/кВт·год	25	64	30
Когенерація з використанням біомаси	2,5	2	20%/50%	3400	30 €/кВт/рік	25		

Примітка 1. ККД електричний /тепловий.

Примітка 2. Відносно вартості основного обладнання.

Таблиця 2. Ціни на енергетичні ресурси, вартість послуг з регулювання та платежі за викиди

Ресурс	Рік						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Природний газ, €/1000 м ³	235,3	274	274,9	292,8	301,5	310,4	319,6
Електроенергія (споживання протягом доби), €/МВт год	81,1	101,2	101,3	103,3	103,4	103,5	102,7
Електроенергія (нічний провал), €/МВт год	50,1	63,9	62,5	63,9	63,8	63,9	63,3
Регулювання навантаження ЕС* під час нічного провалу ГЕН	9,48	14,60	22,49	22,93	22,95	22,98	22,80
Добове регулювання навантаження ЕС	13,13	20,23	31,16	31,77	31,80	31,84	31,59
Біопаливо, €/т	48,8	54,5	60,7	67,7	75,5	84,2	93,8
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

Примітка. *Енергетична система

під час пікових режимів роботи енергосистеми, коли електричні теплогенератори будуть повністю відключені, акумульована тепла енергія буде подаватися споживачам;

При моделюванні електротеплових та когенераційних технологій враховувалися витрати на їх підключенням до електричних мереж [5]. Ставки плати за нестандартне приєднання до електричних

мереж були розраховані для 24 крупних населених пунктів України згідно методики НКРЕКП [6]. 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 встановленої електричної потужності електротеплогенеруючої технології. Вартість допоміжних послуг

станом на 2020 р. взята 9,48 €/МВт · год. Необхідно зазначити, що такий розмір плати за приєднання до електричних мереж значно погіршив фінансові показники проектів впровадження електротеплових технологій – різко збільшилися інвестиційні витрати та їх період окупності, як це показано в табл. 3 на прикладі електричних котлів.

Для моделювання газопоршневих когенераційних установок були відібрані дві установки електричною потужністю 1,56 та 2 МВт. Такі значення потужності когенераційних установок дають змогу тепlopостачальним підприємствам зменшити витрати на їх будівництво, тому що ці установки можна встановлювати прямо в існуючих котельних.

Моделювання використання когенераційних установок проводили при наступних режимах їх роботи:

- генерація теплової та електричної енергії протягом опалювального періоду;
- генерація теплової та електричної енергії протягом року;
- генерація теплової та електричної енергії протягом року з наданням допоміжних послуг енергосистемам з регулювання потужності (змінний режим роботи – мінімальна потужність протягом нічного провалу ГЕН та максимальна в піках навантаження).

Кошти від продажу електроенергії, яку виробили когенераційні установки, вважалися як вигоди. Ціна на вироблену електроенергію когенераційними установками приймалась рівною середньому значенню цін на ринку доба наперед за дев'ять місяців (січень–вересень 2020 р.) – 41,8 €/МВт · год.

Для моделювання використання газових котлів вибрані найбільш розповсюджені їх потужності в СЦТ такі, як 1,1; 4,65; 11,63; 34,59 та 58,15 МВт. Середньорічний ККД існуючих котлів був прийнятий рівним 85%, а нових – згідно їх паспортних даних. Моделювання використання нових газових котлів проводили при наступних режимах їх роботи:

- генерація теплової енергії протягом опалювального періоду;

- генерація теплової енергії протягом року.

Для моделювання використання котлів на біомасі вибрана потужність котла 3 МВт, біомасу для якого у вигляді тріски можна забезпечити практично в будь-якому обласному центрі (обрізка та коронування зелених насаджень, використані ялинки, відходи деревообробної промисловості, використана дерев'яна тара та інше). Середньорічний ККД існуючих котлів був прийнятий рівним 85%, а котла на біомасі – 75%. Моделювання використання котла на біомасі проводили при наступних режимах його роботи:

- генерація теплової енергії протягом опалювального періоду;
- генерація теплової енергії протягом року.

Для моделювання когенераційних установок на біомасі була вибрана установка електричною потужністю 2 МВт та тепловою – 2,5 МВт.

Моделювання використання когенераційної установки на біомасі проводили при наступних режимах його роботи:

- генерація електричної та теплової енергії протягом опалювального періоду;
- генерація електричної та теплової енергії протягом року.

Передбачалося, що електроенергія від когенераційної установки на біомасі буде реалізована по зеленому тарифу, який діє тільки до 2030 р., далі за цінами на ринку доба наперед. Моделювання проводилося при вартості біомаси 35 €/т, 40 €/т та 45 €/т. Враховувалося також витрати на нове приєднання когенераційної установки до електричних мереж.

Результати моделювання використання вибраних теплогенеруючих технологій за їх життєвий цикл для оновлення СЦТ показано в табл. 4. Як видно із табл. 4, гранична приведена ціна теплової енергії, яку виробляють електричні котли, буде найменшою при роботі їх у режимі регулювання електричного навантаження під час нічного провалу ГЕН, яка в діапазоні теплової потужності 1–50 МВт становить 726,9–596,8 грн/Гкал. У цьому режимі роботи електричні котли можуть успішно конкурувати із газовими котлами, собівартість теплової енергії яких в діапазоні

Таблиця 3. Інвестиційні витрати та період окупності проектів впровадження електричних котлів

Початок експлуатації	Приєднання до електричних мереж							
	існуюче				нове			
Теплова потужність, МВт	1,02	10,2	30,61	51,02	1,02	10,2	30,61	51,02
Інвестиційні витрати, тис. €	47,9	552,2	1243,6	1683,7	168,7	1176,2	3531,9	5876,2
Період окупності, років	1,12	1,31	0,95	0,76	5,58	3,18	3,16	3,13

Таблиця 4. Результати моделювання теплогенеруючих технологій за їх життєвий цикл

Теплогенеруюча технологія	Потужність, МВт		Інвестиційні витрати, тис. €	Час та режим роботи					Період окупності, років		
				виробництво теплової енергії			регулювання навантаження				
	теплова	електрична		опалювальний період	увесь рік	нічний провал ГЕН	нічний провал ГЕН	добове регулювання			
										MLPOE, грн/Гкал	
Електричні котли	1	1,02	168,7	2498,1	2430	1216,7	726,9	1672,7	5,58 ¹		
	10	10,2	1176,2	2444,4	2401	1137,2	607,1	1616,5	3,18 ¹		
	30	30,61	3531,9	2441,5	2399,5	1133	600,8	1613,5	3,16 ¹		
	50	51,02	5876,2	2439,7	2398,5	1130,4	596,8	1611,6	3,13 ¹		
Теплові насоси	1	0,29	486,6	364,8	123,9	254,1	504,8	253,9	119,3 ⁴	1,8 ²	4,0 ³
	2,2	0,66	1093,4	433,1	187,2	306	555,7	313,6	171,3 ⁴	2,0 ²	4,4 ³
	5	1,43	2219,5	316,1	96,3	182	396,2	200	65,7 ⁴	1,5 ²	3,5 ³
	14,7	4,85	5757,2	406,1	213,5	182,8	323,4	257,4	101,9 ⁴	1,6 ²	3,3 ³
Газові котли	1,1		42	964,5	955,5					1,01 ⁵	
	4,65		76,7	958,4	958,6					0,43 ⁵	
	11,63		278,9	974,9	972					0,66 ⁵	
	34,89		809,8	969,4	966,8					0,63 ⁵	
	58,15		1682,3	972,4	966,8					0,79 ⁵	
Котли на біомасі	3		468,6	176,6	101,9					1,15 ⁶	
Газопоршневі КГУ	1,19	1,2	1307,4	604,9	313,3			18,2		4,0 ⁷	3,3 ⁸
	1,98	2	1429,8	509,6	258			-75		4,6 ⁷	3,7 ⁸
КГУ на біомасі	2,5	2	7653,6		242,9 ⁹					13,8 ⁹	

Примітка 1. Нове приєднання до електричних мереж

Примітка 2. Нове приєднання до електричних мереж, робота в режимі теплопостачання увесь рік

Примітка 3. Нове приєднання до електричних мереж, робота в режимі теплопостачання та надання добових допоміжних послуг енергосистемам увесь рік

Примітка 4. При вартості допоміжних послуг станом на 2020 р. 17,1 €/МВт·год

Примітка 5. При роботі впродовж опалювального періоду

Примітка 6. Робота впродовж опалювального періоду

Примітка 7. Робота увесь рік

Примітка 8. Робота увесь рік в режимі добового регулювання потужності енергосистем

Примітка 9. При вартості біопалива 35 €/т

їх потужності 1,1–58,15 МВт, становить 955,5–972 грн/Гкал. В інших режимах роботи електричні котли використовувати недоцільно – їх гранична приведена ціна теплової енергії набагато більша від аналогічної інших теплогенеруючих технологій та середньозваженій по Україні.

Теплові насоси мають одну з найменших граничних приведених цін на теплову енергію при різних режимах їх роботи, як це видно із табл. 3. У режимі добового регулювання електричного навантаження енергетичних систем їх гранична приведена ціна теплової енергії більша, ніж при генерації ними теплової енергії увесь рік. Але при збільшенні вартості допоміжних послуг з 9,48 €/МВт·год до 17,1 €/МВт·год, вона буде меншою в режимі добового регулювання електричного навантаження енергетичних систем.

Когенераційні установки та котли на біомасі хоч і мають малу граничну приведену ціну те-

плової енергії, їх розповсюдження в СЦТ завжди буде обмежене наявністю біопалива.

Серед усіх технологій, газопоршневі когенераційні установки в режимі добового регулювання потужності мають найменшу граничну приведену ціну теплової енергії. Фактично теплова енергія при цьому перетворюється в побічний безкоштовний продукт.

ВИСНОВКИ

Запропоновано новий критерій для відбору теплогенеруючих технологій при оновленні СЦТ. Він дозволяє визначити мінімальну середньозважену беззбиткову ціну теплової енергії теплогенеруючих технологій, які впроваджені в підприємстві. У критерії, крім витрат, враховано всі вигоди для підприємства при впровадженні в ньому теплогенеруючої технології, що дало можливість більш коректно порівнювати технології, які виро-

бляють тільки теплову енергію з когенераційними технологіями та технологіями, які надають допоміжні послуги енергосистемам.

Проведене моделювання використання теплогенеруючих технологій при оновленні СЦТ із застосуванням нового критерію та аналіз отриманих результатів показали, що:

електричні котли економічно доцільно використовувати під час нічного провалу ГЕН енергосистем з наданням цим системам допоміжних послуг з регулюванням їхнього електричного навантаження. Електричні котли потужністю до 1 МВт доцільно використовувати в котельнях, де є запас по потужності електричних підстанцій і відповідно, немає потреб у новому підключенні до електричних мереж. При використанні електричних котлів потужністю більше 10 МВт необхідне нове приєднання до електричних мереж, вартість якого збільшує в 2–3,5 рази інвестиційні витрати та в 2,5–5 разів період їх окупності (залежно від потужності електричних котлів). Але і при цьому мінімальна середньозважена беззбиткова ціна теплової енергії електричних котлів понад ніж удвічі менше від аналогічної по Україні (1265,8 грн/Гкал);

теплові насоси доцільно застосовувати в СЦТ для цілей теплопостачання. Робота теплових насосів у режимі добового регулювання електричного навантаження енергетичних систем теж економічно вигідно, але менше, ніж в режимі теплопостачання. Граничною умовою економічного доцільного застосування теплових насосів у режимі добового регулювання є збільшення плати за надання допоміжних послуг з 9,48 €/МВт·год до 17,1 €/МВт·год (станом на 2020 р.);

газові котли завдяки найменшим питомим інвестиційним витратам та періоду їх окупності на період технологічної трансформації генеруючих потужностей в умовах низьковуглецевого розвитку України будуть широко використовуватися при оновленні СЦТ. У діапазоні потужності 1,1–58,15 МВт мінімальна середньозважена беззбиткова ціна виробленої ними теплової енергії мало залежить від їх одиничної потуж-

ності і в 1,3 рази менша від аналогічної по Україні станом на 2020 р;

використання котлів та когенераційних установок на біомасі не знайде широкого застосування через обмеженість паливного ресурсу (біомаси) та територій для його складування. В СЦТ будуть використовуватися потужності 1–6 МВт;

газопоршневі когенераційні установки економічно доцільно застосовувати для добового регулювання потужності енергетичних систем. При цьому вони забезпечують найменшу мінімальну середньозважену беззбиткову ціну теплової енергії для теплопостачального підприємства.

1. Семиколонова Я., Пірс Л., Ганкінсон Д. Модернізація системи централізованого теплопостачання в Україні: облік тепла та впровадження платежів на основі його фактичного споживання. URL: http://www.teplydim.com.ua/static/storage/filesfiles/2012_IBRD+WB_UkraineDHreportUKR.pdf (дата звернення: 10.03.2021).

2. Децентралізоване опалення в Україні: потенціал та шляхи впровадження. URL: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2017/03/Detsentralizovane-opalennya.-Potentsial-ta-shlyahi-vprovadzhennya.pdf> (дата звернення: 12.04.2021р.).

3. Дерій В.О. Можливості впровадження електричних теплогенераторів в системах централізованого теплопостачання. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 3(50). С. 50–59. <https://doi.org/10.15407/pge2017.03.050>

4. Михайленко О., Ткачук Т. LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні. URL: <https://cel.com.ua/statics/media/doc23929.pdf> (дата звернення: 12.04.2021).

5. Ставки плати за приєднання до електричних мереж на 2021 р.: Постанова НКРЕКП від 23.12.2020 р. № 2701. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=57644> (дата звернення: 15.04.2021).

6. Калькулятор визначення вартості послуги з нестандартного приєднання «під ключ» електроустановок замовника до електричних мереж операторів систем розподілу. URL: https://www.nerc.gov.ua/calculator_nc/page.html (дата звернення: 15.04.2021).

Надійшла до редколегії: 19.04.2021