

УДК 621.438

М. М. Чепурний, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н.; С. В. Поліщук
ГАЗОПАРОВІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ГАЗОВИХ І
ПРОТИТИСКОВИХ ПАРОВИХ ТУРБІН

Запропоновано методику визначення основних показників роботи газопарових установок, побудовано залежності для їх визначення, розглянуто варіанти застосування газотурбінних надбудов на теплоелектроцентралях промислових підприємств.

Ключові слова: газова турбіна; котел утилізатор; протитискова турбіна; газопарова установка.

Вступ

Статистичні дані свідчать про те, що світове споживання електроенергії за останнє десятиліття збільшилось майже на 30 %. Прогнозоване споживання електроенергії в Україні до 2030 року має збільшитися в 2,5 – 3 рази порівняно з 2005 роком [1]. Рівень зношеності основних фондів вітчизняної теплової енергетики складає вже понад 90 % [2, 3]. Більшість енергоблоків на теплових електростанціях (ТЕС) України не тільки вичерпали проектний ресурс роботи, але в 2 – 3 рази перевищують його. Такі енергоблоки мають підвищену аварійність і низьку ефективність, і їх потрібно виводити з експлуатації. Їх не можна використовувати для покриття напівпікових, а тим більше пікових навантажень. За даними інституту вугільних енерготехнологій НАНУ, у 2010 році в Україні не використано 7930 МВт установленої потужності. На модернізацію, реконструкцію наявних та введення в дію нових енергоблоків необхідно витратити по 2 млрд. дол. США щорічно протягом 20 років [3].

Переважне спалювання вугілля на вітчизняних енергоблоках потребує виконання високих екологічних вимог. За даними МАГАТЕ, смертність населення в районах вугільних ТЕС у 10 разів вища, ніж у районах ТЕС, які працюють на газоподібному паливі. Необхідність розв'язання екологічних проблем змусила Євросоюз піти на значне зменшення використання вугілля. До 2030 року в країнах Західної Європи планують половину електроенергії виробляти на електростанціях, які використовують газоподібне паливо.

Останнім часом у світовій енергетиці з'явилась тенденція зменшення одиничної потужності джерел енергії (розосереджена генерація), яка передбачає застосування великої кількості електростанцій невеликої потужності. Такі електростанції з комбінованим виробництвом енергії мають забезпечити надійність та якість енергопостачання в певному регіоні, покращити ефективність використання палива та гнучкість регулювання енергосистеми. Одним із напрямків реалізації зазначеної стратегії є застосування газотурбінних технологій.

Майже 70 % приросту нових енергорегульованих потужностей у світі відбувається за рахунок газотурбінних установок (ГТУ) простого циклу і парогазових або газопарових (ГПУ) установок. Таким установкам, як відомо, властива висока ефективність та маневреність у роботі [4 – 7]. Газові турбіни не потребують великих майданчиків для розташування, можуть працювати на газоподібному або рідкому паливі, мають короткий термін введення в експлуатацію, високу питому потужність і високий ступінь автоматизації. Зважаючи на це, використання природного газу не може бути стримувальним чинником для більш широкого впровадження газових турбін. Україна входить у десятку провідних країн світу, які мають повний цикл проектування та виробництва ГТУ для енергетики. Створена необхідна матеріальна база ГТУ з електричними потужностями 2,5 – 135 МВт і коефіцієнтами корисної дії (ККД) до 0,37.

Перспективність застосування ГПУ для комбінованого виробництва теплоти та електроенергії загально визнана і є однією із складників розв'язання проблеми нарощення електроге-

нерувальних потужностей та енергозбереження. Такі ГПУ можуть бути створені шляхом газотурбінних надбудов на багаточисельних теплоелектроцентралях (ТЕЦ) промислових підприємств невеликої потужності, які постачають пару технологічним споживачам і системам теплофікації. Такі ТЕЦ оснащені, як правило, протитисковими турбінами, яким властиві висока енергетична ефективність і тепла продуктивність. Ефективність застосування ГПУ на основі конденсаційних і теплофікаційних турбін розглянуто в [6, 7].

Зважаючи на вищевикладене, ми поставили завдання розглянути можливість застосування ГПУ на основі наявних типів ГТУ і паротурбінних установок (ПТУ) з протитисковими турбінами, а також визначити показники роботи таких комбінованих енергоустановок.

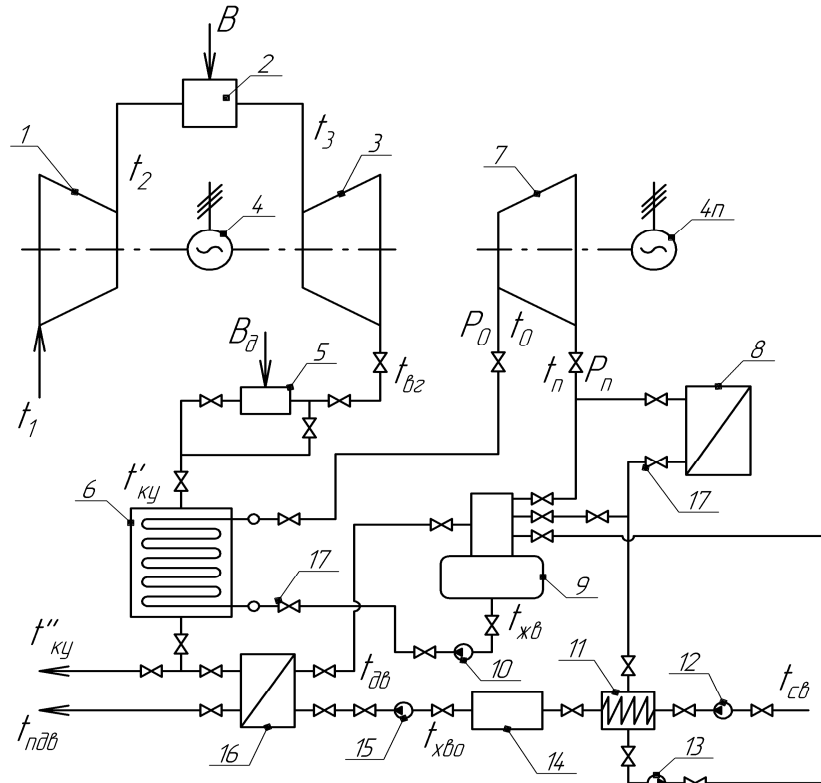


Рис. 1. Принципова теплова схема газопарової установки: 1 – компресор; 2 – камера згорання; 3 – газова турбіна; 4 – електрогенератор; 5 – блок додаткового спалювання палива; 6 – котел-утилізатор; 7 – парова протитискова турбіна; 8 – споживачі пари; 9 – деаератор; 10 – живильний насос; 11 – підігрівник сирої води; 12 – насос сирої води; 13 – дренажний насос; 14 – хімоводоочистка (ХВО); 15 – насос ХВО; 16 – газовий підігрівник додаткової води; 17 – запірні арматури

Основні результати

Запропоновано таку схему газопарових установок, створених на основі ГТУ і ПТУ з протитисковими турбінами (рис. 1). До складу ГТУ входять: компресор 1; камера згорання 2; газова турбіна 3; електрогенератор 4; блок додаткового спалювання палива 5; котел-утилізатор 6 і газовий підігрівник додаткової води 16. Блок додаткового спалювання палива (БДСП) призначений для підвищення температури відпрацьованих у ГТУ газів $t_{г2}$ до температури $t'_{ку}$ на вході в котел-утилізатор у разі необхідності. У котлі-утилізаторі генерують водяну пару певного тиску P_0 і температури t_0 . Газовий підігрівник призначений для підігріву додаткової води із хімоводоочистки (ХВО) в разі неповного повернення зворотного конденсату від технологічних споживачів пари 8. Теплова схема ПТУ складається із протитискової турбіни споживачів пари 8; деаератора 9; живильного насоса 10; підігрівника сирої води 11; насоса сирої води 12; дренажного насоса 13; хімоводоочистки 14; насоса ХВО 15. На схемі також нанесені позначення температур у характерних точках.

Заводські гарантійні характеристики деяких типів ГТУ наведені в табл. 1, а протитискових турбін невеликої потужності – в табл. 2.

Таблиця 1

Характеристики газотурбінних установок

Показники	Тип ГТУ або двигуна							
	ГПА-12	ГП-16	ГТ-20	ГТД-25	НК-37-1	ГТД-45	ГТД-60	ГТГ-110
Електрична потужність, МВт	12	17	20	27,5	30	45	60	110
Температура газів перед турбіною, °С	1080	1070	1250	1250	1220	1170	1170	1210
Міра підвищення тиску	15,8	20	21	21,8	23,4	15	15	14,7
Температура газів за турбіною, °С	450	420	520	490	455	490	490	517
Коефіцієнт корисної дії	0,34	0,355	0,365	0,36	0,37	0,35	0,35	0,36
Витрата умовного палива, кг/с	1,204	1,634	1,870	2,607	2,760	4,388	5,850	10,428

Таблиця 2

Характеристики протитискових турбін

Показники	Тип парової турбіни											
	P-1,5-15/3	P-1,5-15/6	P-2,5-15/3	P-2,5-15/6	P-2,5-35/3	P-2,5-35/6	P-4-35/3	P-4-35/6	P-6-35/3	P-6-35/6	P-12-35/5	
Електрична потужність, МВт	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	2,5	4	4	6	6	12	
Параметри пари перед турбіною: тиск, МПа	1,47	1,47	1,47	1,47	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43	3,43	
Температура, °С	350	350	350	350	435	435	435	435	435	435	435	
Ентальпія, кДж/кг	3150	3150	3150	3150	3305	3305	3305	3305	3305	3305	3305	
Температура пари в протитиску, °С	190	260	193	256	200	250	192	247	186	244	224	
Ентальпія пари в протитиску, кДж/кг	2845	2978	2831	2970	2866	2958	2830	2950	2837	2945	2907	
Витрата пари на турбіну, т/год	21,8	35,2	34,3	63	29,2	32,6	35,6	44,8	50,5	66,6	114,7	

Витрату умовного палива на ГТУ визначають за формулою, кг/с

$$B = N_e / (\eta_e \cdot Q_y) = N_e / (\eta_e \cdot 29,3) = 0,03413 N_e / \eta_e, \quad (1)$$

де N_e – електрична потужність ГТУ, МВт; η_e – коефіцієнт корисної дії (ККД) ГТУ; $Q_y = 29,3$ МДж/кг – теплота згорання умовного палива.

Потужність відпрацьованих у ГТУ газів, МВт

$$Q_{e2} = (G_r \cdot C_{p_r} \cdot t_{e2}) \cdot 10^{-3} = N_e \cdot (1 - \eta_e) / \eta_e = B \cdot Q_y - N_e, \quad (2)$$

де G_r – масова витрата газів, кг/с; C_{p_r} – ізобарна теплоємність газів, кДж/(кг·К); t_{e2} – температура газів за газовою турбіною, °С.

Коефіцієнт використання теплоти відпрацьованих у ГТУ газів (коефіцієнт утилізації)

$$\psi = (t_{e2} - t_{ky}''') / (t_{e2} - t_1), \quad (3)$$

де t''_{ky} – температура газів за котлом-утилізатором; t_1 – температура зовнішнього повітря, яка за міжнародними правилами складає 15 °С.

Теплова потужність котла-утилізатора, МВт

$$Q_{ky} = Q_{bz} \cdot \psi = N_z \cdot \psi \cdot (1 - \eta_z) \cdot \eta_z = N_z \cdot \phi. \quad (4)$$

З метою спрощення розрахунків значення коефіцієнтів ϕ наведено на рис. 2.

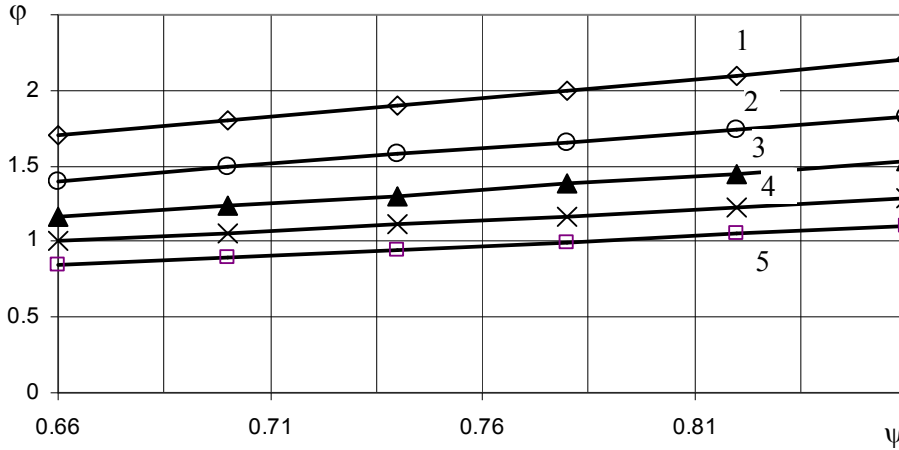


Рис. 2. Значення коефіцієнтів ϕ : 1 – $\eta_r = 0,28$; 2 – 0,32; 3 – 0,36; 4 – 0,4; 5 – 0,44

Для створення газопарових установок на основі конкретних ГТУ і ПТУ необхідно, щоб температура газів на вході в котел-утилізатор перевищувала температуру генерованої пари щонайменше на 100 °С. Ця умова може бути реалізована за допомогою додаткового спалювання палива в БДСП. При цьому спалювання додаткового палива здійснюється в середовищі відпрацьованих у ГТУ газів, вміст кисню в яких, як правило, складає 13 – 16 %. Такий захід, за даними [9], зменшує вміст оксидів азоту в продуктах згорання майже вдвічі.

Із табл. 1 видно, що, крім ГТГ-16, газотурбінні установки інших типів здатні генерувати в котлі-утилізаторі пару з температурою $t_0 = 350$ °С без додаткового спалювання палива. Генерація пари з температурою $t_0 = 435$ °С потребує додаткового спалювання палива до котла-утилізатора для всіх наведених типорозмірів ГТУ. Крім того, для створення газопарових установок необхідно, щоб потужність котла-утилізатора дорівнювала потужності паротурбінної установки, яка складається із потужності електрогенератора ПТУ N_n і теплової потужності споживачів пари Q_{cn} , тобто

$$Q_{ky} = N_n + Q_{cn} = N_n(1 + \varepsilon)/\varepsilon = N_n \cdot \beta, \quad (5)$$

де $\varepsilon = N_n/Q_{cn}$ – частка виробництва електроенергії на тепловому постачанні в ПТУ.

Визначимо спочатку показники роботи ГПУ без додаткового спалювання палива.

Порівнюючи (4) і (5), одержимо

$$N_n/N_z = N^* = \phi/\beta. \quad (6)$$

Значення відносної потужності N^* наведені на рис. 3.

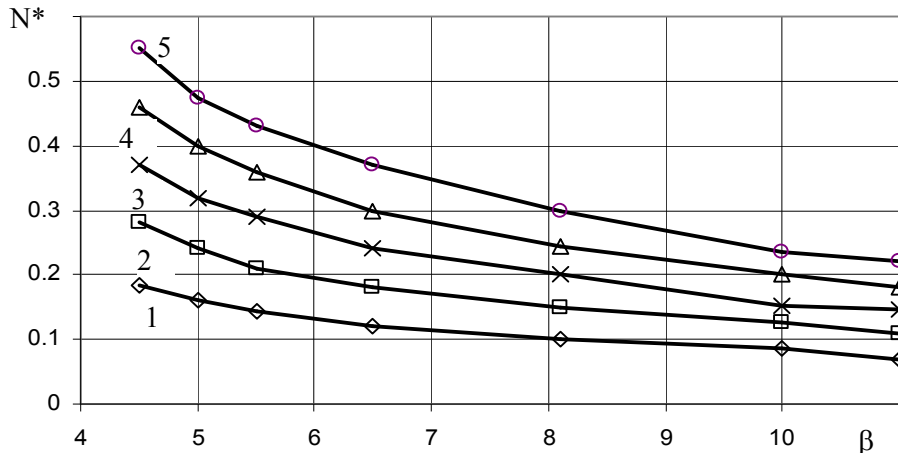


Рис. 3. Значення відносної потужності N^* : 1 – $\varphi = 0,8$; 2 – 1,2; 3 – 1,6; 4 – 2; 5 – 2,4

Електрична потужність газопарової установки дорівнюватиме

$$N_{зну} = N_z + N_n = N_z(1 + \varphi/\beta), \tag{7}$$

З урахуванням (6) неважко визначити

$$N^{**} = N_n / N_{зну} = \varphi / (\varphi + \beta), \tag{8}$$

$$N^{***} = N_z / N_{зну} = \beta / (\varphi + \beta). \tag{9}$$

Отже, для кожної газопарової установки з конкретним складом ГТУ і ПТУ існують цілком закономірні співвідношення між електричними потужностями окремих енергоустановок.

Корисна потужність ГПУ складатиме

$$Q_{зну} = N_z + Q_{кв} = N_z + N_n + Q_{сн} = N_z(1 + \varphi). \tag{10}$$

На підставі (1) і (10) питома витрата умовного палива дорівнюватиме, кг/ГДж

$$b = B \cdot 10^3 / Q_{зну} = 34,13 / [\eta_z(1 + \varphi)] = 34,13 / \gamma. \tag{11}$$

На рис. 4 побудована номограма для визначення питомої витрати умовного палива.

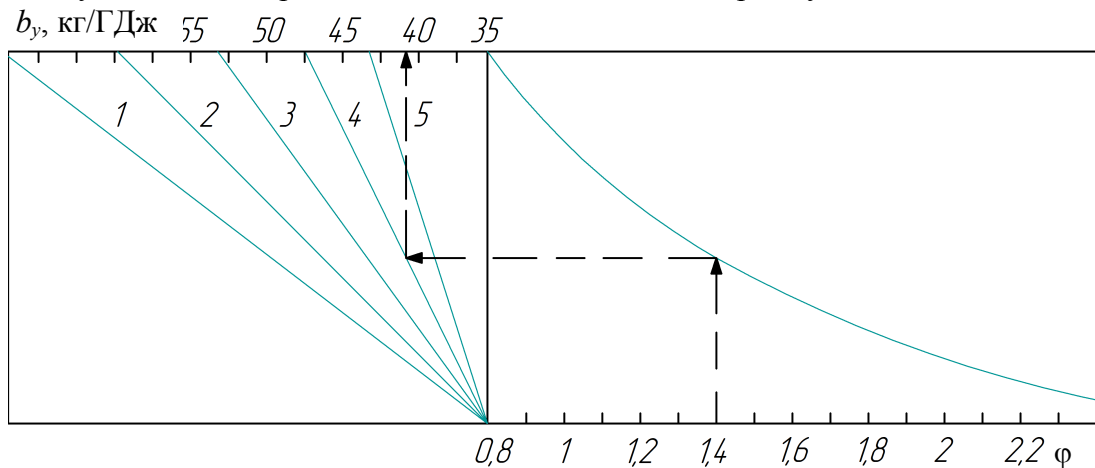


Рис. 4. Номограма для визначення питомої витрати умовного палива:
1 – $\eta_r = 0,28$; 2 – 0,32; 3 – 0,36; 4 – 0,4; 5 – 0,44

Коефіцієнт використання теплоти палива, який разом із величиною питомої витрати умо-

вного палива характеризує ефективність роботи енергоустановок, визначають за формулою [10]

$$K = 34,13/b = \eta_e(1 + \varphi) = \gamma. \quad (12)$$

Отже, величина γ однозначно характеризує ефективність роботи ПГУ, яка зростає зі збільшенням η_r і φ .

Розглянемо тепер особливості роботи ПГУ з додатковим спалюванням палива. І в цьому випадку електричні потужності ГТУ, ПТУ і ГПУ залишаються незмінними, а їх відношення підпорядковуються залежностям (6), (8) і (9). Додаткова витрата умовного палива B_d може бути визначена з рівняння теплового балансу БДСП, а саме

$$G_z \cdot Cp_z \cdot t_{вz} + B_d \cdot Q_y = (G_z + B_d) \cdot Cp_z \cdot t'_{кy}, \quad (13)$$

де витрату відпрацьованих у ГТУ газів визначають за (2).

Перший доданок у лівій частині (13) характеризує потужність відпрацьованих у ГТУ газів $Q_{вг}$, а другий – додаткову потужність спалюваного палива, яка витрачається на підігрів газів до температури $t'_{кy}$.

Загальна витрата умовного палива на ГПУ складатиме, кг/с

$$B_{зпу} = B + B_d = B(1 + \delta), \quad (14)$$

де $\delta = B_d/B$ – частка додаткової витрати палива.

Оскільки корисна потужність ГПУ не змінюється, то питома витрата умовного палива дорівнюватиме, кг/ГДж

$$b' = B_{зпу} \cdot 10^3 / Q_{зпу} = 34,13 \cdot (1 + \delta) / \gamma = b(1 + \delta). \quad (15)$$

При цьому коефіцієнт використання теплоти палива становитиме

$$K' = 34,13/b' = K(1 + \delta). \quad (16)$$

Виходить, що за умови сталої потужності ГПУ додаткове спалювання палива призводить до погіршення ефективності роботи ГПУ, а саме: питома витрата умовного палива збільшується, а коефіцієнт використання теплоти палива зменшується в $(1 + \delta)$ рази.

Для прикладу порівняємо показники роботи двох ГПУ однакової потужності, які працюють без додаткового спалювання палива і за наявності такого. За умови повного повернення зворотного конденсату з температурою 103 °С розрахункова потужність споживачів пари від турбіни Р-1,5-15/6 складає 23,91 МВт, а від турбіни Р-2,5-35/6 – 22,92 МВт. Загальна потужність ПТУ дорівнюватиме $N_{п} + Q_{сп} = Q_{пту} = 23,91 + 1,5 = 22,92 + 2,5 = 25,42$ МВт. Для створення ГПУ на основі зазначених ПТУ із табл. 1 вибираємо з подальшим уточненням газотурбінну установку ГТ-20 з характеристиками: $N_r = 20$ МВт; $\eta_r = 0,365$; $t_{вг} = 520$ °С; $B = 1,87$ кг/с. Температуру газів за котлом-утилізатором беремо такою, що дорівнює: $t'_{кy} = 150$ °С.

Коефіцієнт утилізації, за (3)

$$\psi = (520 - 150) / (520 - 15) = 0,73267.$$

Коефіцієнт φ , за (4)

$$\varphi = 0,73267 \cdot (1 - 0,365) / 0,365 = 1,2746.$$

Потужність котла-утилізатора, за (4), МВт

$$Q_{кy} = 20 \cdot 1,2746 = 25,49.$$

Оскільки потужність котла-утилізатора дорівнює потужностям ПТУ, уточнювати тип ГТУ не потрібно.

Потужність ГПУ, МВт

$$Q_{\text{ony}} = N_z + Q_{\text{omy}} = N_z \cdot (1 + \varphi) = 20 \cdot (1 + 1,2746) = 45,49.$$

Коефіцієнт $\gamma = K$, за (11)

$$\gamma = 0,365 \cdot (1 + 1,2746) = 0,83.$$

Питома витрата умовного палива, за (11), кг/ГДж

$$b = 34,13/\gamma = 34,13/0,83 = 41,12.$$

Створення ГПУ на основі ГТ-20 і парової турбіни Р-2,5-35/6 потребує додаткового спалювання палива для підвищення температури газів на вході в котел-утилізатор.

Потужність відпрацьованих у ГТУ газів, за (2), МВт

$$Q_{\text{вз}} = B \cdot Q_y - N_z = 1,87 \cdot 29,3 - 20 = 34,791.$$

Масова витрата газів, за (2), кг/с

$$G_z = Q_{\text{вз}} \cdot 10^3 / (C_z \cdot t_{\text{вз}}) = 34,791 \cdot 10^3 / (1,1908 \cdot 520) = 56,185.$$

Витрату додаткового палива B_d визначаємо із рівняння (13) за умови, що температура газів перед котлом-утилізатором дорівнює $t'_k = 540$ °С

$$Q_{\text{вз}} + 29300 \cdot B_d = (G_z + B_d) \cdot C_{p_z} \cdot t'_{\text{кз}},$$

$$\text{або } 34791 + 29300 \cdot B_d = (56,185 + B_d) \cdot 1,196 \cdot 540,$$

$$\text{звідки виходить } B_d = 0,0522 \text{ кг/с.}$$

Частка додаткової витрати палива, за (14),

$$\delta = 0,0522/1,87 = 0,0279.$$

Значення питомої витрати умовного палива за (15), кг/ГДж, і коефіцієнта використання теплоти палива, за (16), відповідно

$$b' = 41,12(1 + 0,0279) = 42,26$$

$$K' = 0,83(1 + 0,0279) = 0,807.$$

Отже, у цьому випадку витрата додаткового палива в ГПУ призводить до зменшення ефективності роботи на 2,85 %.

Якби електричну потужність ГТУ ($N_r = 20$ МВт) виробляли на електростанціях енергосистеми з коефіцієнтом корисної дії 0,36, то питома витрата умовного палива складала би 94,44 кг/ГДж, тобто вдвічі більше, ніж на ПГУ.

Газопарові установки, призначені для значного підвищення електричних потужностей у регіоні на основі наявних промислових ТЕЦ, працюють більш ефективно за вищих значень ККД ГТУ і температури відпрацьованих газів. Газотурбінні установки з високою електричною потужністю можуть працювати разом з двома – трьома протитисковими турбінами.

Висновки

1. Отримано прості та зручні для інженерних розрахунків співвідношення щодо визначення основних енергетичних показників роботи газопарових установок на основі промислових ТЕЦ з протитисковими турбінами.

2. Виявлено високу ефективність використання газопарових установок зазначеного типу.

3. Отримані дані є необхідною передумовою для експрес-оцінки ефективності роботи газопарових установок під час планування їх створення на промислових ТЕЦ.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стратегія розвитку паливно-енергетичного комплексу України до 2030 року. – К. : Вид-во Мін-ва палива та енергетики України, 2006. – 123 с.
2. Теплова енергетика. Нові виклики часу // [зб. статей за ред. П. Омеляновського, Й. Мисака]. – Львів : НВФ "Українські технології", 2009. – 658 с.
3. Халатов А. А. Современное состояние и перспективы использования газотурбинных технологий в тепловой и ядерной энергетике, металлургии и ЖКХ Украины / А. А. Халатов, К. А. Ющенко // Пром. теплотехника, 2012. т. 34. – № 6. – С. 31 – 45.
4. Беркнев В. С. Возможный способ повышения мощности и экономичности стационарных комбинированных установок с газовыми турбинами / В. С. Беркнев, В. Л. Иванов, В. А. Фомин // Теплоэнергетика. – 2005. – № 6. – С. 43 – 47.
5. Иванов В. Л. О возможности надстройки энергоблоков газотурбинными установками / В. Л. Иванов, А. В. Клевцов, А. В. Корягин // Энергосбережение и водоподготовка. – 2005. – № 3. – С. 43 – 45.
6. Чепурной М. М. Эффективность применения ГТУ-ТЭС / М. М. Чепурной, С. Й. Ткаченко, Е. С. Корженко. // Энергосбережение. – 2006. – № 10. – С. 24 – 26.
7. Чепурний М. М. Газопарові установки на базі газотурбінних і теплофікаційних парових турбін / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 2. – С. 34 – 38.
8. Номенклатурный каталог. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики / [ред. В. Н. Бутина, О. И. Бурова]. – М. : ИНИИТЭИ – Тяжмаш, 1997. – ч. 3. – 154 с.
9. Морозов О. В. Образование оксидов азота при сжигании газа в среде забалластированного окислителя / О. В. Морозов, А. Д. Горбатенко // Теплоэнергетика. – 1995. – № 4. – С. 39 – 41.
10. Чепурний М. М. Енергозбережні технології в теплоенергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця : ВТНУ, 2009. – 114 с.

Чепурний Марко Миколайович – к. т. н., доцент, професор кафедри теплоенергетики.

Резидент Наталія Володимирівна – к. т. н., старший викладач кафедри теплоенергетики.

Поліщук Сергій Васильович – студент інституту будівництва, теплоенергетики та газопостачання. Вінницький національний технічний університет.