

УДК 621.438

М. М. Чепурний, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н., доц.; Ю. К. Возіян
ГАЗОТУРБІННІ НАДБУДОВИ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ ІЗ
ТЕПЛОФІКАЦІЙНИМИ ТУРБІНАМИ

Запропоновано методику обчислення основних показників роботи теплоелектроцентралей із газотурбінними надбудовами. Побудовано номограму для визначення питомої витрати умовного палива на ГТУ – ТЕЦ.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, теплофікаційна турбіна, газотурбіна установка, умовне паливо, котел-утилізатор.

Стан проблеми

Прогнозоване споживання електроенергії в Україні до 2030 року має зрости більш ніж у 2,5 рази порівняно з 2005 роком [1]. Разом із тим рівень зношеності енергетичного устаткування складає понад 90 %. Більшість енергоблоків на теплових електростанціях України перевищили нормативний термін експлуатації вдвічі та характеризуються підвищеною аварійністю й низькою ефективністю, а тому їх необхідно виводити з експлуатації. Сумарні витрати на реконструкцію або введення в дію нових енергоблоків потужністю 200 – 300 МВт складатимуть не менше 8,5 млрд. дол. США протягом 10 – 15 років [2].

У світовій енергетиці з'явилась тенденція зменшення одиничної потужності джерел енергії (розсереджена генерація), яка передбачає створення багатьох електростанцій невеликої потужності. Такі електростанції мають забезпечити надійне електропостачання в кожному конкретному регіоні та покращити гнучкість регулювання енергосистеми. Уважають, що 70 % електрогенерувальних потужностей буде збільшуватися за рахунок введення в дію газотурбінних установок (ГТУ).

Одним із пріоритетних напрямків розвитку вітчизняної енергетики вважають нарощення виробництва електроенергії на сучасному теплоенергетичному устаткуванні. Актуальним стає впровадження ГТУ з котлами-утилізаторами [3], у яких використовують теплоту відпрацьованих газів. Саме в теплоенергетиці існують реальні можливості використання ефективних технологій за кошти вітчизняних, а не іноземних інвесторів. Використання газотурбінних надбудов дозволяє зменшити питомі витрати палива на виробництво електроенергії та найпростішим засобом модернізувати енергетику на цьому етапі [4 – 10].

В Україні створено необхідну матеріальну базу ГТУ з потужностями 6 – 160 МВт і з коефіцієнтами корисної дії до 0,36. Створення газотурбінних теплоелектроцентралей (ГТУ–ТЕЦ) на базі наявних теплофікаційних ТЕЦ невеликої потужності не лише сприяє підвищенню надійності та ефективності роботи, але й позбавляє від необхідності сплачувати втрати електроенергії в лініях електропередачі в процесі транспортування електроенергії на великі відстані.

Зважаючи на вищевикладене, ставилась задача визначення показників роботи комбінованих газопарових установок (ГПУ), створених за рахунок газотурбінних надбудов парових теплофікаційних турбін на опалювальних муніципальних ТЕЦ.

Основні результати

Принципова теплова схема ГПУ, створеної на базі ГТУ з котлом-утилізатором і теплофікаційної парової турбіни показана на рис. 1, де також позначені тиски (P), температури (t) і витрати газів або пари (G , D) у характерних точках газового і парового

циклів. Індексом «1» помічені параметри навколишнього повітря (за міжнародними стандартами: $P_1 = 101,3$ кПа, $t_1 = 15$ °С) Витрати палива позначено буквою «В».

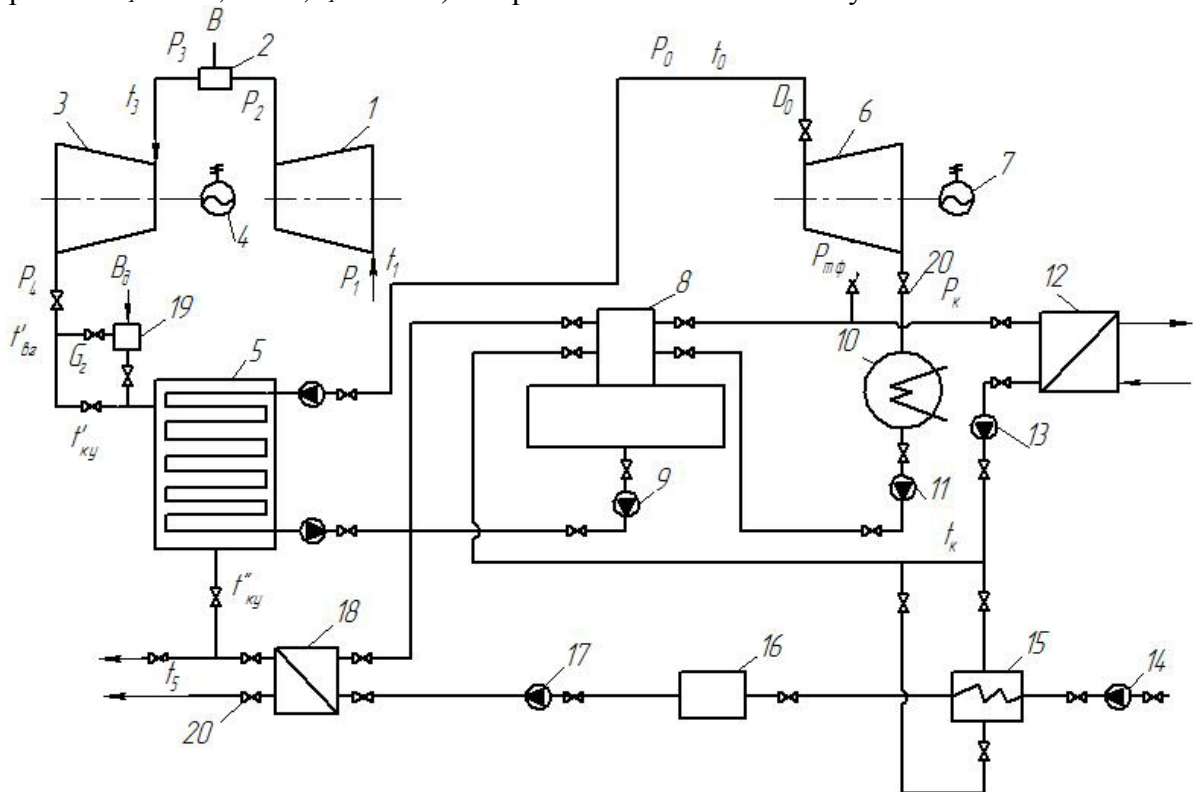


Рис. 1. Принципова тепла схема газопарової установки з теплофікаційною паровою турбіною: 1 – компресор; 2 – камера згорання; 3 – газова турбіна; 4 – електрогенератор ГТУ; 5 – котел-утилізатор; 6 – теплофікаційна парова турбіна; 7 – електрогенератор ПТУ; 8 – деаератор; 9 – живильний насос; 10 – конденсатор; 11 – конденсатний насос; 12 – підігрівник мережної води системи тепlopостачання; 13 – дренажний насос; 14 – насос сирої води; 15 – підігрівник сирої води; 16 – хімовдоочистка (ХВО); 17 – насос ХВО; 18 – підігрівник підживлювальної води; 19 – камера додаткового спалювання палива; 20 – запірні арматури

Парова турбіна має теплофікаційний відбір пари з тиском P_{mf} , із якого заживлені деаератор 8 і підігрівник мережної води 12 потужністю Q_{mf} . Конденсат грійної пари із підігрівника 12 надходить на підігрівник сирої води 15, де, охолоджуючись на 10 °С, підігріває воду перед ХВО 16. Основний конденсат із конденсатора турбіни 10 конденсатним насосом 11 перекачують у деаератор. Із деаератора за допомогою живильного насоса 9 вода надходить у котел-утилізатор 5, в якому генерується пара з тиском P_0 , температурою t_0 і витратою D_0 . Цю пару спрямовують у парову турбіну 6. Відпрацьовані в ГТУ газу в разі необхідності можна підігрівати до потрібної температури за рахунок додаткової витрати палива B_0 , яке спалюють у камері додаткового спалювання (КДС). Спалювання здійснюється без додаткової подачі повітря, оскільки в продуктах згорання за ГТУ міститься 13 – 16% кисню. На виході із котла-утилізатора газу з температурою $t''_{ку}$ додатково охолоджують до температури t_5 у підігрівнику підживлювальної води 18, де підігрівають її перед подачею в деаератор насосом 17. За запропонованою схемою паровий котел паротурбінної установки не працює, а генерація теплової та електричної енергії здійснюється за рахунок палива, яке спалюють у ГТУ.

Витрату умовного палива в ГТУ, як відомо, визначають за формулою [11], кг/с

$$B_2 = N_2 / (Q_y \cdot \eta_2) = N_2 / (29,3 \cdot \eta_2) = 0,03413 N_2 / \eta_2, \quad (1)$$

де N_2 – електрична потужність ГТУ, МВт; η_2 – коефіцієнт корисної дії (ККД) ГТУ; $Q_y = 29,3$ МДж/кг – теплота згорання умовного палива.

Потужність відпрацьованих у ГТУ газів, МВт

$$Q_{вг} = G_2 \left(C_{p2} t_{вг} - C_{p2} t_1 \right) = N_2 (1 - \eta_2) / \eta_2 = B_2 \cdot Q_y - N_2, \quad (2)$$

де G_2 – масова витрата продуктів згорання палива на виході з ГТУ, кг/с; C_{p2} – ізобарна масова теплоємність газів для відповідної температури; $t_{вг}$ – температура газів на виході з газової турбіни, °С.

Коефіцієнт утилізації теплоти відпрацьованих у ГТУ газів у котлі-утилізаторі

$$\psi = (t'_{ку} - t''_{ку}) / (t'_{ку} - t_1), \quad (3)$$

де $t'_{ку}$ і $t''_{ку}$ – температура газів на вході в котел-утилізатор і на виході з нього відповідно.

Зрозуміло, що за відсутністю додаткового спалювання палива в КДС

$$t'_{ку} = t_{вг}.$$

Теплова потужність котла-утилізатора, МВт

$$Q_{ку} = Q_{вг} \cdot \psi = N_2 (1 - \eta_2) \cdot \psi / \eta_2 = N_2 \cdot \varphi. \quad (4)$$

Теплова потужність котла-утилізатора має дорівнювати тепловій потужності ПТУ, тобто

$$Q_{ку} \geq N_n + Q_{mf} + Q_k = Q_{nmy}, \quad (5)$$

де N_n – електрична потужність ПТУ; Q_{mf} – потужність теплофікаційного відбору пари;

Q_k – потужність теплових втрат у конденсаторі турбіни.

З урахуванням (4) останнє рівняння матиме вигляд

$$\varphi \cdot N_2 (1 - \alpha_k) = N_n (1 + \varepsilon) / \varepsilon = N_n \cdot \beta, \quad (6)$$

де $\alpha_k = Q_k / Q_{nmy}$ – частка теплових втрат у конденсаторі; $\varepsilon = N_n / Q_{mf}$ – частка виробництва електроенергії на тепловому постачанні.

У разі газотурбінних надбудов формула (6) необхідна для правильного підбору електричної потужності ГТУ

$$N_2 \geq N_n \beta / (\varphi \cdot (1 - \alpha_k)). \quad (7)$$

Характеристики деяких типів теплофікаційних ПТУ невеликої потужності наведені в табл. 1, у якій також наведено значення загальної та питомої витрати умовного палива за умови індивідуальної роботи ПТУ з паровим котлом.

Таблиця 1

Характеристики теплофікаційних турбін і показники роботи ПТУ

| Показники | Тип турбіни / номер варіанта | | | |
|---|------------------------------|--------|---------|---------|
| | Т-4-35 | Т-6-35 | Т-12-35 | Т-25-90 |
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Електрична потужність, МВт | 4 | 6 | 12 | 25 |
| Тиск пари перед турбіною, МПа | 3,43 | 3,43 | 3,43 | 8,82 |
| Температура пари перед турбіною, °С | 435 | 435 | 435 | 500 |
| Витрата пари на турбіну, т/год | 24,8 | 42,3 | 81,5 | 135 |
| Витрата пари на теплофікацію, т/год | 22 | 35 | 65 | 100 |
| Теплофікаційна потужність, МВт | 14,6 | 21,9 | 43 | 78,41 |
| Повна потужність ПТУ, МВт | 22,60 | 33,67 | 64,88 | 116,21 |
| Частка потужності, втраченої в конденсаторі | 0,334 | 0,349 | 0,337 | 0,302 |
| Частка виробництва електроенергії на тепловому постачанні | 0,274 | 0,275 | 0,279 | 0,337 |
| Витрата умовного палива на ПТУ, т/год | 3,051 | 4,546 | 8,764 | 16,164 |
| Питома витрата умовного палива, кг/ГДж | 45,57 | 45,26 | 44,24 | 43,62 |

Із табл. 1 видно, що температура перегрітої пари перед турбінами t_0 складає 435 °С, або 500 °С. Для досягнення такої температури на виході з котла-утилізатора необхідно, щоб різниця між температурами газу й пари складала не менш як 100 °С, тобто $t'_{ку} = t_0 + 100$ °С.

Аналіз характеристик вітчизняних ГТУ показав, що температура газів за газовими турбінами не перевищує 520 °С.

Це означає, що створення газотурбінних надбудов за запропонованою схемою можна здійснити за умови додаткового спалювання палива в КДС. Додаткову витрату умовного палива (B_{∂}) неважко визначити із рівняння теплового балансу камери додаткового спалювання, кг/с

$$G_2 C_{p2} t_{в2} + B_{\partial} \cdot Q_y = (G_2 + B_{\partial}) C_{p2} t'_{ку}, \quad (8)$$

де масову витрату газів G_2 визначають за (2).

Сумарна витрата умовного палива ГТУ, кг/с

$$B_c = B_2 + B_{\partial} = B_2 (1 + \delta), \quad (9)$$

де $\delta = B_{\partial}/B_2$ – частка додатково спаленого палива.

Корисна потужність ГТУ – ТЕЦ із теплофікаційними паровими турбінами, МВт

$$Q_{тец} = N_2 + N_n + Q_{тф} = N_2 (1 + \varphi(1 - \alpha_k)). \quad (10)$$

Питома витрата умовного палива на ГТУ – ТЕЦ, кг/ГДж

$$b = B_c \cdot 10^3 / Q_{тец} = \frac{34,13(1 + \delta)}{\eta_2 (1 + \varphi \cdot (1 - \alpha_k))} = b_0 (1 + \delta). \quad (11)$$

Коефіцієнт використання теплоти палива на ГТУ – ТЕЦ

$$K_{вти} = 34,13 / b = (1 + \varphi(1 - \alpha_k)) / (1 + \delta). \quad (12)$$

Отже, отримано прості та зручні для інженерних розрахунків співвідношення для визначення показників роботи ГТУ – ТЕЦ, створених на базі газотурбінних надбудов сучасних ТЕЦ із теплофікаційними паровими турбінами. Зазначимо також, що наведена методика придатна для визначення показників роботи ГТУ – ТЕЦ, створених на базі промислових ТЕЦ із турбінами, які мають виробничий відбір пари.

У табл. 2 наведено типи вибраних ГТУ для газотурбінних надбудов теплофікаційних турбін за варіантами в табл. 1. Крім того, тут також наведено основні показники роботи ГТУ – ТЕЦ. Оскільки показники роботи ПТУ, які працюють у складі ГТУ – ТЕЦ, залишаються незмінними, то збільшення витрати палива за рахунок газотурбінних надбудов можна відносити на додаткове виробництво електричної потужності, яка дорівнює потужності ГТУ.

Таблиця 2

Характеристики ГТУ і основні показники роботи ГТУ – ТЕЦ

| Показники | Номер варіанта | | | |
|---|----------------|--------|--------|---------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Тип газотурбінної установки | ГТ-20 | ГТД-25 | ГТД-50 | ГТГ-100 |
| Електрична потужність ГТУ, МВт | 20 | 25 | 50 | 100 |
| Температура газів за турбіною, °С | 520 | 490 | 490 | 517 |
| Коефіцієнт корисної дії | 0,36 | 0,36 | 0,35 | 0,36 |
| Коефіцієнт φ | 1,303 | 1,273 | 1,329 | 1,299 |
| Температура газів після ДКС, °С | 585 | 535 | 535 | 600 |
| Температура газів за котлом-утилізатором, °С | 150 | 150 | 150 | 160 |
| Необхідна електрична потужність ГТУ, МВт | 17,41 | 23,62 | 48,31 | 92,01 |
| Витрата умовного палива на ГТУ, т/год | 5,932 | 8,060 | 16,959 | 31,402 |
| Додаткова витрата умовного палива, т/год | 0,139 | 0,579 | 0,749 | 2,291 |
| Частка додаткової витрати палива | 0,0234 | 0,0718 | 0,0437 | 0,0729 |
| Питома витрата умовного палива на ГТУ – ТЕЦ, кг/ГДж | 46,85 | 46,58 | 47,3 | 47,89 |
| Питома витрата умовного палива в разі роздільної роботи ГТУ, кг/ГДж | 94,7 | 94,68 | 97,5 | 94,8 |

Для спрощення розрахунків величину b_0 можна визначити за допомогою номограми, наведеної на рис. 2.

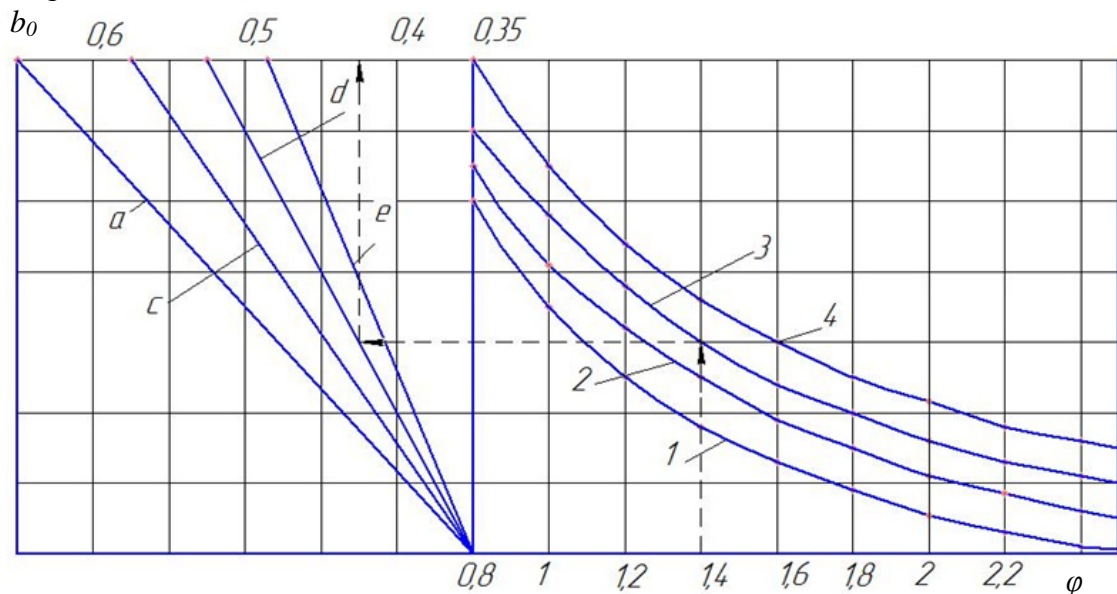


Рис. 2. Номограма для визначення b_0 , кг/ГДж: 1 – $\alpha_{\kappa} = 0,1$; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; $a - \eta_2 = 0,32$; $c - 0,36$; $d - 0,4$; $e - 0,44$

Із табл. 2 видно, що ефективність роботи ГТУ – ТЕЦ дещо нижча, ніж ПТУ за рахунок додаткового спалювання палива. Проте якби електричну потужність ГТУ виробляли в енергосистемі або індивідуально на ГТУ, то ефективність виробництва електроенергії зменшилася б майже вдвічі. Зважаючи на вищевикладене, можна вважати, що створення газотурбінних надбудов на сучасних паротурбінних ТЕЦ цілком виправдане, оскільки без суттєвих капіталовкладень дозволяє збільшити виробництво електроенергії майже в 5 разів.

Висновки

1. Отримані результати дозволяють правильно підбирати електричну потужність ГТУ для газотурбінних надбудов на паротурбінних ТЕЦ, а також оцінювати ефективність роботи створених ГТУ – ТЕЦ.
2. Виробництво електроенергії на ГТУ – ТЕЦ вдвічі ефективніше, ніж в енергосистемі.
3. Найефективніше працюють ГТУ – ТЕЦ, у яких вищий ККД ГТУ і менша частка додаткового спалювання палива.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стратегія розвитку паливно-енергетичного комплексу України до 2030 року. – К. : Вид-во Мін-ва палива та енергетики України, 2013. – 166 с.
2. 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.
3. Резник Н. И. Котлы–утилизаторы АОА "Красный котельщик" для парогазовых и газотурбинных установок / Н. И. Резник, В. В. Иваненко // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 51 – 53.
4. Лившиц И. М. Об использовании возможностей отечественного машиностроения для внедрения парогазовых и газотурбинных технологий в теплоэнергетику / И. М. Лившиц, В. А. Полищук // Энергетик. – 2005. – № 6. – С. 3 – 5.
5. Беркнев В. С. Возможный способ повышения мощности и экономичности комбинированных установок с газовыми турбинами / В. С. Беркнев, В. Л. Иванов, В. А. Фомин // Теплоэнергетика. – 2005. – № 6. – С. 43 – 47.
6. Демидов О. И. Использование газотурбинных установок при реконструкции ТЭЦ промышленного отопительного типа / О. И. Демидов, А. Г. Кутасов, В. М. Корень // Пром. энергетика. – 2004. – № 2. – С. 19 – 25.
7. Чепурной М. Н. Электростанции на базе газоперекачивающих станций / М. Н. Чепурной, Н. В. Резидент // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 1. – С. 55 – 57.
8. Газопарові установки на основі газових і протитискових парових турбін [Електронний ресурс] / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент, С. В. Поліщук // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2014. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/425/423>.
9. Аналіз застосування протитискової турбіни ПР-6-35/5/1,2 для теплофікації [Електронний ресурс] / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент, Є. С. Корженко // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2013. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/354/352>.
10. Чепурной М. Н. Газотурбинная надстройка энергоблоков К-300-240 / М. Н. Чепурной, С. И. Ткаченко, Н. В. Резидент // Вісник НТУ «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ «ХП», 2013. – № 12 (986). – С. 63 – 68.
11. Чепурний М. М. Енергозбережні технології в теплоенергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 114 с.

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

Резидент Наталія Володимирівна – к. т. н., доцент, доцент кафедри теплоенергетики.

Возіян Юлія Костянтинівна – студентка факультету будівництва, теплоенергетики та газопостачання.

Вінницький національний технічний університет.