

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

ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМПЛЕКСІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРІВ ТА УМОВИ ЇХ ВПРОВАДЖЕННЯ

Розглянуто особливості визначення ефективності комплексів електричних теплогенераторів для регулювання електричного навантаження енергетичних систем. Визначено оптимальне співвідношення теплової потужності теплових насосів та електричних котлів у комплексах для регулювання навантаження енергосистем під час нічного провалу їх графіків та добового регулювання навантаження. Проаналізовані фінансові можливості теплопостачальних підприємств та наведені рекомендації зі створення умов щодо впровадження комплексів електричних теплогенераторів.

К л ю ч о в і с л о в а: енергосистема, графік електричних навантажень, нічний провал, потужність, комплекси, електричні теплогенератори, теплові насоси, електричні котли, система централізованого теплопостачання, середня приведена собівартість теплової енергії.

Дана стаття є продовженням публікації [1] результатів дослідження використання електричних теплогенераторів (ЕТГ) для регулювання електричного навантаження енергетичних систем. При цьому передбачається, що ЕТГ будуть впроваджені в системах централізованого теплопостачання (СЦТ), які будуть за допомогою них надавати допоміжні послуги електроенергетичним системам, які входять до ОЕС України. Проведені дослідження в ІЗЕ НАН України виявили вагомні переваги електричних теплогенераторів, а саме: простота технічних рішень – ЕТГ ставляться на місця старих котлів у діючих котельних; готова інфраструктура для транспортування та постачання теплової енергії; великі можливості щодо акумуляції теплової енергії без додаткових капітальних витрат; велика швидкодія – обмежується тільки вимогами щодо роботи теплового обладнання СЦТ; широкий діапазон регулювання електричної та теплової потужності; забезпечується стійкість ОЕС України. Єдиними суттєвими капітальними витратами є приєднання до електричних мереж. Та навіть з цим сумарні питомі капітальні витрати (середні по ОЕС України) не перевищують €45-50/кВт маневрової потужності.

В даній статті розглянуто питання оцінки ефективності комплексів ЕТГ, визначення їх оптимальної структури, умови та рекомендації щодо їх впровадження. Надалі мається на увазі, що складові частини комплексів ЕТГ (електричні котли та

теплові насоси) будуть встановлені в котельних на місця виведених із експлуатації застарілих котлів СЦТ діючого теплопостачального підприємства. Теплопостачальне підприємство не буде мати нових додаткових споживачів теплової енергії. Тобто, кількість виробленої теплової енергії теплопостачальним підприємством після впровадження комплексу ЕТГ не зміниться. У результаті впровадження проекту зі встановлення електричних котлів та теплових насосів теплопостачальне підприємство збільшить споживання електроенергії 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 вигодою проекту. Крім того, додатковою вигодою буде надання теплопостачальним підприємством допоміжних послуг електроенергетичній системі.

В даний час для порівняння різних проектів в енергетиці широко використовується такий критерій, як середня приведена собівартість виробленої енергії (LCOE) [2]. Проте в нашому випадку цей критерій необхідно дещо модифікувати. Справа в тому, що у виразі для LCOE [2] присутні тільки грошові потоки витрат та кількість виробленої

¹ Переважна більшість великих теплопостачальних підприємств України з СЦТ споживають природний газ

енергії. Вигоди та витрати, яких вдається уникнути в результаті впровадження проекту, у формулі [2] не враховуються. Але при використанні комплексів ЕТГ в СЦТ вигоди від продажу допоміжних послуг ОЕС України, економії природного газу, скороченню викидів парникових газів та забруднювачів можуть мати суттєвий вплив на фінансовий результат проекту. Тому для їх врахування у витратній частині вигоди будуть враховані із знаком мінус. Правомірність такої корекції вказується в роботах [3, 4].

З урахуванням сказаного вище вираз для k -того комплексу електричних теплогенераторів LCOE можна записати у вигляді

$$LCOE_k = \frac{IC_k + \sum_{t=1}^{T^{en}} [(C_k^{oe} + C_k^{ea} + C_k^{mk} + C_k^{ae} - B_k^{dn} - B_k^{scz} - B_k^{nz} - B_k^{exp})(1+r)^{-t}]}{\sum_{t=1}^{T^{en}} Q_{kt} (1+r)^{-t}}, \quad (1)$$

де IC_k – інвестиційні витрати (витрати на основне та допоміжне обладнання, проектування, будівельні, монтажні та пусканалагоджувальні роботи, непередбачувані витрати 10%);

C_k^{oe} – витрати на обслуговування та експлуатацію;

C_k^{ea} – витрати на спожиту електроенергію;

C_k^{mk} – плата за відсотками по кредиту;

C_k^{ae} – витрати на виведення із експлуатації об'єкту;

B_k^{dn} – вигоди від надання допоміжних послуг;

B_k^{scz} – вигода теплогенеруючого підприємства від зменшення споживання природного газу при впровадженні k -того комплексу ЕТГ;

B_k^{nz} – вигода теплогенеруючого підприємства від зменшення викидів парникових газів;

B_k^{exp} – вигода теплогенеруючого підприємства від зменшення викидів забруднюючих речовин;

Q_{kt} – кількість виробленої енергії комплексом ЕТГ за період t ;

r – ставка дисконтування;

t – період часу експлуатації комплексу ЕТГ (рік);

T^{en} – термін експлуатації k -того комплексу ЕТГ

Сума інвестиційних витрат визначається звичайним способом. Якщо термін впровадження проекту комплексу ЕТГ не перевищує одного року, вони беруться розрахункові, а при перевищенні – інвестиційні витрати ($IC_{kt^{en}}$) збільшуються на величину їх знецінення шляхом компаундування, як це показано у виразі (2)

$$IC_{kt^{en}} = \sum_{t^{en}=1}^N IC_{kt} (1+r)^{t^{en}-1}, \quad (2)$$

де IC_{kt} – загальна сума інвестиційних витрат для впровадження k -того комплексу ЕТГ в році t ;

N – кількість років впровадження k -того комплексу ЕТГ;

t^{en} – поточний рік впровадження.

Іншою проблемою при розрахунках LCOE є визначення кількості виробленої теплової енергії

комплексами ЕТГ. Для більшості технологій зазвичай це питання не виникає. При розрахунку LCOE традиційних теплогенеруючих технологій їх теплова потужність приймається незмінною, а кількість річної згенерованої енергії визначається як добуток потужності на час роботи теплогенератора. При застосуванні ЕТГ, які використовують для надання допоміжних послуг енергосистемам, їх теплова потужність є нелінійною функцією [5]. Вона змінюється протягом нічного провалу графіків електричних навантажень (ГЕН) згідно поліному другого ступеня (параболи). І тому, для визначення кількості спожитої електричної та відповідно виробленої теплової енергії цей факт необхідно враховувати. Пропонується при розрахунку кількості енергії врахувати нелінійність теплової потужності ЕТГ за допомогою коригуючого коефіцієнта (коефіцієнта форми потужності). Для традиційних теплогенеруючих технологій цей коефіцієнт приймався рівним 1 (прямокутна функція апроксимації). коригуючий коефіцієнт визначався по іншій формулі

$$k_i^\phi = \frac{E_i^{ETT}}{E_i^{\max}}, \quad (3)$$

де k_i^ϕ – коефіцієнт форми в i -ту добу;

E_i^{ETT} – фактична кількість спожитої електроенергії ЕТГ в i -ту добу;

E_i^{\max} – максимально можлива кількість спожитої електроенергії в i -ту добу.

Максимально можлива кількість спожитої електроенергії визначалася виходячи із виразу

$$E_i^{\max} = P_i^{\max} \cdot T^{nn}, \quad (4)$$

де P_i^{\max} – максимальне значення електричного навантаження ЕТГ в i -ту добу (зазвичай між 4 та 5 години ночі); T^{nn} – тривалість нічного провалу ГЕН.

Фактична кількість спожитої електроенергії ЕТГ визначалася двома методами: аналітичним – інтегруванням поліному другого ступеня, який описує зміну потужності ЕТГ згідно виразу (5); числовим – визначенням суми окремих ділянок графіка зміни ЕТГ з кроком 1 год згідно виразу (6).

$$E_i^{1ETT} = \int_0^{T^{nn}} (a_i \tau^2 - b_i \tau + c_i) d\tau, \quad (5)$$

де E_i^{1ETT} – кількість спожитої електроенергії ЕТГ згідно першого методу;

a_i, b_i, c_i – коефіцієнти параболи для i -тої доби;

τ – поточна година нічного провалу (за 0 прийнято 23⁰⁰ попередньої доби).

$$E_i^{2ETT} = \frac{1}{2} \sum_{\tau=0}^{\tau=T^{nn}} (P_{i,\tau} + P_{i,\tau+1}) \cdot \Delta\tau, \quad (6)$$

де E_i^{2ETT} – кількість спожитої електроенергії ЕТГ згідно другого методу;

$P_{i,\tau}$ – електричне навантаження комплексу ЕТГ в час τ i -тої доби;

$\Delta\tau$ – інтервал часу між сусідніми значеннями потужності (1 год).

Підставивши вирази (5) та (4) в (3) та застосувавши теорему про середнє отримаємо

$$k_i^\phi = \frac{P_i^{cp}}{P_i^{\max}}, \quad (7)$$

де P_i^{cp} – середнє значення електричного навантаження ЕТГ під час нічного провалу ГЕН в i -ту добу.

Як видно із виразу (7), коефіцієнт форми є не що інше, як коефіцієнт заповнення графіка потужності ЕТГ.

Коефіцієнти форми електричного навантаження були вираховані для кожної доби 2018 р. за двома методами. Потім з масивами цих коефіцієнтів був проведений статистичний аналіз, результати якого наведені в табл.1.

Із табл. 1 видно, що СКВ незначне для обох методів (мала дисперсія). Для подальшого аналізу та розрахунків приймемо середнє значення осереднених коефіцієнтів форми за першим та другим методом, яке дорівнює 0,6637.

Виходячи із вищенаведеного, для кількості спожитої електроенергії E_{kt} k -тим комплексом ЕТГ та відповідно виробленою ними теплової енергії Q_{kt} в році t можна записати

$$E_{kt} = \sum_{j=1}^n k_j^\phi P_{t,j}^{ETG} \cdot T^{nn} \cdot M \quad (8)$$

$$Q_{kt} = \sum_{j=1}^n E_{t,j}^{ETG} \cdot k_j^n = E_t \cdot k_j^{csm}, \quad (9)$$

де k_j^ϕ – коефіцієнт форми j -того ЕТГ;

$P_{t,j}^{ETG}$ – електричне навантаження j -того ЕТГ в рік t ;

$k_j^n, E_{t,j}^{ETG}$ – коефіцієнт перетворення та кількість спожитої електроенергії j -тим ЕТГ в рік t ;

k_j^{csm} – середньозважений коефіцієнт перетворення j -того комплексу ЕТГ;

n – кількість ЕТГ;

T^{nn} – тривалість нічного провалу;

M – кількість днів роботи комплексу ЕТГ в рік.

Виходячи із наведених вище формул було проведено комп'ютерне моделювання використання комплексів ЕТГ. Метою моделювання було визначення оптимального складу комплексів ЕТГ для

регулювання навантаження енергосистем під час нічного провалу ГЕН та добового регулювання електричного навантаження. Варіанти формувалися шляхом зміни частки теплової потужності теплових насосів по відношенню до сумарної теплової потужності комплексів ЕТГ, при постійному електричному навантаженні на електроенергосистему. Моделювання проводилося при різних значеннях вартості допоміжних послуг. В якості критерія вибрана середня приведена собівартість виробленої теплової енергії комплексу ЕТГ, а обмеженням – період окупності інвестиційних витрат, який не повинен перевищувати трьох років для збереження існуючого тарифу на теплову енергію згідно закону про теплопостачання.

При регулюванні навантаження енергетичних систем під час нічного провалу їх ГЕН електричні теплогенератори працюють всього вісім годин на добу (з 23⁰⁰ до 7⁰⁰). Теплова енергія, яку виробляють ЕТГ, буде заміщувати аналогічну, вироблену штатними газовими котлами теплових джерел СЦТ. До складу комплексів ЕТГ можуть входити електричні котли та теплові насоси. Для визначення оптимального складу ЕТГ було вибрано сумарну величину їх електричного навантаження рівною 1000 МВт. Вартісні показники, які приймалися в прогнозах для визначення LCOE, становили: природний газ – 195 €/1000 м³, електроенергія 37,7 €/МВт·год (по результатах торгів на балансуєчому ринку за липень 2019 р), допоміжні послуги 0 та 10 €/МВт·год. Результати моделювання приведені в табл. 2.

Як видно із табл. 2, навіть при відсутності плати за допоміжні послуги, для всіх варіантів складу комплексів ЕТГ показник LCOE менший за середньозважену економічно обґрунтовану собівартість теплової енергії теплопостачальних підприємств України – 1265,8 з/Гкал [6]. А при вартості допоміжних послуг 10 €/МВт год комплекси ЕТГ можуть успішно конкурувати із традиційними генераторами теплової енергії.

Період окупності (PB_k) інвестиційних витрат у першому наближенні може бути вирахований виходячи із формули

$$PB_k = \frac{IC_k}{k_k^\phi \cdot q_k^c \cdot t^p (C^{cp} - LCOE_k)}, \quad (10)$$

де IC_k – інвестиційні витрати для k -того комплексу ЕТГ;

Таблиця 1. Результати статистичного аналізу коефіцієнтів форми

Назва/Показник	Середнє	Min	Max	СКВ	Відносне СКВ, %
Метод 1	0,6166	0,5166	0,6985	±0,0292	±4,7
Метод 2	0,7107	0,5815	0,8097	±0,0443	±6,2

Примітка. СКВ – середньоквадратичне відхилення.

Таблиця 2. Результати моделювання комплексів ЕТГ для регулювання навантаження енергетичних систем під час нічного провалу ГЕН

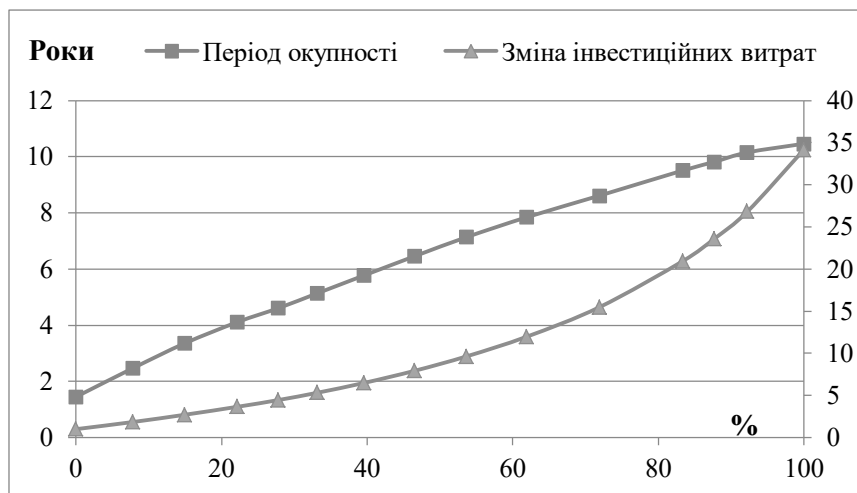
Теплова потужність ЕТГ, МВт	Частка теплових насосів у сумарній тепловій потужності комплексів ЕТГ, %	Економія природного газу, млн м ³	Сума інвестицій, млн €	LCOE, €/Гкал	
				при вартості допоміжних послуг, €/МВт·год	
				0	10
980,0	0	235,5	39,1	1222,0	808,8
1035,5	7,9	248,9	72,5	1187,5	796,5
1091,1	14,9	262,2	105,9	1156,6	785,5
1157,1	22,2	278,1	142,8	1117,3	767,3
1216,3	27,9	292,3	174,5	1082,5	749,5
1274,9	33,2	306,4	208,2	1056,0	738,3
1353,5	39,6	325,3	254,1	1025,7	726,6
1448,5	46,6	348,1	310,3	994,9	715,3
1561,2	53,7	375,2	377,2	963,4	704,0
1718,4	62,0	413,0	469,0	924,2	688,6
1954,1	72,0	469,7	605,8	875,7	668,5
2317,9	83,4	557,1	819,3	823,5	648,8
2496,7	87,7	600,1	923,4	802,6	640,4
2709,9	92,3	651,3	1048,9	782,4	632,9
3220,8	100,0	774,1	1335,8	733,4	607,7

k_k^ϕ – коефіцієнт форми згідно виразу (7);
 q_k^c – сумарна теплова потужність k -того комплексу ЕТГ;
 t^p – кількість годин роботи k -того комплексу ЕТГ у рік;
 C^{sp} – середня собівартість теплової енергії по Україні (1265,8 €/Гкал).

Результати розрахунків періоду окупності інвестиційних витрат показано на рис. 1.

Із графіків, які показано на рис. 1, видно, що збільшення відносної ваги теплових насосів у сумарній тепловій потужності комплексу ЕТГ

призводить до різкого росту періоду окупності та інвестиційних витрат (права вісь). Причиною є те, що питома вартість впровадження теплових насосів перевищує аналогічну для електричних котлів приблизно в 10 разів, що значно збільшує сумарні інвестиційні витрати. Це і зрозуміло, дуже дороге обладнання використовується всього вісім годин на добу. Таким чином, для регулювання електричного навантаження під час нічного провалу ГЕН доцільно в основному використовувати електричні котли. Рівень використання теплових насосів не повинен переви-

**Рис. 1.** Залежність періоду окупності та зміни інвестиційних витрат від частки потужності теплових насосів у загальній тепловій потужності комплексів ЕТГ

щувати 15% від загальної теплової потужності комплексу ЕТГ, тому що в інших випадках, як це видно із рис. 1, термін окупності буде більший, ніж три роки.

При добовому регулюванні електричного навантаження електроенергосистем комплекси ЕТГ працюють цілодобово. Базове електричне навантаження прийнято рівним 500 МВт, а максимальне, як і в попередньому випадку – 1000 МВт. Режимми їх роботи – 500 МВт на завантаження та 500 МВт на розвантаження. Тобто, під час нічних провалів ГЕН комплекси ЕТГ завантажені на повну потужність, а при пікових та напівпікових режимах роботи енергосистеми вони повністю розвантажені. Було також зроблено наступні припущення:

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

під час пікових та напівпікових режимах роботи електроенергосистеми, коли комплекси ЕТГ будуть повністю відключені, акумульована теплова енергія буде подаватися споживачам;

кількість теплової енергії, яку виробляють комплекси ЕТГ під час нічного провалу ГЕН, буде рівна тій кількості, яку б вони виробили в піках та напівпіках, якби не відключалися.

Відносний вклад теплових насосів у сумарну теплову потужність комплексу ЕТГ змінювався аналогічно, як і при регулюванні електричного навантаження під час нічного провалу ГЕН. Вартісні показники, які приймалися в прогнозах для визначення LCOE становили: природний газ – 195 €/1000 м³, електроенергія – 48,6 €/МВт·год, а допоміжні послуги – 0, 10 та 20 €/МВт год. Результати моделювання наведено на рис. 2.

Як видно із графіків, наведених на рис. 2, чим більша частка теплових насосів у загальній тепловій потужності комплексів ЕТГ, тим менше значення LCOE.

На рис. 3 показано, як залежить період окупності від складу комплексів ЕТГ при різній вартості допоміжних послуг, який був обчислений згідно виразу (10).

Із графіків, які показані на рис. 2, 3 видно, що при використанні ЕТГ для добового поточного регулювання навантаження енергосистем доцільно використовувати теплові насоси. Як видно із рис. 3 для того, щоб період окупності інвестицій не перевищував трьох років, вклад теплових насосів не повинен бути меншим 57%, а, відповідно, електричних котлів – 43% від загальної теплової потужності комплексу ЕТГ.

Для регулювання електричного навантаження енергосистем ЕТГ можуть бути впроваджені в СЦТ. Тоді теплостачальні підприємства будуть їх власниками. Тому доцільно оцінити фінансові можливості цих підприємств. Для проведення розрахунків за базовий було використано 2012 р., який за показниками середньої температури близький до нормативного. У цьому році, згідно з [7], СЦТ виробили та поставили споживачам близько 63 млн Гкал теплової енергії. Для визначення вартості цієї теплової енергії необхідно її обсяг помножити на тариф. А як відомо, в Україні тариф визначається за формулою

$$T = C + П, \quad (11)$$

де C – економічно обґрунтована собівартість теплової енергії, грн/Гкал;

$П = \delta \cdot C$ – питомий прибуток;

δ – індекс прибутковості, який затверджується комісією НКРЕКП.

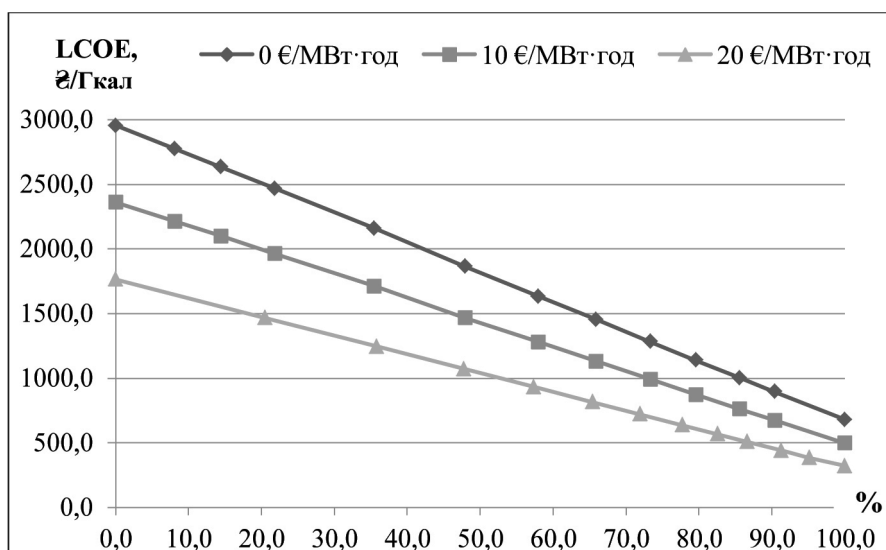


Рис. 2. LCOE при різному вкладі теплових насосів у сумарну теплову потужність комплексів ЕТГ

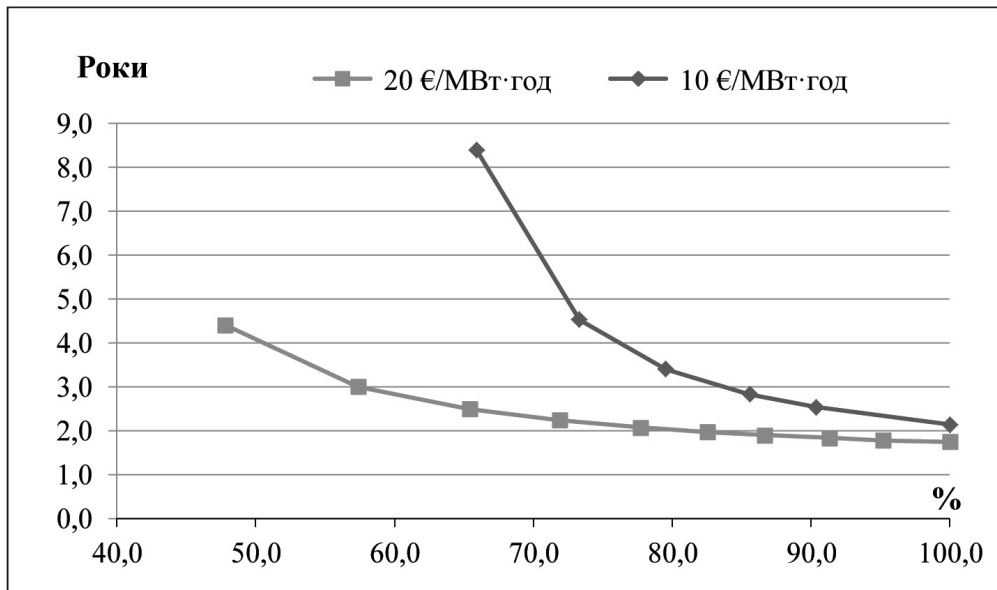


Рис. 3. Період окупності інвестицій при різному вкладі теплових насосів у сумарну теплову потужність комплексів ЕТГ

А так як згідно [8] інвестування в реконструкцію систем теплопостачання можливо тільки з прибутку, то загальна його сума Π^3 буде становити

$$\Pi^3 = \delta \cdot C \cdot Q^3, \quad (12)$$

де Q^3 – загальний обсяг реалізованої теплової енергії.

У даний час існують тарифи для чотирьох груп споживачів – населення, бюджетні, комерційні та релігійні організації. Для населення, яке є найчисельнішою групою споживачів (65–80% від загального споживання) встановлений нульовий прибуток. Для бюджетних та комерційних організацій на рівні 2%, що на рівні загального тарифу складає 0,4–0,7%. Для розрахунків візьмемо середнє значення 0,55%. Тоді, підставляючи значення у формулу (12) отримаємо $\Pi_3 = 2438,6$ млн або €14,8 млн. Із цього прибутку теплопостачальні підприємства фінансують заміну ветхих та аварійних ділянок теплових мереж, частка яких по Україні сягає біля 22% [7] та застарілих котлів. Безумовно, при такому рівні прибутку теплопостачальні підприємства не в змозі фінансувати проекти із впровадження ЕТГ.

Як було показано вище, впровадження ЕТГ потребує значних інвестицій, знайти джерела яких в умовах катастрофічного падіння платоспроможності споживачів, важкого фінансового стану СЦТ стає надскладною задачею. Здолання означених бар'єрів та перешкод принципово можливо, але потребує, у першу чергу, визначення того, що впровадження ЕТГ є задачею загальнодержавного значення і її вирішення є національним пріоритетом.

Для забезпечення можливостей застосування ЕТГ в СЦТ для регулювання навантаження ГЕН необхідно створити наступні умови.

1. Розробити нормативно-правову базу, яка створить нормативно-правові умови впровадження ЕТГ в СЦТ та їх функціонування; забезпечить можливість диспетчерського управління ОЕС України, визначить права і обов'язки диспетчерської служби та власників ЕТГ; визначить економічні механізми роботи ЕТГ у складі СЦТ, які би стимулювали впровадження ЕТГ; визначить вимоги до комплексу технічних та програмно-інформаційних засобів необхідних для забезпечення роботи ЕТГ у складі СЦТ, розподіл зобов'язань з їх створення та джерела фінансування.

2. Створити технічні умови для впровадження ЕТГ у складі СЦТ та алгоритмів взаємодії диспетчерів ОЕС та СЦТ.

3. Розробити (удосконалити) та впровадити програмно-інформаційні засоби, які забезпечать урахування можливості застосування ЕТГ при плануванні режимів роботи ОЕС України диспетчерською службою та автоматизацію процесів управління їх роботою.

Можливими умовами впровадження ЕТГ в СЦТ може бути:

підвищення загального прибутку теплопостачальних підприємств хоча б до рівня 10%;

залучення приватного інвестора;

створення Державної цільової програми використання ЕТГ для регулювання електричного навантаження енергосистем.

Підвищення загального прибутку в найближчі роки малоімовірно через низькі доходи до-

могосподарств. Залучення приватного інвестора стане можливим при встановленні ринкових відносин у сфері теплопостачання та функціонуванні ринку допоміжних послуг. Скоріше за все ці ринкові відносини запрацюють не раніше ніж через 5–7 років. Тому в даний час єдиною можливістю впровадити ЕТГ є створення Державної цільової програми.

ВИСНОВКИ

1. Встановлено, що для регулювання електричного навантаження під час нічного провалу ГЕН в якості електричних теплогенераторів доцільно використовувати переважно електричні котли, а вклад теплових насосів не повинен перевищувати 15% від загальної теплової потужності комплексів. При використанні електричних теплогенераторів для добового поточного регулювання навантаження переважно доцільно використовувати теплові насоси, вклад електричних котлів не повинен перевищувати 43% від загальної теплової потужності комплексів. При таких співвідношеннях теплових потужностей електричних котлів та теплових насосів приведена середньозважена собівартість теплової енергії, яку вони виробили, буде значно меншою, ніж аналогічна по Україні станом на 2018 р. (1265,8 грн/Гкал).

2. Проаналізовано фінансові можливості теплопостачальних підприємств щодо впровадження електричних теплогенераторів. Показано, що в даний час вони не в змозі фінансувати такі проекти через недостатність коштів. Сформовано рекомендації щодо впровадження електричних теплогенераторів в СЦТ, основними з яких є: підвищення норми прибутку теплопостачальних підприємств до рівня 10%, створення відповідної Державної цільової програми, розроблення нормативно-правового поля їх використання і відповідних технічних та програмно-інформаційних засобів.

1. Дерій В.О. Комплекси електричних теплогенераторів для керування потужністю регіональних енергосистем. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 17—23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.017>.

2. Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition // International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation For Economic Co-Operation And Development. URL: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-projected-costs-electricity-2015.pdf> (дата звернення: 04.11.2019).

3. The Full Costs of Electricity Provision. 2018 // Nuclear Energy Agency, Organization For Economic Co-Operation And Development. URL: <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2018/7298-full-costs-2018.pdf> (дата звернення: 06.11.2019).

4. Нормированная стоимость электроэнергии. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%B8%D0%BC%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C_%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B8%D0%B8 (дата звернення: 12.11.2019).

5. Дерій В.О. Особливості спільної роботи систем централізованого теплопостачання та електричних теплогенераторів при регулюванні ними навантаження ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 3(54). С. 54—59. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.054>.

6. Довідка про діючі станом на 01 травня 2019 року економічно обґрунтовані тарифи та собівартість теплової енергії для потреб населення, встановлені відповідними постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filesearch/teplo/taryfy/naselennia/Taryfy_teplo_naselennia.pdf (дата звернення: 07.11.2019).

7. Про основні показники роботи опалювальних котелень і теплових мереж в Україні: статистичні бюлетені за 2005—2014 рр. Державна служба статистики України.

8. Порядок формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1174874-19> (дата звернення: 07.11.2019).

Надійшла до редколегії: 20.02.2020