

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

ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРІВ У СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ДЛЯ НАДАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ЕНЕРГОСИСТЕМАМ

Розроблено прогноз зміни теплового навантаження споживачів гарячої води системою централізованого теплопостачання України. Показано, що сумарне по Україні середнє за рік теплове навантаження централізованих систем постачання гарячої води станом на 2020 р. становить близько 3,0 ГВт. Воно визначає максимальний потенціал маневреної потужності електричних теплогенераторів для надання допоміжних послуг енергосистемам. У зв'язку із прогнозованим зменшенням чисельності населення України та попиту на теплову енергію, воно буде невпинно зменшуватися та досягне в 2050 р. 1,9 ГВт. У неопалювальний період у ринкових умовах слід очікувати, що теплогенеруючі технології будуть конкурувати між собою за можливість підігрівати воду для систем постачання гарячої води. Очікувано, що поза конкуренцією будуть сонячні колектори, далі будуть використовуватися котли на біомасі, газові когенераційні установки, теплові насоси, електричні та газові котли. Запропоновано ряд варіантів використання електричних теплогенераторів для надання допоміжних послуг енергосистемам. Найкращим із них є залучення ТЕЦ із розміщеними в них електричними теплогенераторами. При цьому сумарна маневрена електрична потужність ТЕЦ та електричних теплогенераторів станом на 2020 р. становить близько 1,3 ГВт для добового регулювання та 1,4 ГВт для регулювання під час нічного провалу графіків електричних навантажень.

К л ю ч о в і с л о в а: структура генерації теплової енергії, теплогенеруючі технології, теплове навантаження, енергосистема, графік електричних навантажень, нічний провал, потужність, теплові насоси, електричні котли, ТЕЦ.

Нерівномірність споживання електроенергії протягом доби спостерігається у всіх країнах світу. Вона обумовлена характером життєдіяльності суспільства та накладає відповідні вимоги на енергетичні системи по оперативній зміні їх потужностей або навантаження окремих груп споживачів. В Україні існує гостра нестача маневрених потужностей для регулювання і тому для забезпечення стійкості енергосистем та стабільності їх частоти щодоби під час «нічних провалів» графіків електричних навантажень (ГЕН) згідно звіту НЕК Укренерго з оцінки відповідності генеруючих потужностей [1] відключаються 7–10 енергоблоків вугільних теплових електростанцій, що призводить до зменшення їх ресурсу, перевитрат палива, збільшення витрат на експлуатацію та ремонт.

Відомо, що одним із ефективних методів вирішення системних проблем ОЕС України є використання електротеплових генераторів (ЕТГ). Суть методу полягає в тому, що при виникненні

надлишку електричної енергії в енергосистемі ЕТГ перетворюють її в теплову. Далі теплова енергія за допомогою мереж системи централізованого теплопостачання (СЦТ) частково подається споживачам, а частково акумулюється для подальшого споживання [2]. Використання ЕТГ для надання допоміжних послуг енергосистемам активно досліджується, наприклад в роботах [2–4], де показані їх техніко-економічні переваги порівняно з традиційними системами регулювання частоти та потужності ОЕС України. Але, на думку автора даної роботи, дослідження щодо перспектив використання ЕТГ та прогнозів зміни їх потужностей не проводилося, що і є метою даної роботи, і тому це дослідження є актуальним.

Однією із основних вимог використання ЕТГ є наявність споживачів теплової енергії, яку вони виробляють. Для цього найбільше підходять споживачі систем постачання гарячої води, які її споживають протягом всього року, що забезпечує максимальне використання встановленої потужності ЕТГ, а, відповідно, і отримання максимального прибутку від надання ними допоміжних

© В.О. ДЕРІЙ, 2021

послуг. У нашому випадку це означає, що ЕТГ доцільно встановлювати на теплових джерелах СЦТ, які працюють протягом усього року, а їх потужність повинна дорівнювати середньому навантаженню систем гарячого водопостачання (ГВП), для визначення якого і буде проведений наступний аналіз.

В якості вхідних даних взято прогнозу структуру паливного балансу СЦТ, яка розроблена автором у попередньому дослідженні [5]. Для проведення аналізу ця структура була доопрацьована та приведена до більш помірному (консервативного) варіанта використання електроенергії для теплової генерації. Відповідно до цього збільшилися частки використання природного газу та вугілля. Зміна структури паливного балансу СЦТ призвела до зміни структури генерації теплової енергії СЦТ, яка показана в табл. 1.

Середня теплова потужність теплогенеруючих технологій за опалювальний період визначалася за виразом:

$$q_{kt} = k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{Q_{kt}^2}{t^p} \cdot 10^6, \quad (1)$$

де q_{kt} – середня за опалювальний період теплова потужність k -тої технології в рік t ; k_1 – коефіцієнт пропорційності при переводі Гкал/год в МВт (1,163); k_2 – коефіцієнт, який враховує вплив виробництва теплової енергії k -тою технологією в неопалювальний період на середню потужність (0,88); Q_{kt}^2 – кількість виробленої теплової енергії k -тої технології в рік t ; t^p – кількість годин роботи k -тої технології в рік;

Пояснення щодо коефіцієнта k_2 . У табл. 1 наведено річні обсяги генерації теплової енергії, які враховують її виробництво як в опалювальний, так і в неопалювальний періоди. А середня потужність теплогенеруючої технології визначається тільки для опалювального періоду. Тобто у виразі (1) необхідно виключити вплив виробництва теплової енергії в неопалювальний період (теплову

енергію для приготування гарячої води). У теплових джерелах у переважній більшості випадків кількість теплової енергії, яка використовується для приготування гарячої води протягом року, приблизно дорівнює кількості теплової енергії, яка іде на опалення протягом опалювального періоду (50% : 50%). У першому наближенні теплову енергію, яка використовується на приготування гарячої води, можна розподілити в рівних пропорціях між опалювальним та неопалювальним періодами (25% : 25%). Але згідно рекомендацій, які наведені в [6], у неопалювальний період необхідно використовувати понижуючий коефіцієнт для витрат теплової енергії на приготування гарячої води, який дорівнює 0,8. Крім того, протягом близько місяця гаряча вода не подається споживачам через проведення ремонтних робіт у СЦТ. Потім необхідно також врахувати, що в ряді міст (наприклад Одеса, Херсон, Миколаїв та інші) гаряча вода в неопалювальний період не подається споживачам або подається за графіком. А в деяких містах гаряча вода взагалі не подається споживачам протягом року (Біла Церква). Враховуючи всі ці фактори, зроблено припущення, що в неопалювальний період використовується близько 12% теплової енергії від річного її виробництва. Згідно аналізу статистичних даних виробництва теплової енергії різними джерелами за 2018 р. [7], ця величина становила 11,5%, що підтверджує вищезгадане припущення.

У табл. 2 показано прогнозу структуру потужностей теплогенеруючих технологій, які розраховані за формулою (1) та будуть використовуватися в СЦТ.

Загальновідомо, що середнє теплове навантаження систем постачання гарячої води (ГВП) складає близько 20% від повного середнього навантаження під час опалювального періоду. Використовуючи цей факт, було визначено сумарне середнє теплове навантаження систем ГВП по всіх джерелах станом на 2020 р., яке становить

Таблиця 1. Прогнозна структура генерації теплової енергії СЦТ (помірний сценарій), млн Гкал/рік

Теплове джерело/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Котельні, ТЕС на вугіллі	11,27	10,30	8,47	6,92	5,48	3,74	3,17
Котельні, ТЕЦ на газі	45,14	43,23	36,07	29,40	24,89	21,30	16,70
Котли на біомасі	3,79	4,67	4,63	4,57	4,74	4,62	4,74
Котли на нафтопродуктах	0,53	0,42	0,27	0,15	0,04	0,00	0,00
Сонячні колектори	0,06	0,25	0,54	0,86	1,49	2,12	2,84
Теплові насоси	1,09	2,14	3,28	4,23	5,57	7,57	10,50
Електрокотли	0,28	0,44	0,54	0,48	0,48	0,65	0,90
Всього	62,2	61,4	53,8	46,6	42,7	40,0	38,8

Таблиця 2. Прогнозна структура середніх потужностей теплогенеруючих технологій за опалювальний період, МВт

Теплове джерело/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Котельні на вугіллі	2589	2408	2029	1697	1377	964	838
ТЕЦ на газі	3201	3429	3067	2714	2521	2387	2062
Котельні на газі	7799	7288	6089	4931	4113	3435	2624
Котли на біомасі	924	1158	1174	1187	1263	1263	1330
Котли на нафтопродуктах	129,5	104,2	69,2	39,1	11,8	0,0	0,0
Сонячні колектори	16	62	132	208	353	492	645
Теплові насоси	265	531	832	1099	1484	2069	2945
Електрокотли	68	109	137	125	128	178	253
Всього	14993	15089	13531	11999	11252	10788	10697

2998,5 МВт та є повним потенціалом маневреної потужності ЕТГ.

Далі побудуємо прогноз зміни навантаження систем ГВП. Найбільшими впливовими факторами на навантаження ГВП будуть скорочення населення України та процеси децентралізації. Для аналізу був використаний сценарій зміни чисельності населення України, розроблений Департаментом ООН із соціальних та економічних питань [8] та дані, які наведені в [9], щодо процесів децентралізації. Процеси децентралізації обумовлені, перш за все, низькою якістю послуг з надання ГВП та високими цінами. Споживачі масово відмовляються від цих послуг та використовують домашні електричні водопідігрівачі (бойлери) [10].

При побудові прогнозу навантаження ГВП було зроблено припущення, що протягом 2020–2035 р. буде проведена масштабна реконструкція та модернізація СЦТ, відновлено системи ГВП та їх послуги стануть дешевшими, ніж використання бойлерів і процеси децентралізації припиняться.

Навантаження систем ГВП за роками розраховувалося за формулою:

$$q_t^{зеп} = q_{t-1}^{зеп} \left[(1 - \partial_t^u / 100) (1 - \partial_t^d / 100) \right], \quad (2)$$

де $q_t^{зеп}$ – навантаження систем ГВП у рік t ($q_1^{зеп} = q_{2000}^{зеп}$); $q_{2000}^{зеп}$ – навантаження систем ГВП у

2000 р.; ∂_t^u , ∂_t^d – темпи зміни чисельності населення України та темпи децентралізації в рік t , %.

Результати розрахунків та припущень наведені в табл. 3.

Із табл. 3 видно, що під впливом зменшення кількості населення та процесів децентралізації сумарне теплове навантаження систем ГВП за період 2000–2050 р. зменшиться на 37% та досягне в 2050 р. значення 1901,8 МВт.

Повністю реалізувати наведений в табл. 3 повний потенціал маневреної потужності ЕТГ можливо тільки в рамках Державної програми. У реальних же умовах функціонування СЦТ у неопалювальний період теплогенеруючі технології будуть конкурувати між собою за можливість підігрівати воду для систем ГВП. Поза конкуренцією безумовно будуть сонячні колектори, що не потребують палива, і тому їх використання у цей період найбільш вигідно. Далі будуть використовуватися котли на біомасі, їх мінімальна приведена середньозважена беззбиткова ціна теплової енергії (Marginal Levelized Price of Energy – MLPOE), (показник детально описаний в [11]) становить 102¹ грн/Гкал. Газові когенераційні технології також мають великий шанс на використання їх теплової потужності (MLPOE – 258 грн/Гкал). Також будуть використовуватися

Таблиця 3. Прогноз зміни навантаження систем ГВП

Показник/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Темпи зміни чисельності населення України, %	0	2,97	3,54	3,91	3,82	3,70	3,57
Темпи децентралізації, %	0	6	7	5	2	0	0
Навантаження систем ГВП (повний потенціал маневреної потужності ЕТГ), МВт	2998,5	2653,4	2380,4	2172,9	2048,1	1972,3	1901,8

¹ При вартості біопалива 35 €/т.

Таблиця 4. Прогноз потужностей теплогенеруючих технологій для систем ГВП, МВт

Технологія/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Сонячні колектори	15,9	61,7	132,3	207,8	353,2	491,5	645,1
Котли на біомасі	185	232	235	237	253	253	266
ТЕЦ на газі	640,2	685,9	613,5	542,7	504,2	477,4	412,4
Теплові насоси	264,9	530,6	832,3	1098,7	938,0	750,7	578,4
Електрокотли	68,0	109,2	137,3	86,2	0	0	0
Газові котли	1824,7	1034,4	430,0	0	0	0	0
Всього	2998,5	2653,4	2380,4	2172,9	2048,1	1972,3	1901,8

теплові насоси (MLPOE – 155 грн/Гкал), електричні котли² (MLPOE – 633 грн/Гкал) та газові котли (MLPOE – 964 грн/Гкал).

З урахуванням MLPOE теплової енергії для цих пріоритетних технологій був побудований прогноз з використання їх потужностей для систем ГВП у неопалювальний період, який показано в табл. 4.

Із табл. 4 видно, що потужності сонячних колекторів будуть повністю використані під час неопалювального сезону. Котли на біомасі та ТЕЦ на природному газі будуть задіяні на літнє теплове навантаження (20%). Потужності теплових насосів будуть повністю задіяні до 2035 р., далі вони будуть зменшуватися. Потужності електричних котлів у неопалювальний період будуть задіяні на 100% до 2035 р. а газових – частково до 2030 р.

Електричне навантаження ЕТГ характеризує їх можливість для надання допоміжних послуг енергосистемам. Використовуючи інформацію,

наведену в табл. 2 щодо теплової потужності ЕТГ (теплові насоси та електричні котли), їх електричне навантаження можна визначити за формулою:

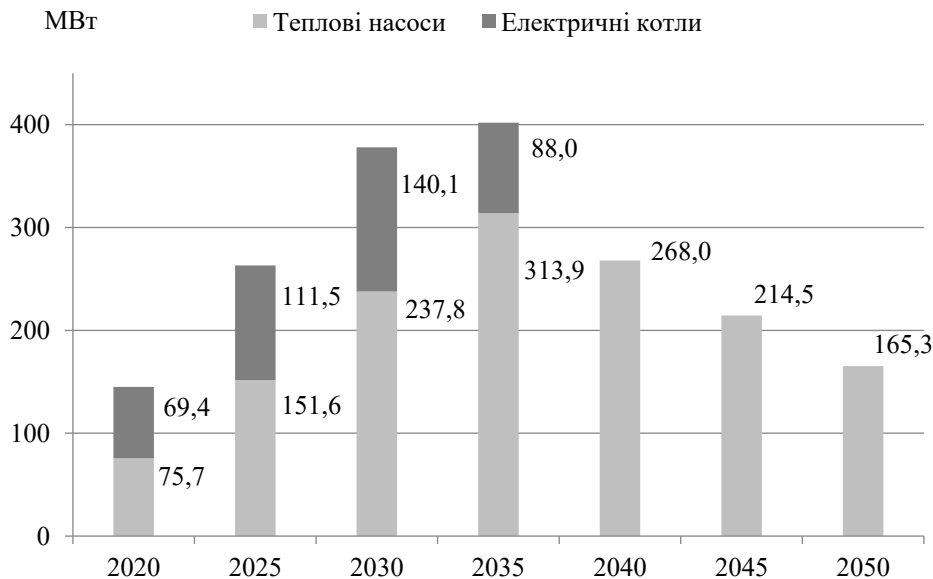
$$P_t^{emc} = q_t^{emc} / k_{emc}, \quad (3)$$

де P_t^{emc} – електричне навантаження ЕТГ у рік t ; q_t^{emc} – теплова потужність ЕТГ у рік t ; k_{emc} – коефіцієнт перетворення ЕТГ.

Результати розрахунків показані на рис. 1.

Як видно із рис. 1, максимальне маневрене навантаження ЕТГ у неопалювальний період в 2035 р. буде складати 402 МВт.

При сприятливих умовах (зменшення вартості електроенергії, збільшення вартості допоміжних послуг та біомаси) електричне навантаження ЕТГ може бути збільшеним за рахунок заміщення ними теплової енергії, яку виробляють котли на біомасі, шляхом більш повного використання встановленої потужності ЕТГ (без введення додаткових потужностей ЕТГ), як це показано на рис. 2.

**Рис. 1.** Прогноз зміни маневреного електричного навантаження ЕТГ (варіант 1), МВт

² Тільки під час нічного провалу ГЕН енергосистем.

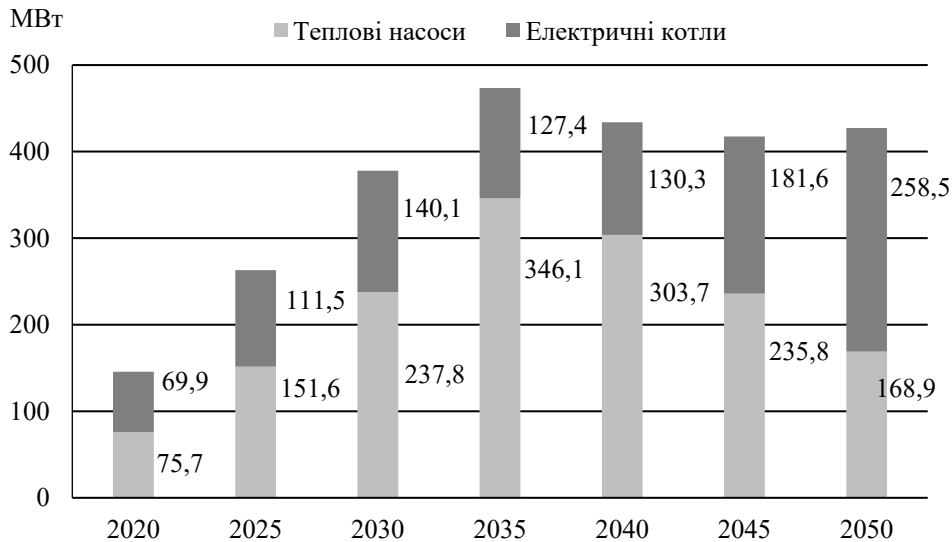


Рис. 2. Прогноз зміни маневреного навантаження ЕТГ (варіант 2)

Порівнюючи рис. 1 та 2 видно, що при умовах, описаних вище, можливо значно збільшити маневрене електричне навантаження ЕТГ, починаючи із 2035 р.

Враховуючи той факт, що сонячні колектори генерують теплову енергію тільки в світлу частину доби, то під час нічного провалу їх потужності можуть бути заміщені потужностями додаткових електричних котлів, що суттєво збільшить сумарне маневрене навантаження під час нічного провалу ГЕН, як це показано на рис. 3.

Впровадження додаткових потужностей електричних котлів потребує суттєвих додат-

кових інвестиційних витрат (в середньому 118 €/кВт встановленої потужності), що за період 2025–2050 р. буде становити 83,2 млн € (сума по роках, рис. 3).

Одним із ефективних засобів регулювання потужності енергосистем є залучення ТЕЦ до цього процесу. За призначенням ТЕЦ мають працювати за тепловим графіком. При зміні теплової потужності ТЕЦ пропорційно змінюється її електрична потужність, що може бути використано для надання допоміжних послуг енергосистемам. Для цього на території ТЕЦ або котельні, які приєднані до її теплових ме-

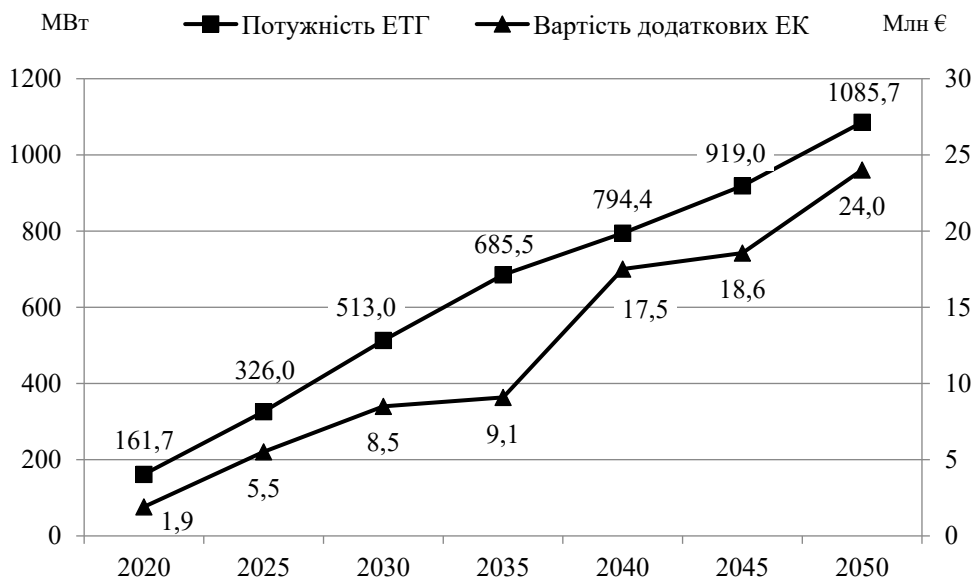


Рис. 3. Потужність ЕТГ при заміні сонячних колекторів додатковими електричними котлами (ЕК) (варіант 3)

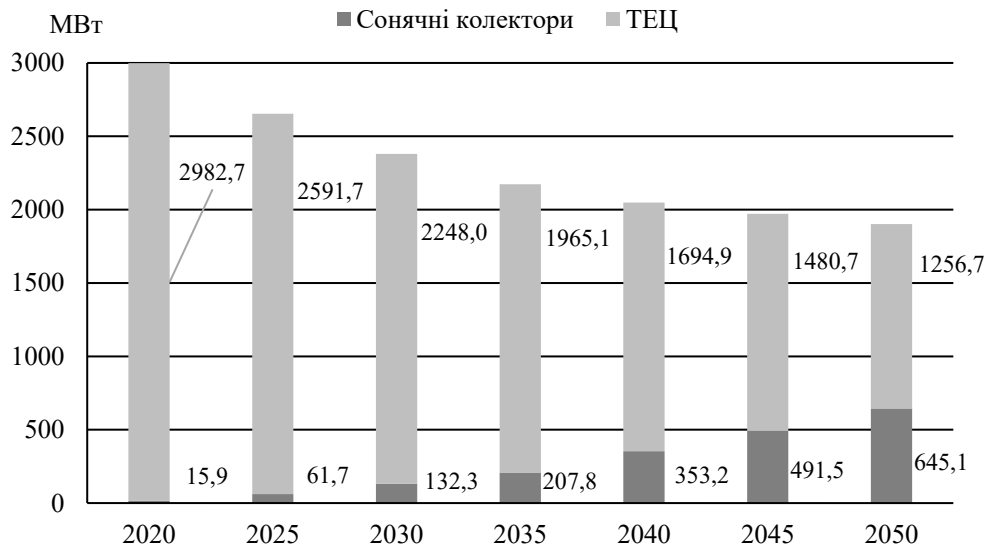


Рис. 4. Прогноз забезпечення тепловою потужністю СЦТ комплексом ТЕЦ та сонячних колекторів

реж, необхідно встановити ЕТГ. При зміні теплової потужності ТЕЦ баланс теплової енергії в СЦТ буде підтримуватися ЕТГ, а при необхідності і газовими котлами.

У дослідженні, яке проведене автором [12], показано, що сумарна маневрена потужність при цьому визначається як сума приросту електричної потужності ТЕЦ та електричного навантаження ЕТГ.

У випадку, який аналізується, було зроблено припущення, що в неопалювальний період теплову енергію для систем ГВП забезпечують тільки сонячні колектори та ТЕЦ, як це показано на рис. 4.

Далі зробимо прогноз зміни коефіцієнта використання палива ТЕЦ, а також їх електричних та теплових ККД. У даний час електричний ККД ТЕЦ становить близько 30%, а коефіцієнт використання енергії палива — біля 75%. Але з розвитком ТЕЦ будуть впроваджуватися більш сучасні ефективні технології — парогазовий цикл та газопоршневі когенераційні установки, що збільшить їх коефіцієнт використання палива та маневрені можливості, як це показано в табл. 5.

У першому наближенні електрична потужність ТЕЦ можна визначити за виразом:

$$N_t = q_t^m \cdot \eta_t^e / \eta_t^T, \quad (4)$$

де N_t , q_t^m — електрична та теплова потужність ТЕЦ у рік t відповідно; η_t^e , η_t^T — електричний та тепловий ККД ТЕЦ відповідно.

Для досягнення максимальної маневреної потужності передбачалося, що при розвантаженні ТЕЦ для покриття дефіциту теплової енергії максимально використовувалися потужності електричних котлів та теплових насосів. Результати розрахунків показані в табл. 6.

Автором було встановлено [13], що електричні котли найбільш доцільно використовувати для регулювання навантаження під час нічного провалу ГЕН, а теплові насоси — для добового регулювання, що і було враховано при проведенні даного аналізу. Дані таблиці отримано, виходячи з того, що під час добового регулювання використовуються ТЕЦ та теплові насоси, а для регулювання під час нічного провалу ГЕН електричні котли, теплові насоси та ТЕЦ.

У підсумковій табл. 7 показані всі розглянуті вище варіанти надання допоміжних послуг ОЕС України регіональними СЦТ.

При використанні ТЕЦ разом з ЕТГ для надання допоміжних послуг енергосистемам не потріб-

Таблиця 5. Прогноз зміни ефективності ТЕЦ, %

Параметр/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Коефіцієнт використання енергії палива	75	78	81	85	86	87	88
ККД електричний	31	34	38	40	42	43	44
ККД тепловий	44	44	43	45	44	44	44
Розвантаження ТЕЦ	40	43	46	49	52	55	60

Таблиця 6. Прогноз зміни маневреної потужності ТЕЦ та ЕТГ, МВт

Параметр/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Зменшення електричної потужності ТЕЦ	1260,9	1141,5	1072,8	890,8	776,6	651,2	502,7
Електричне навантаження електричних котлів	69,9	111,5	140,1	127,4	130,3	181,6	258,5
Електричне навантаження теплових насосів	75,7	151,6	237,8	250,7	196,0	139,5	71,2
Маневрена потужність для добового регулювання	1336,5	1293,1	1310,6	1141,5	972,5	790,7	573,9
Маневрена потужність для регулювання під час нічного провалу ГЕН	1406,4	1404,6	1450,7	1268,9	1102,8	972,3	832,4

Таблиця 7. Маневрені потужності різних варіантів надання допоміжних послуг ОЕС України СЦТ, МВт

Варіант/Рік	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Державна програма	2998,5	2653,4	2380,4	2172,9	2048,1	1972,3	1901,8
ТН + ЕК	145,1	263,1	377,9	401,9	268,0	214,5	165,3
ТН + ЕК + ЕК замість КБМ та ГК	584,3	701,8	816,7	568,7	528,6	577,7	682,2
ТН + ЕК + ЕК замість КБМ та ГК + додаткові ЕК замість СК	161,7	326,0	513,0	685,5	794,4	919,0	1085,7
ТЕЦ + ТН + ЕК (нічний провал)	1406,4	1404,6	1450,7	1268,9	1102,8	972,3	832,4
ТЕЦ + ТН (добове регулювання)	1336,5	1293,1	1310,6	1141,5	972,5	790,7	573,9

Примітка. ТН, ЕК, КБМ, ГК, СК – теплові насоси, електричні котли, котли на біомасі, газові котли, сонячні колектори відповідно.

но додаткових інвестиційних витрат (крім раніше запланованих). При цьому значно зростають значення маневреної електричної потужності (від 2 до 5 раз) та підвищується використання їх сумісної встановленої потужності. Також забезпечується 100% використання встановленої потужності сонячних колекторів, електричних котлів та до 2030 р. теплових насосів, що підвищує ефективність їх використання.

Таким чином, використання ТЕЦ разом з ЕТГ для надання допоміжних послуг ОЕС України є найкращим варіантом.

ВИСНОВКИ

Проведений аналіз структури генерації теплової енергії дозволив визначити сумарне по Україні середньорічне теплове навантаження централізованих систем постачання гарячої води, яке станом на 2020 р. становило 2998,5 МВт та визначає повний потенціал маневреної потужності електричних теплогенераторів для надання допоміжних послуг енергосистемам.

Розроблений прогноз зміни теплового навантаження споживачів гарячої води виявив, що в зв'язку із зменшенням чисельності населення України та попиту на теплову енергію, воно буде невпинно зменшуватися та досягне в 2050 р.

близько 1902 МВт (зменшиться на 36,6% порівняно з 2020 р.).

Передбачається, що в неопалювальний період теплогенеруючі технології будуть конкурувати між собою за можливість підігрівати воду для систем постачання гарячої води. Поза конкуренцією будуть сонячні колектори, що не потребують палива, і тому їх використання у цей період найбільш вигідно. Далі будуть використовуватися котли на біомасі, їх мінімальна приведена середньозважена беззбиткова ціна теплової енергії (Marginal Levelized Price of Energy – MLPOE) становить 102 грн/Гкал. Газові когенераційні технології також мають великий шанс на використання їх теплової потужності (MLPOE – 258 грн/Гкал). Також будуть використовуватися теплові насоси (MLPOE – 155 грн/Гкал), електричні котли (MLPOE – 633 грн/Гкал) та газові котли (MLPOE – 964 грн/Гкал).

Проведений у рамках даної роботи аналіз різних варіантів надання допоміжних послуг енергосистемам показав, що з врахуванням конкуренції технологій, найбільш оптимальним є варіант залученням ТЕЦ із розміщеними в них електричними теплогенераторами. Цей варіант дозволяє виконувати як добове регулювання потужності та навантаження ОЕС України, так і регулювання

під час нічного провалу її графіків електричних навантажень. При цьому сумарна маневрена потужність ТЕЦ та електричних теплогенераторів станом на 2020 р. становить близько 1,3 ГВт для добового регулювання та 1,4 ГВт для регулювання під час нічного провалу графіків електричних навантажень.

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. *НЕК «Укренерго»*. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyuh-potuzhnostej.pdf> (дата звернення: 09.08.2018).

2. 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>

3. Кулик М.М. Техніко-економічні аспекти використання споживачів-регуляторів у системах автоматичного регулювання частотою і потужністю. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. Вип. 1(40). С. 20—28. <https://doi.org/10.15407/pge2015.01.020>

4. Білодід В.Д. Обґрунтування економічної ефективності регулювання навантаження енергосистем з використанням електричних теплогенераторів, як споживачів-регуляторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 1(48). С. 50—59. <https://doi.org/10.15407/pge2017.01.050>

5. Дерій В.О. Тенденції розвитку систем централізованого теплопостачання України. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 52—59. <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.052>

6. КТМ 204 Україна 244-94 Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні. *Державний комітет України по житлово-комунальному господарству*. Київ, 2001. 376 с.

7. Інформація про роботу електроенергетичного комплексу. Відпуск теплоенергії енергетичними компаніями та електростанціями України. *Міністерство енергетики України*. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=245183225 (дата звернення: 09.08.2020).

8. Дячук О., Чепелев М., Подолець Р., Трипольська Г. та ін. [за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої]. *Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року*. Представництво Фонду ім. Г. Бюлля в Україні. Київ: Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. 88 с. URL: https://ua.boell.org/sites/default/files/perehid_ukraini_na_vidnovlyuvanu_energetiku_do_2050_roku.pdf (дата звернення: 09.08.2021).

9. Децентралізоване опалення в Україні: потенціал та шляхи впровадження. Звіт в рамках проекту «Секретаріат та Експертний хаб з енергоефективності», що впроваджується. Програма розвитку ООН в Україні за підтримки Уряду Словацької Республіки та сприянням Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства в Україні. 2017. URL: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2017/03/Detsentralizovane-opalennya.-Potentsial-tashlyahi-vprovadzheniya.pdf> (дата звернення 09.08.2021).

10. Степаненко В.А. Безопасность в централизованном теплоснабжении в городах Украины. URL: <https://energy-security.org.ua/2020/02/bezopasnost-v-czentralyzovannom-teplosnabzhenyu-v-gorodah-ukrayn%D1%8B/> (дата звернення: 09.08.2021).

11. 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>

12. Дерій В.О., Левчук А.П. Реальний потенціал маневреної потужності ТЕЦ України з впровадженими електротепловими регуляторами. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 3(46). С. 19—27. <https://doi.org/10.15407/pge2016.03.019>

13. Дерій В.О. Особливості оцінки ефективності комплексів електричних теплогенераторів та умови їх впровадження. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 2(61). С. 23—29. <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.023>

Надійшла до редколегії: 19.08.2021