

УДК 621.31

В.О. ДЕРІЙ, канд. техн. наук, ст. наук. співр.,
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, 03150 Київ, Україна

ОСОБЛИВОСТІ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРІВ ПРИ РЕГУЛЮВАННІ НИМИ НАВАНТАЖЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ

Проаналізовано режими спільної роботи електричних теплогенераторів, призначених для регулювання навантаження ОЕС України під час її «нічних провалів», та систем централізованого теплопостачання. Визначено характер зміни потужності електричних теплогенераторів та їх вплив на системи централізованого теплопостачання. Розглянуто особливості спільної роботи електричних теплогенераторів та систем централізованого теплопостачання в опалювальний та неопалювальний періоди.

Ключові слова: ОЕС України, графік електричних навантажень, нічний провал, потужність, електроенергія, електричні теплогенератори, системи централізованого теплопостачання, тепла енергія.

Однією із проблем ОЕС України є дефіцит маневреної потужності для регулювання навантаження енергосистеми під час її нічних провалів, величина якої, згідно з [1], сягала 3382 МВт у 2017 р. На даний момент резерв потужності вторинного регулювання на завантаження в ОЕС України складає 432 МВт, який розміщено на шістьох гідроагрегатах Дніпровської гідроелектростанції (ДГЕС-1), приєднаних до центрального регулятора системи САРЧП ДП «НЕК «Укренерго». Але після виконання Програми першочергових організаційно-технічних заходів для підготовки ОЕС України до роботи з об'єднанням енергосистем європейських держав в частині впровадження станційних систем керування та реконструкції обладнання, а також забезпечення каналів зв'язку з центральним регулятором, ситуація із вторинним регулювання покращиться [2]. Кардинальним вирішенням цієї проблеми є широке впровадження споживачів-регуляторів, які, згідно з [3, 4], можуть бути використані для вторинного регулювання частоти та активної потужності ОЕС України. Так, згідно з п. 5.4.4.1 настанови «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС Украї-

ни СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 (далі СОУ). «До вторинного регулювання слід залучати маневрені ГЕС, ГАЕС, ТЕС, а також споживачів з регульованим навантаженням, які задовольняють вимогам автоматизованого вторинного регулювання, здатних під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого вторинного резерву». «Під час вибору електростанцій для вторинного регулювання і розміщенні на них вторинних резервів слід враховувати їх маневреність і регульовальні можливості, при цьому вторинні резерви мають розміщуватися на електростанціях так, щоб їх можна було б використовувати для розвантаження переобтяжених зв'язків і перетинів». Сказане вище фактично регламентує місце встановлення споживачів-регуляторів – електростанція або зона її дії. Як відомо [6], регулювання потужності повинно виконуватися із врахуванням потреб економічного розподілу навантаження між джерелами електроенергії, що обумовлено мінімізацією витрат палива на станціях та втрат потужності в мережах. А це означає, що місця розташування споживачів-регуляторів, які приймають участь у регулюванні, обмежено наступними умовами:

– забезпечення мінімально-можливих переотоків електроенергії між енергосистемами;

© В.О. ДЕРІЙ, 2018

– вся вироблена енергія споживачами-регуляторами протягом нічного провалу енергосистем повинна бути спожита протягом решти часу доби.

Крім того, необхідно враховувати вимоги настанови СОУ щодо величини регулюючого резерву та місця його розміщення, які визначаються НЕК «Укренерго». Це означає, що потужність та місця розташування споживачів-регуляторів необхідно узгоджувати з НЕК «Укренерго».

Одним із перспективних методів регулювання електричного навантаження під час «нічного провалу» енергосистем є використання в якості споживачів-регуляторів електричних теплогенераторів (ЕТГ). Оптимальними місцями для розташування ЕТГ, які відповідають вищезазначеним умовам, є системи централізованого теплопостачання (СЦТ).

При регулюванні електричного навантаження енергосистеми під час нічного провалу виникне ситуація спільної роботи ЕТГ та СЦТ. При цьому ЕТГ будуть керуватися диспетчером енергосистеми, а СЦТ – їх диспетчерами, виходячи із температурних графіків та надлишку теплової енергії, яку виробили ЕТГ. Для забезпечення узгодженої та надійної роботи цих систем необхідно визначити, згідно якого закону будуть змінювати свою потужність ЕТГ та яка величина цієї потужності. Тому дане дослідження є актуальним та необхідним.

Метою даної статті є виявлення особливостей спільного функціонування ЕТР та СЦТ. А так, як СЦТ мають два характерні періоди роботи – опалювальний та міжопалювальний, то і аналіз проведено окремо для цих періодів. Часовий період, який аналізувався – це період нічного провалу (23^{00} – 7^{00}).

В опалювальний період баланс теплової потужності в СЦТ можна записати у вигляді рівняння

$$P_K + P_{ETG}^T = P_t + P_A, \quad (1)$$

де P_K – потужність на виході теплового джерела (котельні);

P_{ETG}^T – тепла потужність електричних теплогенераторів;

P_t – потужність, яка підведена до теплової мережі згідно з температурним графіком;

P_A – надлишкова потужність, яка спричиняє акумуляцію в теплових мережах.

Потужність, яка підводиться до теплової мережі згідно з температурним графіком можна виразити за допомогою формули

$$P_t = q_{OP} + q_{ГВП} + q_{BT}, \quad (2)$$

де q_{OP} – навантаження систем опалення будинків;
 $q_{ГВП}$ – навантаження систем постачання гарячої води (ГВП);

q_{BT} – втрати теплової енергії в мережах.

Як відомо, в СЦТ з якісним регулюванням, потужність, яка підводиться до теплової мережі, визначається диспетчером згідно з температурним графіком. Протягом доби диспетчер коригує цю потужність залежно від температури теплоносія у зворотному трубопроводі. А це означає, що в переважній більшості випадків $P_K = P_t$.

Потужність ЕТГ обумовлена глибиною нічного провалу графіка електричних навантажень (ГЕН) енергосистеми. У роботі [1] показано, що в переважній більшості випадків потужність під час нічного провалу ГЕН можна виразити поліномом другого ступеня (параболою)

$$N_{нп} = a\tau^2 - b\tau + c, \quad (3)$$

де $N_{нп}$ – електрична потужність/навантаження енергосистеми під час нічного провалу;

τ – час;

a, b, c – коефіцієнти параболи.

Приймемо за початок відліку часу 23^{00} . Підставивши в рівняння (3) значення початку відліку часу (0) отримаємо

$$N_{нп}^{23} = c. \quad (4)$$

Тобто, коефіцієнт c дорівнює потужності енергосистеми в 23^{00} .

Зміну потужності під час нічного провалу $\Delta N(\tau)$ графіка електричних навантажень визначимо, як

$$\Delta N(\tau) = N_{нп}^{23} - N_{нп}. \quad (5)$$

Підставляючи дані із виразу (3) в (5) та враховуючи вираз (4) отримаємо

$$\Delta N(\tau) = -a\tau^2 + b\tau. \quad (6)$$

При повній компенсації нічного провалу (підтримка потужності/навантаження енергосистеми на рівні потужності в 23^{00}) повинен виконуватися баланс потужності комплексу ЕТГ та навантаження енергосистеми протягом всього періоду нічного провалу

$$\sum_j P_{jETG}^e(\tau) = \Delta N(\tau), \quad (7)$$

де $P_{jETG}^e(\tau)$ – електрична потужність j -того ЕТГ.

Підставляючи з виразу (6) функціональну залежність для $\Delta N(\tau)$ у рівняння (7) та вирішуючи його відносно сумарної електричної потужності ЕТГ, отримаємо

$$\sum_j P_{jETG}^e(\tau) = -a\tau^2 + b\tau. \quad (8)$$

Із виразу (8) видно, що для повної компенсації нічного провалу сумарна електрична по-

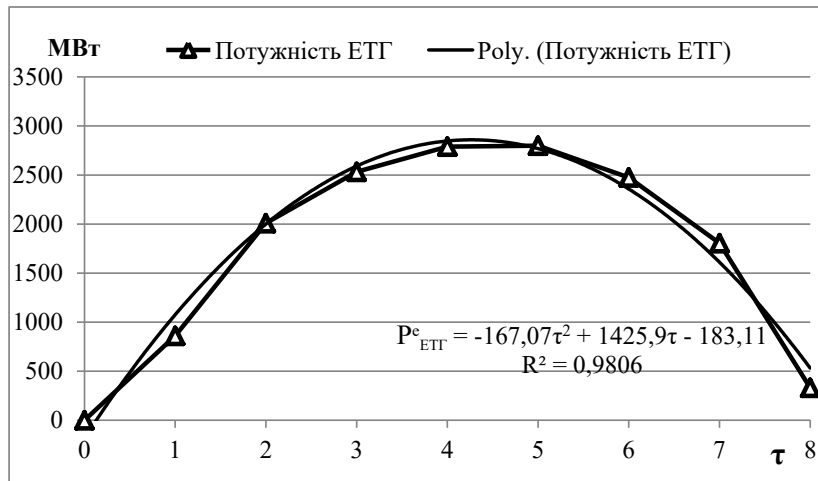


Рисунок 1. Зміна електричної потужності ЕТГ

Примітка. За нуль горизонтальної осі прийнято 23⁰⁰. Відповідно весь графік зсунуто вправо на одиницю

тужність комплексу ЕТГ повинна змінюватись дзеркально функції, яка його описує. При цьому функціональні залежності потужності в часі окремих ЕТГ можуть бути будь-якими, але їх сума в кожний момент часу повинна відповідати значенню дзеркальної функції (права частина виразу (8)). Фактично, для енергосистеми це є приріст навантаження, який апроксимується поліномом другого порядку. Для прикладу на рис. 1 наведено зміну електричної потужності ЕТГ для ночі 21–22. 12. 2016р. Похибка апроксимації не перевищувала 8%.

Теплову потужність комплексу ЕТГ можна визначити виходячи із виразу

$$\sum_j P_{ЕТГ}^T(\tau) = \sum_j k_j P_{jЕТГ}^e(\tau), \quad (9)$$

де k_j – коефіцієнт перетворення j -го ЕТГ.

Теплова потужність комплексу ЕТГ буде надлишковою в теплових мережах та спричинить згідно з (1) акумуляцію в них теплової енергії. Але для зменшення витрат палива диспетчери СЦТ можуть зменшити потужність штатних котлів теплових джерел на граничну величину ΔP_K

$$\Delta P_A = \sum_j P_{jЕТГ}^T(\tau). \quad (10)$$

Фактично у СЦТ, крім температури зовнішнього повітря, з'явиться ще один дестабілізуючий фактор – надлишкова потужність ЕТГ.

У міжопалювальний період єдиним навантаженням СЦТ є споживачі гарячої води. В якості джерел теплової енергії в міжопалювальний період можуть бути котельні СЦТ та ТЕЦ. У деяких великих містах гаряча вода подається не цілодобово, при мінімальному споживанні гарячої води котли взагалі відключаються. Тому, спільна робота ЕТР та котлів буде зводиться до

максимального розвантаження останніх та акумуляції теплової енергії в мережах.

Навантаження систем ГВП не постійне, воно змінюється в часі, як це показано на рис. 2.

Як видно із рис. 2 провал навантаження систем ГВП співпадає із нічним провалом ОЕС України. Його функціональна залежність також апроксимується з високою вірогідністю поліномом другого ступеня, як це показано на рис. 2. Тобто,

$$q_{ГВП} = a_{звп} \tau^2 - b_{звп} \tau + c_{звп}, \quad (11)$$

де $a_{звп}$, $b_{звп}$, $c_{звп}$ – коефіцієнти функції апроксимації нічного провалу навантаження систем ГВП; τ – час протягом нічного провалу ГЕН.

Згідно [8], середньогодинне навантаження систем ГВП буде мати максимум біля 23⁰⁰. А це означає, що коефіцієнт $c_{звп}$ дорівнює максимальному навантаженню систем ГВП.

В опалювальний період нестабільність навантаження систем ГВП не викликає особливих проблем, відбувається перерозподіл навантаження між системою опалення та системою ГВП. При роботі ЕТГ в міжопалювальний період нестабільність навантаження систем ГВП обумовлює необхідність акумуляції теплової енергії в мережах СЦТ, що знижує ефективність використання палива через збільшення втрат в мережах.

Величину необхідної акумульованої або заміщеної теплової енергії Q в мережах можна знайти виходячи із виразів (9) та (10)

$$Q = \int_0^\tau \sum_j k_j P_{jЕТГ}^e(\tau) d\tau. \quad (12)$$

Використовуючи вираз (8) формулу (12) можна записати у вигляді

$$Q = k_{сз} \int_0^\tau (b\tau - a\tau^2) d\tau, \quad (13)$$

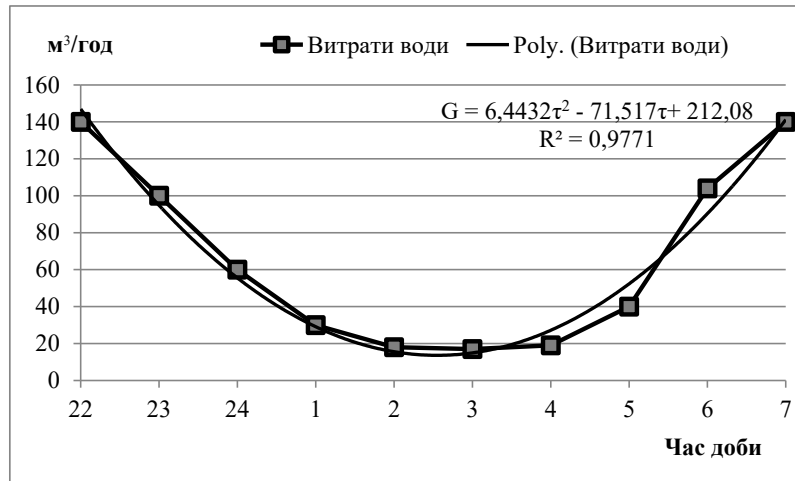


Рисунок 2. Графік споживання гарячої води однієї із теплорозподільчих станцій м. Харкова

де $k_{сз}$ – середньозважений коефіцієнт перетворення ЕТГ.

Для прикладу, згідно з даною формулою були проведені розрахунки для доби із максимальними глибинами нічного провалу 3825 МВт (19.06.2016 р.) При цьому коефіцієнти $a = 114,03$, $b = 1515,2$. В якості ЕТГ розглядалися електрокотли ($k = 0,98$). Розрахунки показали, що при підтримці рівня потужності станом на 23^{00} (15422 МВт) необхідно буде акумулювати та/або замінити в системах централізованого тепlopостачання 28445 МВт·год або 24458 Гкал теплової енергії. Безумовно, акумулювати таку кількість енергії за допомогою існуючих ГАЕС неможливо. Але можливо її акумулювати з частковим заміщенням в СЦТ, як це показано в [10].

Одним із обмежень акумуляції теплової енергії під час нічного провалу ГЕН є необхідність її споживання протягом денного періоду. Цю умову можна формалізувати виразом

$$P_{ак}^{cp} \tau = P_t(24 - \tau), \quad (14)$$

де $P_{ак}^{cp}$ – середня за період нічного провалу тепла потужність ЕТГ.

Прийнявши період нічного провалу енергосистеми рівним 8 год та підставивши у (14) отримаємо

$$P_{ак}^{cp} = 2P_t. \quad (15)$$

Тобто, середня тепла потужність комплексу ЕТГ, яка обумовлює акумуляцію теплової енергії в мережах, не може бути вищою, ніж подвійна потужність, яка підводиться до мережі згідно з тепловим графіком.

Впровадження ЕТГ на території ТЕЦ має деякі особливості. В більшості випадків ТЕЦ працюють в теплофікаційному режимі (за те-

пловим графіком). Відповідно до цього, виробництво електричної енергії обумовлюється тепловим навантаженням ТЕЦ, і це необхідно враховувати при впровадженні на її території ЕТГ. Розглянемо можливий алгоритм роботи ТЕЦ при наданні ними системних послуг під час нічного провалу ГЕН об'єднаної енергосистеми України. При зменшенні навантаження ОЕС під час нічного провалу ГЕН енергетичні котли ТЕЦ починають розвантажуватися аж до межі їх стійкості (як правило до 40%). Відповідно, ТЕЦ зменшить виробництво теплової, а значить й електричної енергії. В цей же час, в роботу включаються ЕТГ, які і будуть підтримувати тепловий баланс в СЦТ, яка під'єднана до ТЕЦ, що можна записати виразом

$$P_{СЦТ} = P_{ТЕЦ}^{мін} + kP_{ЕТГ}^e, \quad (16)$$

де $P_{СЦТ}$ – тепла потужність СЦТ, яка під'єднана до ТЕЦ;

$P_{ТЕЦ}^{мін}$ – мінімальна тепла потужність ТЕЦ;

k – коефіцієнт перетворення ЕТГ;

$P_{ЕТГ}^e$ – електрична потужність ЕТГ.

Сумарна маневрова потужність ТЕЦ $\Delta N^м$ складається із зменшення її електричної потужності та додаткового навантаженням енергосистеми ЕТГ і визначається згідно з формулою [9]

$$\Delta N^м = N_e - N_e^{мін} + P_{ЕТГ}^e, \quad (17)$$

де N_e – номінальна електрична потужність ТЕЦ;

$N_e^{мін}$ – мінімальна потужність ТЕЦ.

Дослідження [9] показали, що при впровадженні на ТЕЦ, які працюють увесь рік, в якості ЕТН електрокотлів їх сумарна маневрова електрична потужність складає близько 760 МВт.

Важливим моментом при застосуванні ЕТГ є визначення їх необхідної електричної потуж-

ності. Як було показано вище, ця потужність визначається глибиною нічного провалу ГЕН. З метою встановлення економічно доцільної величини потужності ЕТГ були проведені статистичні дослідження ГЕН за 2014–2017 рр. В табл. 1 наведені перші 10 ранжуваних значень глибин нічних провалів ГЕН за цей період.

Як видно із табл. 1 у 2015 та 2017 рр. були аномально великі відхилення між першим та другим значеннями. Це можна пояснити або аварійним відключенням декількох блоків, або різким зменшенням навантаження. Так, у 2017 р. максимальна глибина нічного провалу спостерігалася в новорічні свята. Тобто, це не регулярні одиничні випадки. Для визначення тенденцій в зміні максимальних величин нічних провалів аномально великі їх значення (4471 та 3850) були відкинуті. В результаті чого встановлено, що протягом цього періоду спостерігалася зменшення максимальної величини нічного провалу ГЕН ОЕС України, як це показано на рис. 3.

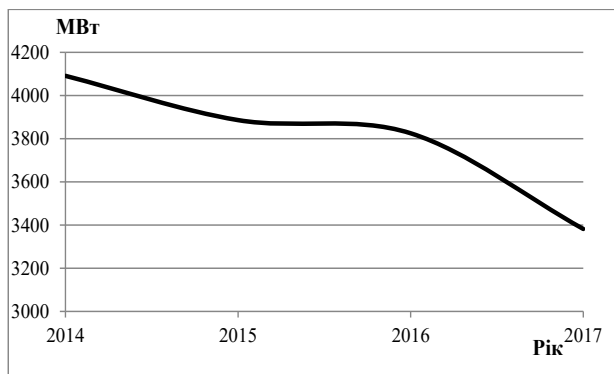


Рисунок 3. Тенденції зміни максимальної величин нічних провалів ГЕН

Тенденцію до зменшення глибин нічних провалів ГЕН підтверджують і зміна середніх їх значень, які наведено в таблиці.

Таблиця 2 – Зміна середніх значень глибин нічних провалів ГЕН ОЕС України, МВт

Рік	2014	2015	2016	2017
Середнє	3064,7	2679,9	2591,4	2471,9
СКВ	335,9	360,7	311,7	314,0
Відносне СКВ, %	11,0	13,5	12,0	12,7

Як видно з таблиці, починаючи із 2014 р. середнє значення нічних провалів ГЕН монотонно зменшується. А середньоквадратичне відхилення (СКВ) змінюється мало, що говорить про високий рівень повторюваності електричного навантаження в ці роки.

Для визначення вірогідності виникнення того чи іншого значення величини нічного провалу в 2016–2017 рр. було проведено статистичний аналіз із застосуванням середнього ковзаючого. Інтервал осереднення приймався менше середньоквадратичного відхилення і взятий рівним 200 МВт. Графік розподілу вірогідності значень нічних провалів за 2016–2017 рр. показано на рис. 4.

Із графіка рис. 4 видно, що для повної компенсації нічних провалів ГЕН ОЕС України з вірогідністю не менше, як 90%, достатньо мати величину маневреної потужності близько 3000 МВт.

Але, згідно з п. 5.4.3.3 СОУ «Для ОЕС України доцільно використовувати розрахунковий діапазон вторинного регулювання для компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання, ... який згідно Концепції “Пер-

Таблиця 1 – Глибини нічних провалів в 2014-2017 рр.

Рік	2014р.		2015р.		2016р.		2017р.		
	№ з/п	Глибина *н. п., МВт	**Різниця, МВт	Глибина н. п., МВт	Різниця, МВт	Глибина н. п., МВт	Різниця, МВт	Глибина н. п., МВт	Різниця, МВт
	1	4091	132	4471	585	3825	86	3850	468
	2	3959	98	3886	114	3739	93	3382	12
	3	3861	44	3772	49	3646	174	3370	263
	4	3817	63	3723	68	3472	139	3107	7
	5	3754	24	3655	98	3333	4	3100	47
	6	3730	4	3557	42	3329	14	3053	22
	7	3726	43	3515	56	3315	16	3031	13
	8	3683	26	3459	99	3299	8	3018	13
	9	3657	14	3360	2	3291	12	3005	2
	10	3643	28	3358	16	3279	28	3003	5

Примітка * н. п. – нічний провал. ** – різниця між попереднім та наступним значенням.

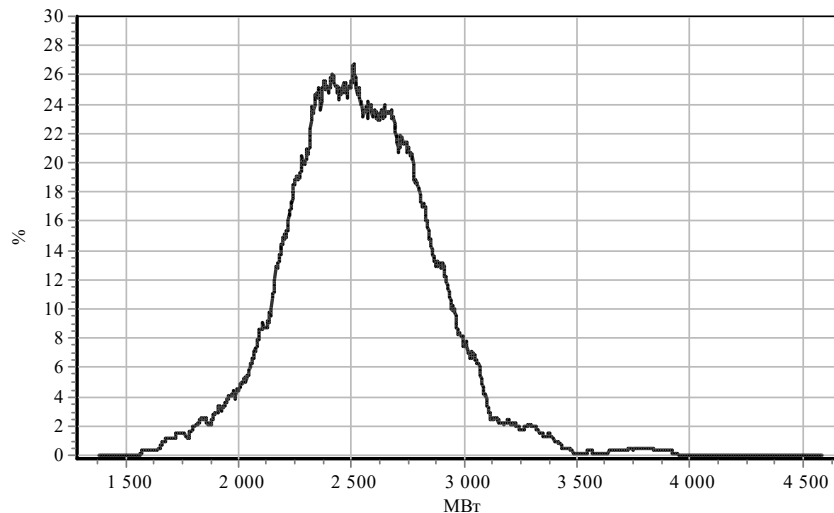


Рисунок 4. Розподіл вірогідності значень глибин нічного провалу ГЕН за 2016–2017 рр.

шочергові організаційні та технічні заходи щодо інтеграції ОЕС України до об'єднання енергетичних систем європейських країн”, “Енергетична стратегія України до 2030 року” становить:

- на завантаження – 1000 МВт;
- на розвантаження – 500 МВт.»

Фактично, маневрова потужність ЕТГ значенням 3000 МВт здатна забезпечити вторинне регулювання частоти та активної потужності ОЕС України.

ВИСНОВКИ

1. У результаті проведеного аналізу отримано аналітичні залежності зміни в часі електричної та теплової потужності ЕТГ та штатних котлів теплових джерел СЦТ при їх спільній роботі в процесі регулювання навантаження енергосистем під час нічного провалу ГЕН. Показано, що в неопалювальний період середня теплова потужність комплексу ЕТГ, яка обумовлює акумуляцію теплової енергії в мережах, не може бути вищою, ніж подвійна потужність, яка підводиться до мережі згідно з тепловим графіком.

2. Статистичний аналіз нічних провалів ГЕН ОЕС України показав, що для повної їх компенсації з вірогідністю не менше, як 90% достатньо мати маневрену потужність близько 3000 МВт. Встановлено, що маневрова потужність ЕТГ 3000 МВт здатна забезпечити вторинне регулювання частоти та активної потужності ОЕС України.

1. Дерій В.О., Згуровець О.В. Дослідження графіків електричних навантажень енергосистеми для визначення можливостей їх ущільнення шляхом використання електричних теплогенераторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 4(51). С. 52–60. <https://doi.org/10.15407/pge2017.04.052>

2. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2017–2026 роки. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planurozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-oky.pdf/> (дата звернення: 08.08.2017).

3. Кулик М.М. Співставний аналіз техніко-економічних характеристик Канівської ГАЕС та комплексу споживачів-регуляторів для покриття графіків електричних навантажень. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. Вип. 4(39). С. 5–10.

4. 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>

5. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова», URL: <https://drive.google.com/file/d/0BwZR8kgLwyBtbzlpTХp3dFRod0U/view> (дата звернення: 08.08.2017).

6. Яндутьський О.С. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах: навчальний посібник. К.: НТУУ «КПІ», 2010.

7. Маляренко В.А., Щербак І.Е. Аналіз виробництва і потреблення електроенергії в об'єднаній енергосистемі України. URL: http://elib.altstu.ru/elib/books/Files/pv2013_04_2/pdf/125malarenko.pdf

8. Владислав Шафлик. Современные системы гарячого водоснабження. К, 2010. 314 с.

9. 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>

10. Дерій В.О. Аналіз теплових мереж СЦТ України. *Енергетика та електрифікація*. 2016. № 6. С. 21–26.

Надійшла до редколегії: 31.08.2018