

УДК 621.311

В.С. КОБЕРНИК, ORCID: 0000-0001-8727-7157

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ТЕХНИКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТЕХНОЛОГІЙ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ В МАНЕВРЕНИХ РЕЖИМАХ

Для покриття нерівномірності навантаження енергосистеми необхідно враховувати можливість експлуатації енергетичних установок у маневрених режимах. Розглянуто різні технології теплової енергетики: паротурбінні надкритичного тиску, що працюють на природному газі або на кам'яному вугіллі, парогазові, газотурбінні та газопоршневі установки. Отримано формули для розрахунків і визначено вплив роботи енергетичних установок у маневрених режимах на коефіцієнти корисної дії. Визначено вартості старту установок теплової енергетики для балансування потужності енергосистеми за різного часу простою та різних цін палив. Проаналізовано вплив маневрених режимів на ресурсні показники установок теплової енергетики.

Ключові слова: тепла енергетика, маневрений режим, коефіцієнт корисної дії, час простою, вартість старту, ресурсні показники.

В об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України існує дефіцит електричної потужності, причина якого в несприятливій структурі генеруючих потужностей енергосистеми, а саме в недостатній кількості маневрених енергоблоків, які здатні швидко виходити на робочий режим з гарячого або з холодного стану, змінювати в широких межах значення виробленої електричної енергії. Необхідність покриття нерівномірного навантаження призводить до зниження надійності та економічності функціонування енергосистеми, погіршення якості електричної енергії.

Як маневрені потужності в Європі і в світі використовують газові енергоблоки, але в Україні багато таких блоків переведені на роботу з вугіллям. Потужностей ГЕС та ГАЕС недостатньо для покриття пікових навантажень, тому українські енергетики змушені в якості маневрених використовувати вугільні енергоблоки, що прискорює зношення їх обладнання і підвищує викиди в атмосферу. За даними Укренерго, в ОЕС України кожного дня зупиняють 7–10 енергоблоків зі зменшенням навантаження вночі та запускають у період ранкового максимуму, зупиняють вдень, щоб компенсувати зростання виробітку електроенергії на СЕС, і запускають у період максимуму навантаження ввечері [1].

Вирішення проблем регулювання ОЕС України потребує створення і введення в експлуатацію додаткових маневрених генеруючих потужнос-

тей. Для моделювання додаткових заходів з підвищення маневрених можливостей енергосистеми необхідно знати технічні та економічні показники технологій теплової енергетики з урахуванням роботи в маневрених режимах.

У попередній статті [2] оцінено вплив роботи енергетичних установок у маневрених режимах на витрати палива на пуски та питомі витрати палива залежно від навантаження для різних технологій теплової енергетики, отримано формули для розрахунків. Метою подальших досліджень є визначення: коефіцієнтів корисної дії (ККД) залежно від навантаження; витрат на пуски залежно від часу простою і цін на палива; впливу маневрених режимів на ресурсні показники; а також порівняння показників для різних технологій теплової енергетики.

На основі загальнодоступних фактичних даних зі споживання палива і профілів генерації електроенергії діючих електростанцій на національному енергоринку Австралії за 2018-2019 рр. фірма «Aurecon Australasia Pty Ltd» у роботі [3] визначила характеристики різних технологій теплової енергетики, що працюють у маневрених режимах. Розглянуто наступні технології: газотурбінні установки (ГТУ), парогазові (ПГУ), газопоршневі (ГПУ), паротурбінні (ПТУ) надкритичного тиску (НКТ), що працюють на газі та на вугіллі (кам'яному або бурому).

Фірма «Aurecon» визначила криві тепла палива бруто на вході в установки ($Q_{\text{тепла}}^{\text{бр}}$, ГДж/МВт·год за $Q_n^{\text{п}}$) для номінального та міні-

© В.С. КОБЕРНИК, 2021

мального навантажень вищенаведених технологій в умовах ISO. В Інституті загальної енергетики НАН України витрати тепла палива брутто за номінальної та мінімальної потужності були перераховані в ККД брутто (%) за формулою:

$$ККД = (3600 / (1000 Q_{тепла}^{бр})) 100. \quad (1)$$

За визначеними за формулою (1) ККД за номінальної та мінімальної потужності в EXEL отримані апроксимаційні залежності для використання в програмах порівняння технологій теплової енергетики, що працюють у маневрених режимах. Застосовано метод лінійної апроксимації для ГТУ GE 9E Alstom, ПГУ 13E2 Alstom, ГПУ Wartsila, ПТУ Parsons turbine НКТ (на природному газі), ПТУ ІНІ-Toshiba НКТ на кам'яному вугіллі, ПТУ Hitachi НКТ на бурому вугіллі. Але в роботі [3] не має даних про теплофікаційні ПТУ, які працюють у різних режимах. У статті [4] розглянуто енергетичні характеристики турбіни Т-175/210-130 (на природному газі), а в Інституті загальної енергетики НАН України в EXEL отримано апроксимаційні залежності повного ККД (%) від теплової потужності (МВт), застосовано наступні методи апроксимації: лінійна – на лінії постійної

витрати тепла; поліноміальні: другого ступеня – в конденсаційному режимі; п'ятого ступеня – на лінії протитиску. Застосовано поліноміальну апроксимацію четвертого ступеня для ПТУ з турбіною К-300-240 (на природному газі). Отримані формули для розрахунків ККД брутто (%) залежно від фактичного електричного навантаження (N_{ϕ} , МВт) і повного ККД (%) залежно від теплового навантаження (N_T , МВт) наведено в табл. 1.

З використанням даних фірми Aurecon Australasia Pty Ltd з роботи [3] про питомі вартості старту для існуючих установок теплової енергетики за різного часу простою сформована табл. 2. Загальні вихідні данні: співвідношення валют США (USD) і Австралії (AUD) USD/AUD = 0,7 використано для перерахунку вартості палив, які надані в роботі [3] в австралійських доларах; вартість природного газу 10 AUD/ГДж (233 USD/1000 м³); вартість дизельного палива – 26 AUD/ГДж (0,78 USD/л).

З табл. 2 видно, що найменші значення питомої вартості старту мають місце: при гарячому старті у ГТУ (32 \$/МВт), а при холодному старті – у ГПУ (52 \$/МВт). Але порівняння за питомою вартістю старту не враховують різні потужності установок і того, що гарячий, теплий або холодний старт для

Таблиця 1. Коефіцієнти корисної дії установок теплової енергетики залежно від навантаження

Тип установки / паливо	Марка установки	Потужність номінальна, МВт	ККД брутто, %
ГТУ / газ	GE 9E Alstom	120	$ККД_{ГТУ} = 0,0727 N_{\phi} + 23,734$
ПГУ / газ	13E2 Alstom	485 (2×160(ГТУ) + 165(ПТУ))	$ККД_{ПГУ} = 0,0238 N_{\phi} + 34,686$
ГПУ / газ	Wartsila	18	$ККД_{ГПУ} = 0,8553 N_{\phi} + 25,56$
ПТУ / газ	К-300-240	300	$ККД_{К-300} = -10^{-10} N_{\phi}^4 + 10^{-7} N_{\phi}^3 - 3 \cdot 10^{-5} N_{\phi}^2 + 0,0045 N_{\phi} + 0,1765$
ПТУ / газ	Т-175-130 на лінії протитиску	175	$ККД_{Т-175протитиск} = 2,64 \cdot 10^{-10} N_T^5 - 2,68 \cdot 10^{-7} N_T^4 + 1,05 \cdot 10^{-4} N_T^3 - 0,02 N_T^2 + 1,92 N_T + 13,2$
ПТУ / газ	Т-175-130 на лінії постійної витрати тепла	175	$ККД_{Т-175-нет} = 0,1697 N_T + 39,477$
ПТУ / газ	Т-175-130 у конденсаційному режимі	175	$ККД_{конд} = -0,0004 N_T^2 + 0,156 N_T + 23,75$
ПТУ НКТ / газ	Parsons turbine	200	$ККД_{ПТУ-газ} = 0,0207 N_{\phi} + 29,324$
ПТУ НКТ / кам. вугілля	ІНІ-Toshiba	660	$ККД_{ПТУ-кам-вуг} = 0,0088 N_{\phi} + 32,295$
ПТУ НКТ / буре вугілля	Hitachi	560	$ККД_{ПТУ-буре-вуг} = 0,0111 N_{\phi} + 20,798$

Таблиця 2. Питомі вартості старту установок теплової енергетики за різного часу простою

Установки	ГПУ Wartsila	ГТУ GE 9E Alstom	ПГУ (2 ГТ + 1 ПТ) 13E2 Alstom	ПТУ Parsons НКТ на газі	ПТУ НКТ на кам'яному вугіллі
Потужність номінальна, МВт	18	120	2×160 + 165 = 485	200	660
Питома вартість старту, \$/МВт					
Гарячий старт	38	32	52	96	298
Теплий старт			81	166	379
Холодний старт	54	103	115	218	549
Період простою, год					
Гарячий старт	до 1	до 2	до 5	до 4	до 12
Теплий старт			від 5 до 40	від 4 до 48	від 12 до 40
Холодний старт	більше 1	більше 2	більше 40	більше 48	більше 40
Мінімальна потужність, %	40	50	60	20	40

кожного типу установок має місце після різного часу простою. Тому для коректного порівняння за вартістю старту різних технологій теплової енергетики, що працюють в маневрених режимах, було сформовано варіанти з набору різних установок з приблизно однаковою сумарною потужністю, яка необхідна для балансування енергосистеми. Для прикладу взято найбільшу потужність з установок, а саме 660 МВт. Сформовано наступні варіанти (j = 1–8):

- 1 ПТУ на вугіллі (660 МВт);
- 2 3 ПТУгаз + 4 ГПУ (3×200 + 4×18 = 672 МВт);
- 3 ПТУгаз + ПГУ (200 + 485 = 685 МВт);
- 4 ПГУ + 10 ГПУ (485 + 10×18 = 665 МВт);
- 5 ПГУ + ГТУ + 3 ГПУ (485 + 120 + 3×18 = 659 МВт);
- 6 5 ГТУ + 4 ГПУ (5×120 + 4×18 = 672 МВт);
- 7 2 ПТУгаз + 2 ГТУ + ГПУ (2×200 + 2×120 + 18 = 658 МВт);
- 8 37 ГПУ (37×18 = 666 МВт).

Розраховано вартість старту C_{cmj} залежно від часу простою установок (за умови вартості природного газу 233 USD/1000 м³), якщо вищенаведені установки за варіантами 1–8 простоюватимуть (годин): 1, 2, 4, 5, 12, 40, 48 – це точки переходу від холодного до теплового і гарячого станів, за кожним з j варіантів за формулою:

$$C_{cmj} = \sum_{i=1}^n (c_{cmi}^{num} N_i), \quad (2)$$

де n – кількість установок у кожному варіанті;
i – номер установки;
 c_{cmi}^{num} – питома вартість старту для кожної установки, USD/МВт;
 N_i – номінальна потужність кожної установки, МВт.

Результати розрахунків за формулою (2) наведено в табл. 3.

З даних поділу часу простою на гарячий, теплий і холодний та результатів розрахунків з табл. 3 видно, що вартість старту (для балансування потужності 660 МВт) найбільша для ПТУ, що пра-

Таблиця 3. Вартість старту залежно від часу простою (для балансування потужності 660 МВт)

Простій, год	Вартість старту, тис. дол. США							
	ПТУ кам. вугілля	3 ПТУгаз + 4 ГПУ	ПГУ + ПТУгаз	ПГУ + 10 ГПУ	ПГУ + ГТУ + 3 ГПУ	5 ГТУ + 4 ГПУ	2 ПТУгаз + 2 ГТУ + ГПУ	37 ГПУ
1	196,680	60,336	44,420	32,060	31,112	21,936	46,764	25,308
2	196,680	61,488	44,420	34,940	40,496	65,688	64,092	35,964
4	196,680	103,488	58,420	34,940	40,496	65,688	92,092	35,964
5	196,680	103,488	72,485	49,005	54,561	65,688	92,092	35,964
12	250,140	103,488	72,485	49,005	54,561	65,688	92,092	35,964
40	362,340	103,488	88,975	65,495	71,051	65,688	92,092	35,964
48	362,340	134,688	99,375	65,495	71,051	65,688	112,892	35,964

цюють на кам'яному вугіллі. Вона у 2,5–4 рази перевищує вартості старту для установок, що працюють на природному газі. А найменші вартості старту будуть: при простоюванні до 2 год у варіанті 6 (5 ГТУ + 4 ГПУ), для варіанту 8 (37 ГПУ) вартість старту на 3,372 тис. USD більша; при простоюванні від 2 год до 5 год у варіанті 4 (ПГУ + 10 ГПУ), для варіанту 8 (37 ГПУ) вартість старту на 1 тис. USD більша; при простоюванні більше 5 год найменша для варіанту 8 (37 ГПУ).

Розрахунки вартості старту зроблено з урахуванням ціни природного газу 233 USD/1000 м³, яка надана у вихідних даних роботи [3], але його ціна в ринкових умовах може коливатися в широкому діапазоні – від 200 до 500 USD/1000 м³ і вище. Юрій Вітренко на Всеукраїнському форумі «Україна 30. Платіжка» повідомив [5], що собівартість видобутку, наприклад, Державною компанією «Укргазвидобування» складає приблизно 2,6 грн/м³. Продається цей газ за 6,99 грн, але в 6,99 грн входить і тариф на транспортування газу магістральними газопроводами, також в цю ціну включаються податки, які платить «Нафтогаз» до держбюджету.

Вартості старту для різних цін палив C_{cm2} можна перерахувати по відношенню до цін, які були у 2018–2019 рр. – 233 USD/1000 м³ для газу [3]; 92,5 USD/т середня для кам'яного вугілля [8], за частками паливних витрат $k_{нал}$ у вартості електроенергії (LCOE) для кожної конкретної установки.

Витрати різних технологій виробництва електроенергії (для ГТУ, ПГУ, ПТУ великої потужності) в окремих країнах світу представлені в звіті Міжнародної енергетичної агенції (МЕА) «Projected Costs of Generating Electricity 2020» [6]. За таблицями звіту проаналізовано складові витрат та нормовану вартість електроенергії за умов роботи з коефіцієнтом використання встановленої потужності (КВВП) 85% і ставкою дисконтування 10%, розраховано середні значення $k_{нал}$, які складають: 0,478 для ПГУ (за 10 установками); 0,553 для ГТУ (за 14 установками); 0,273 для ПТУ НКТ (за 4 установками Австралії та США) і 0,333 для ПТУ ультранадкритичного тиску (УНКТ) (за 5 установками Індії, Китаю, Кореї, Японії), що працюють на кам'яному вугіллі; але у роботі [6] не має даних для ПТУ, що працюють на природному газі, і ГПУ.

У звіті Департаменту бізнесу, енергетики та промислової стратегії (BEIS) Великобританії [7] представлено оцінки витрат та технічні характеристики технологій генерації електроенергії за різної кількості годин роботи установок за рік у 2018 р. і прогнозовані на 2025–2040 роки. Так у 2018 р. розраховані за даними звіту частки паливних витрат $k_{нал}$ у вартості електроенергії склали: 0,465 для ПГУ;

від 0,36 до 0,44 для ГТУ потужністю від 100 МВт до 600 МВт при роботі 2000 год/рік; 0,515 для ГПУ при роботі 2000 год/рік.

До вже розрахованої вартості старту C_{cm1} додається зростання паливної складової з коефіцієнтами: $k_{cm} = k_{нал} (L_{газ} / 233 - 1)$ для установок, що працюють на природному газі; $k_{cm} = k_{нал} (L_{вуг} / 92,5 - 1)$ для установок, що працюють на кам'яному вугіллі; інші складові вартості старту не змінюються. Формула для розрахунку вартості старту за різних цін палив:

$$C_{cm2} = C_{cm1} (1 + k_{cm}). \quad (3)$$

Наприклад, при зростанні ціни палива вдвічі вартість старту складе $C_{cm2} = C_{cm1} (1 + k_{нал})$ і збільшиться на $C_{cm1} k_{нал}$.

Але для більш коректного порівняння установок теплової енергетики, що працюють у маневрених режимах, необхідно також визначити вплив таких режимів на ресурсні показники і надійність роботи. Врахування при оптимізації ресурсних показників і пов'язаних з ними витрат дозволяють підвищити ефективність експлуатації енергетичного обладнання.

У ГОСТ Р 52527-2006 [9] (в Україні подібного ДСТУ немає, тому використано російські дані для подібного енергетичного обладнання) для прогнозування ресурсу запропоновано користуватися поняттям еквівалентного напрацювання (service hours – SH). SH – це сума інтервалів часу в годинах від запалення основного факелу до його погасання. Еквівалентне напрацювання залежить: від кількості різних видів пусків і кількості аварійних пусків з окремими коефіцієнтами для кожного; кількості різких змін температури. Виробник визначає передбачуваний щорічний набір режимів, подає рекомендовану періодичність технічного обслуговування з коефіцієнтами для різних видів палива і обмежень режимів.

Загальноприйняті режими роботи:

А – постійний на повну потужність;

В – базове навантаження (при роботі з енергосистемою);

С – напівпіковий (при роботі з енергосистемою);

Д – змінний між базовим і піковим навантаженням;

Е – добовий циклічний;

Ф – піковий (при роботі з енергосистемою);

Г – оперативний резерв;

Н – спеціальний (для конкретного замовника).

Ресурсні показники газотурбінних установок.

При експлуатації газових турбін у змінних режимах значно знижується ресурс основних термічно напружених елементів та збільшуються витрати на ремонт. Ресурсні показники ГТУ при роботі в маневрених режимах представлено в табл. 4.

Ресурсні показники паротурбінних установок.
З підвищенням початкових параметрів пари сучасних парових турбін за їх участі в регулюванні змінного навантаження енергосистеми напруга ротора турбіни дедалі збільшується, циклічні зміни температури і тиску при пусках і зупинках викликають малоциклову втому металу і стають основним фактором зниження його ресурсу.

У роботі [10] розраховано еквівалентне напруження і витрати енергоблоку 300 МВт з турбіною К-300-23,5 при обов'язкових 100 пусках з холодного стану для наступних режимів роботи протягом призначеного ресурсу 220 тис. год:

- 1 – робота в базовому режимі 7000 год/рік;
- 2 – щодобове розвантаження на 7 год до 50% номінального навантаження;
- 3 – щодобова зупинка на 7 год;
- 4 – розвантаження на 7 год до 50% номінального навантаження в робочі дні і зупинка на вихідні;
- 5 – зупинка на суботу і неділю та на 7 год в робочі дні;
- 6 – лімітовані пуски: 1000 – з нестиглого стану, 2000 – з гарячого стану, інший час енергоблок працює з базовим навантаженням;

7 – лімітовані пуски: 1000 – з нестиглого стану, 2000 – з гарячого стану, інший час енергоблок розвантажується до 50% номінального навантаження в суботу і неділю та вночі в робочі дні.

Ресурсні показники роботи енергоблоку 300 МВт з турбіною К-300-23,5 у маневрених режимах надано в табл. 5.

Найбільш ефективними за ресурсними показниками є 2 і 4 режими роботи, а варіанти 3 і 5 мають максимальні прирости собівартості електроенергії і перевищують нормативні показники за кількістю пусків-зупинок.

У стандарті [11] з експлуатації парових стаціонарних турбін (в Україні подібного немає, тому використано російські дані для подібного енергетичного обладнання) надано такі норми і вимоги. Конденсаційні турбіни зазвичай розраховані на певну кількість пусків за весь період експлуатації: ≥ 1000 з нестиглого стану (після зупинки на 24–55 год), 2000 з гарячого стану (після зупинки на 5–8 год). Теплофікаційні турбіни повинні бути розраховані на загальну кількість пусків за весь період експлуатації ≥ 1800 з різних теплових станів, у тому числі 100 з холодного стану.

Таблиця 4. Ресурсні показники газотурбінних установок при роботі в маневрених режимах [9]

Показники	Режим А		Режим В		Режим С		Режим D	
	Значення	Діапазон	Значення	Діапазон	Значення	Діапазон	Значення	Діапазон
Час роботи (напрацювання) SH, год	8200	8000–8600	7000	6000–8000	5000	3000–6000	2500	2000–3000
КВВП, %	91	90–100	80	70–90	57	35–70	34,2	20–50
Пуски з запалюванням (ПЗ), шт.	20	3–40	50	20–80	40	10–60	85	40–120
Відношення SH/ПЗ	410	>200	140	75–400	125	60–400	30	30–60
Прискорені пуски, шт.	0	–	0	–	0	–	1	0–5
Екстрені зупинки, шт.	4	0–8	4	1–8	3	1–6	3	1–6
Режими роботи	Режим Е		Режим F		Режим G			
	Значення	Діапазон	Значення	Діапазон	Значення	Діапазон		
Час роботи (напрацювання), год	3000	2000–4000	400	200–800	48	20–80		
КВВП, %	34,2	20–50	4,5	2,2–10	0,5	0,2–0,9		
Пуски з запалюванням (ПЗ), шт.	240	220–270	100	60–150	30	10–120		
Відношення SH/ПЗ	12,5	10–18	4	3–8	1,6	0,5–2		
Прискорені пуски, шт.	3	0–10	5	0–20	10	0–20		
Екстрені зупинки, шт.	3	1–6	2	1–6	1	0–2		

Таблиця 5. Ресурсні показники енергоблоку 300 МВт з турбіною К-300-23,5 у маневрених режимах [10]

Показники	Варіанти роботи					
	2	3	4	5	6	7
Еквівалентне напрацювання енергоблоку протягом терміну служби, тис. год	174	225	159	195	170	175
Зростання витрат на ремонтне обслуговування в порівнянні з базовим варіантом	4,5 %	в 3,9 рази	21%	в 3 рази	64%	70%

Ресурсні показники парогазових установок. У стандарті [12] з експлуатації та технічного обслуговування ПГУ (в Україні подібного стандарту немає, тому використано російські дані для подібного енергетичного обладнання) надані такі вимоги. Кількість годин роботи ПГУ до списання в базовому режимі використання повинна становити ≥ 200 тис. год для обладнання паросилової частини ПГУ і ≥ 100 тис. год – для ГТУ. ПГУ повинні забезпечувати можливість виведення обладнання в резерв на неробочі дні (від 24 до 25 год) і на нічний час (від 5 до 8 год).

Устаткування ПГУ (крім ГТУ) має бути розраховане [12] на ≥ 10000 пусків-переривань роботи за весь термін служби. При цьому кількість пусків з холодного стану повинна становити $\geq 20\%$ від загальної кількості пусків, з неостиглого стану – $\geq 40\%$. Ресурс до прийняття рішення про заміну або продовження ресурсу ГТУ повинен становити ≥ 5000 пусків (або 100 тис. год роботи). Для утилізаційних теплофікаційних ПГУ допускається розрахунковий ресурс за загальною кількістю пусків приймати ≥ 5000 . Тривалість роботи енергоблоків протягом календарного року має становити: для базового режиму роботи ≥ 6500 год; для напівпікового режиму роботи від 4000 до 6500 год; для пікового режиму роботи > 4000 год.

Ресурсні показники газопоршневих установок. Загальний моторесурс газопоршневих електростанцій знаходиться в межах 250 тис. год, ресурс до капітального ремонту складає 60–80 тис. год [13]. Крім значного моторесурсу до переваг ГПУ варто віднести: необмежену кількість пусків; необхідний низький тиск паливного газу (0,01–0,035 МПа); не вимагають дожимного компресора.

Завдяки багатоблоковості середнє напрацювання одного блоку, залежно від фактичного профілю навантаження, може бути значно нижчим від річної тривалості роботи всієї газопоршневої електростанції. При багатоблоковій конфігурації електростанції у блоків може бути різна тривалість роботи. Це дозволяє складати графік технічного обслуговування таким чином, що на сервіс одноразово виводиться лише один блок, в резуль-

таті чого в будь-який момент часу забезпечується максимальна генеруюча потужність. Технічне обслуговування рекомендується проводити в періоди найменшої потреби в енергії. Для поршневих двигунів розрахунок еквівалентного напрацювання не застосовується. Це означає, що кількість пусків і зупинок не впливає на регламент технічного обслуговування.

Завдяки багатоблоковості можуть бути досягнуті найвищі показники готовності та надійності електростанції. За відповідності фактичної потужності максимальному навантаженню готовність електростанції (по потужності) перевищує 96,5%. При додаванні резервного блоку готовність може бути збільшена до 99%, а при додаванні другого резервного блоку готовність перевищить 99,9% [13]. ГПУ мають найменший час пуску, здатні тривалий час працювати при часткових навантаженнях практично без зниження ККД і без зменшення ресурсу, надійні в експлуатації.

Оскільки витрати в Україні наближені до світових можливо зробити висновок, що визначені технічні і економічні показники технологій теплової енергетики можливо застосовувати для моделювання заходів з підвищення маневрених можливостей енергосистеми України.

ВИСНОВКИ

Сформульовано аналітичні залежності для розрахунків ККД для різних технологій теплової енергетики залежно від фактичних навантажень. Вони можуть бути використані для моделювання додаткових заходів з підвищення маневрених можливостей енергосистеми, вибору найбільш економічного складу обладнання при різних електричних навантаженнях.

Визначено вартості старту набору різних установок теплової енергетики з приблизно однаковою сумарною потужністю для балансування енергосистеми (приклад потужності 660 МВт) за різного часу простою. Вартість старту найбільша для ПТУ, що працюють на кам'яному вугіллі. А найменші вартості старту будуть: при простоюванні до 2 год у варіанті з 5 ГТУ і 4 ГПУ; при простоюванні від 2 до 5 год у варіанті з ПГУ + 10 ГПУ;

при простоюванні більше 5 год найменша для варіанту з 37 ГПУ.

Для порівняння техніко-економічних показників технологій теплової енергетики, що працюють у маневрених режимах, отримано формули для перерахунку вартості старту залежно від цін палив.

Аналіз ресурсних показників установок теплової енергетики в базовому режимі показав, що ресурс до прийняття рішення про заміну або продовження ресурсу використання повинен бути: 100 тис. год роботи для ГТУ; 200 тис. год для обладнання паросилової частини ПГУ і ≥ 100 тис. год для ГТУ; 220 тис. год для ПТУ; 250 тис. год для ГПУ. Визначено ресурсні показники в маневрених режимах, вони залежать від багатьох чинників: кількості годин роботи, режимів роботи, кількості різних видів пусків.

Існуючі в ОЕС України генеруючі джерела теплової енергетики фактично вичерпали фізичні можливості для забезпечення регулювання навантаження, тому необхідно вводити нові високманеврені потужності, для визначення обсягів впровадження яких можливо застосовувати отримані технічні та економічні показники технологій теплової енергетики.

Роботу виконано за напрямом «Підтримка пріоритетних для держави наукових досліджень і науково-технічних (експериментальних) розробок» бюджетної програми КПКВ 6541230

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ: Укренерго, 2020. 121 с. URL: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy_zasidan/2021/cherven/16.06.2021/p15_16-06-21.pdf (дата звернення: 21.06.2021).

2. Коберник В.С. Витрати палива технологій теплової енергетики в маневрених режимах. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 4(63). С. 45—49. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.045>

3. Generator Technical and Cost Parameters. Aurecon Australasia Pty Ltd. 23.07.2020. URL: <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/projects/2016/11/508986-REP-ElectraNet-Generator-Technical-And-Cost-Parameters-23July2020.pdf> (дата звернення 26.04.2021).

4. Мельников А.С., Попов Б.И. Определение эффективности конденсационных и теплофикационных турбоагрегатов на основе энергетических характеристик турбин. *Весті НАН Беларусі. Сер. Фізико-технічних*

наук. 2019. № 4. С. 438—446. URL: <https://vestift.belnauka.by/jour/article/view/546/444> (дата звернення 25.04.2021).

5. Нижче трьох гривень за куб: Вітренко назвав собівартість видобутку українського газу. *УНІАН*. 16.02.2021. URL: <https://www.unian.ua/economics/energetics/cina-gazu-v-lyutomu-2021-vitrenko-nazvav-sobivartist-vidobutku-ukrajinskogo-gazu-novini-sogodni-11323163.html> (дата звернення 26.04.2021).

6. Projected Costs of Generating Electricity. IEA. 2020. 223 p. URL: https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf (дата звернення 19.04.2021).

7. Electricity generation costs. 2020. 72 p. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/911817/electricity-generation-cost-report-2020.pdf (дата звернення 19.04.2021).

8. Commodity price of coal in Australia from 1980 to 2020 with a forecast until 2035. 2021. <https://www.statista.com/statistics/252771/coal-prices/> (дата звернення 14.05.2021).

9. ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999). Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность. М.: Стандартинформ. 2006. 20 с. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data/25/2560.pdf> (дата звернення 24.05.2021).

10. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Оценка ресурсных и экономических показателей работы паротурбинных энергоблоков ТЭС при переменных режимах. *Теплоэнергетика*. 2016. № 8. С. 25—31. URL: https://www.researchgate.net/publication/305413290_Ocenka_resursnyh_i_ekonomiceskih_pokazatelej_raboty_paroturbinnih_energoblokov_TES_pri_peremennyh_rezimah (дата звернення 26.05.2021).

11. ГОСТ 24278-2016. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования. М.: Издательство стандартов, 2016. 17 с. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data/641/64101.pdf> (дата звернення 26.05.2021).

12. СТО 70238424.27.100.016-2009 Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. 2009. 20 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200093675> (дата звернення 24.05.2021).

13. Решения для электростанций Wärtsilä. 2016. 92 с. URL: https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/local-files/russia/power-plants/power-plants-solutions_russian_06_2016.pdf?sfvrsn=caf86444_2 (дата звернення 08.04.2021).

Надійшла до редколегії 25.06.2021