

УДК 621.438

М. М. Чепурний, к. т. н., доц.;

К. В. Нікіфорова, студ.;

А. А. Катеринич, студ.

ВИКОРИСТАННЯ ПЕРЕПАДІВ ТИСКУ В ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЛІНІЯХ ГАЗІВ І ПАРИ ДЛЯ ЕКОЛОГІЧНО ЧИСТОГО ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Запропоновано схему і визначено ефективність застосування детандер-генераторних агрегатів на газоперекачувальних станціях. Розглянуто доцільність застосування детандер-генераторних агрегатів і шнекових парових турбін в промислових котельнях.

Скорочення введення в дію нових електрогенерувальних потужностей, матеріальний та технічний знос наявного енергетичного устаткування, більшість якого значно перевищило допустимий ресурс роботи — все це суттєво ускладнює забезпеченість України в електроенергії, тим паче, що ефективність її використання в країні дуже низька. Але подальший підйом економіки неможливий без випереджального нарощування електрогенерувальних потужностей. Зважаючи на постійне здороження палива, використання нетрадиційних джерел енергії стає важливою загальнодержавною задачею, яка набула відображення і на законодавчому рівні [1]. Одним із пріоритетних засобів реалізації цієї задачі є утилізація потенціалів тиску парових і газових потоків, яка дає змогу виробляти електроенергію без додаткової витрати органічного палива.

Використання технологічного перепаду тиску газу на газоперекачувальних станціях

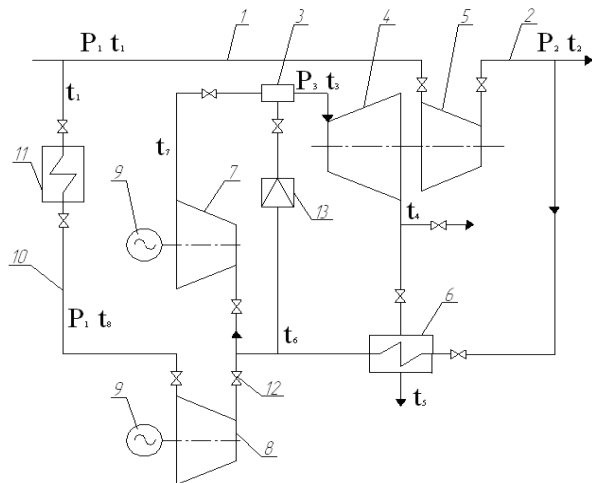


Рис. 1. Принципова схема ГПА з детандер-генераторними агрегатами: 1 і 2 — магістраль низького і високого тиску, відповідно; 3 — камера згорання ГТУ; 4 — газова турбіна; 5 — газоперекачувальний компресор; 6 — підігрівник газу; 7 — детандер газотурбінної установки (ДГА-1); 8 — детандер лінії рециркуляції (ДГА-2); 9 — електрогенератор; 10 — лінія рециркуляції; 11 — газозохолодник; 12 — запірна арматура; 13 — газовий редуктор; P_1, t_1 — параметри газу в подавальній магістралі; P_2, t_2 — параметри газу в нагнітальній магістралі; P_3, t_3 — параметри продуктів згорання на вході в газову турбіну; t_4 і t_5 — температура продуктів згорання на виході з газової турбіни і підігрівника газу, відповідно; t_6 — температура паливного газу за підігрівником газу; t_7 — температура газу за детандером ДГА-1; t_8 — температура газу за детандером ДГА-2

За експертними оцінками на газоперекачувальних (ГПС) і газорозподільних (ГРС) станціях країни щорічно втрачається понад 320 ГВт·год енергії. Світовий досвід свідчить про те, що цю енергію необхідно використовувати, тим більше, що на вітчизняних підприємствах міст Харкова, Кривого Рогу і Сум налагоджено виготовлення детандер-генераторних агрегатів (ДГА). На ГПС України працюють десятки газоперекачувальних агрегатів (ГПА) з приводами від газотурбінних установок (ГТУ), які підвищують тиск в магістральних газопроводах від 5 до 7,45 МПа. Пропонується схема ГПА з двома детандер-генераторними агрегатами: ДГА-1 і ДГА-2, яка показана на рис. 1, з позначенням тисків (P) і температур (t) на окремих ділянках. В детандері 7 (ДГА-1) використовується перепад між тиском в нагнітальній лінії 2 (магістраль високого тиску) і тиском в камері згорання 3 газової турбіни. В детандері 8 (ДГА-2) спрацьовується перепад тисків в магістралях 2 і 1 (магістраль нижчого тиску). Газ перед детандерами 7 і 8 підігрівається до температури t_6 за раху-

© М. М. Чепурний, К. В. Нікіфорова, А. А. Катеринич, 2008

нок часткової утилізації теплоти відпрацьованих в ГТУ димових газів. Газ перед ДГА має бути підігрітим до такої температури, щоб на виході з детандера 7 вона перевищувала температуру точки роси. Цим забезпечуються нормальні умови експлуатації як детандера, так і газопроводів. Оскільки детандер 8 працює з меншим перепадом тиску, то температура газу за детандером t_8 може бути значно вищою температури t_1 . В зв'язку з цим для охолодження газу передбачений газоохолодник 8. Теплота, яка відводиться від нього, може використовуватись на власні потреби ГПС. Запропонована схема не виключає можливості роботи ГПА за існуючим варіантом. В цьому разі ДГА-1 і ДГА-2 вилучаються з роботи, а паливний газ дроселюється в редукторі 13 і надходить в камеру згорання 3 газової турбіни.

Розрахунки показників роботи найпоширеніших типів ГПА з детандер-генераторними агрегатами здійснювались за умови, що $t_1 = 10$ °С, $t_6 = 110$ °С, теплота згорання газу $33,4$ МДж/м³, коефіцієнти корисної дії: детандерів — $0,815$, електромеханічні — $0,96$. Результати розрахунків зведені в табл. 1.

Таблиця 1

Показники роботи ГПА з двома ДГА

Показники	Тип ГПА			
	ГПУ-10	ГПЛ-Ц-16АЛ	ГТН-25-1	ГПУ-25
Температура газу за ДГА, °С:				
ДГА-1	19	22	6	32
ДГА-2	82	82	82	82
Електрична потужність ДГА, кВт:				
ДГА-1	131,5	211	424	282
ДГА-2	40,5	67	114	101
Сумарна потужність ДГА, кВт	172	278	538	383
Електрична потужність власних потреб, кВт	38,7	65	105,7	98,8
Річне виробництво електроенергії, МВт·год	1560,7	2435,3	4712,8	3555
Теплова потужність газоохолодника, кВт	106	176	300	266
Річна економія умовного палива в порівнянні з виробництвом електроенергії в енергосистемі, т/рік	544,8	881,6	1706,2	1213,7
Зменшення викидів оксидів азоту в атмосферу, т/рік	118,4	190,6	371	263,8

Розрахункові дані табл. 2 свідчать про те, що застосування ДГА-2 дає можливість покрити власні потреби ГПА в електроенергії. Виробництво електроенергії на ДГА-1 може бути відпущено в регіональну електромережу. Враховуючи, що на газоперекачувальних станціях одночасно працює не менше трьох ГПА потужністю 10 або 16 МВт і не менше двох ГПА потужністю 25 МВт, виробництво електроенергії на ГПС, економія палива в енергосистемі можуть бути подвоєні або потроєні. При цьому на стільки ж зменшується викид оксидів азоту в атмосферу. Досвід роботи ДГА в [2] показує, що термін окупності капіталовкладень в ДГА не перевищує двох з половиною років, що цілком прийнятно для умов ринкової економіки.

Використання технологічного перепаду тиску газу в котельнях

В сучасних схемах газопостачання тиск газового потоку зменшується шляхом двоступінчастого дроселювання. На ГРС тиск газу зменшується від тиску в магістральному газопроводі до тисків $1,2 \dots 1,5$ МПа. З цим тиском газ надходить на газорегулювальні пункти (ГРП), де тиск його зменшується до значень $0,12 \dots 0,15$ МПа. Зазначений перепад тисків газу можна використовувати для виробництва електроенергії в ДГА. Розглянемо особливості роботи котельні з ДГА (рис. 2).

В цьому випадку дросельний пристрій 2 не працює, а газ із газопровода 1 надходить в підігрівник паливного газу 6, де підігрівається від температури t_0 до температури t_n відхідними газами з котла. Підігрітий газ спрямовується в детандер 7, де в процесі розширення виконує роботу, внаслідок чого його температура зменшується до значення t_d . З цієї температурою газ надходить до пальників котла. Слід очікувати, що за рахунок зменшення температури відхідних газів із котла на 10 °С паливний газ можна підігріти до 100 °С. Це пояснюється тим, що в процесі спалювання природного газу витрата продуктів згорання в 10 і більше разів перевищує витрату палива. Розрахунки показників роботи котлів з ДГА з найхарактернішими потужностями для «малої» енергетики здійснювались за відомими методиками [5] і за умови: $P_1 = 0,4$ МПа; $t_1 = 10$ °С; $P_2 = 0,14$ МПа; $t_2 = 8$ °С; ККД

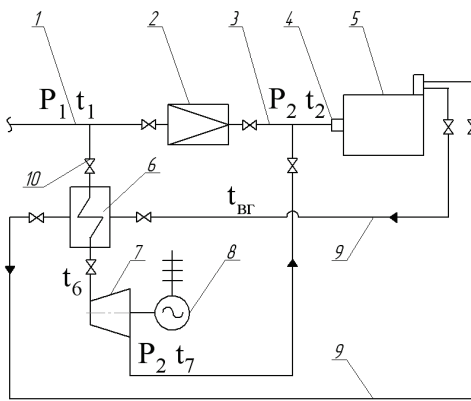


Рис. 2. Принципова схема котельні з ДГА: 1 — газопровід від ГРС до ГРП; 2 — дросельний пристрій ГРП; 3 — газопровід від ГРП до котельні; 4 — пальник; 5 — котел; 6 — підігрівник паливного газу; 7 — детандер; 8 — електрогенератор; 9 — магістралі відхідних газів; 10 — запірні арматура

детандера — $\eta_d = 0,8$; електромеханічний ККД — $\eta_{ем} = 0,96$. Для забезпечення необхідного температурного напору на виході з підігрівника 6 температура паливного газу t_6 вибиралась на $40\text{ }^\circ\text{C}$ менше температури відхідних газів з котла $t_{вг}$.

Наведемо для прикладу розрахунок показників роботи котла потужністю $Q_k = 15\text{ МВт}$ з детандер-генераторним агрегатом. Робоче паливо — газ із тепловою згорання $Q_H^p = 33,4\text{ МДж/м}^3$ і теоретичними об'ємами: повітря $V^0 = 9,5\text{ м}^3/\text{м}^3$; продуктів згорання $V_r^0 = 10,6\text{ м}^3/\text{м}^3$. Значення ККД котла для температури відхідних газів — $t_{вг} = 135\text{ }^\circ\text{C}$, коефіцієнта надлишку повітря в топці $\alpha_t = 1,05$ і у відхідних газах $\alpha_{вг} = 1,3$, складає — $\eta_k = 0,915$.

Витрата палива в котлі, $\text{м}^3/\text{с}$

$$B = \frac{Q_k}{Q_H^p \eta_k} = \frac{15}{33,4 \cdot 0,915} = 0,491. \quad (1)$$

Температура паливного газу перед детандером, $^\circ\text{C}$

$$t_6 = t_{вг} - \Delta t = 135 - 40 = 95. \quad (2)$$

Необхідна потужність газового підігрівника, кВт

$$Q_n = B c'_p (t_6 - t_1) = 0,491 \cdot 1,78 (95 - 10) = 74,288, \quad (3)$$

де c'_p — об'ємна теплоємність паливного газу за [6].

Витрата відхідних газів із котла, $\text{м}^3/\text{с}$

$$V_r = B [V_r^0 + (\alpha_{вг} - 1) V^0] = 0,491 [10,6 + (1,3 - 1) 9,5] = 6,6. \quad (4)$$

Зменшення температури відхідних газів в підігрівнику паливного газу, $^\circ\text{C}$

$$\Delta t_{вг} = \frac{Q_n}{c'_{pвг} V_r} = \frac{74,288}{1,34 \cdot 6,6} = 8,4, \quad (5)$$

де $c'_{pвг}$ — об'ємна теплоємність продуктів згорання за [6].

Збільшення ККД котла, який працює на газоподібному паливі, за рахунок зменшення температури відхідних газів за [7], %

$$\Delta \eta_k = 0,1 \Delta t_{вг} 0,67 = 0,1 \cdot 8,4 \cdot 0,67 = 0,563 \quad (6)$$

або $\Delta \eta_k = 0,00563$.

Нове значення ККД котла

$$\eta_k^H = \eta_k + \Delta \eta_k = 0,915 + 0,00563 = 0,92063. \quad (7)$$

Економія палива за рахунок збільшення ККД котла за [7], $\text{м}^3/\text{год}$

$$\Delta B_1 = 3600 B \left(\frac{1}{\eta_k} - \frac{1}{\eta_k^H} \right) = 3600 \cdot 0,491 \left(\frac{1}{0,915} - \frac{1}{0,92063} \right) = 11,81. \quad (8)$$

Ступінь розширення паливного газу в детандері

$$\beta = \frac{P_1}{P_2} = \frac{0,4}{0,14} = 2,857. \quad (9)$$

Температура газу за детандером, К [8]

$$T_7 = T_6 \left[1 - \left(1 - \frac{1}{\beta^m} \right) \eta_d \right] = 368 \left[1 - \left(1 - \frac{1}{2,857^{0,2248}} \right) 0,8 \right] = 306. \quad (10)$$

В формулі (10) $m = \frac{(k-1)}{k}$; $k = 1,29$ — показник адіабати для багатоатомних газів [8].

Теплова потужність, яка додатково вноситься з паливом в топку котла, кВт

$$\Delta Q_K = B c'_p (T_7 - T_2) = 0,491 \cdot 1,78 (306 - 281) = 21,8. \quad (11)$$

Економія палива за рахунок додаткової потужності, що вноситься в топку котла, м³/год

$$\Delta B_2 = \frac{\Delta Q_K 3600}{Q_H^p \eta_K} = \frac{21,8 \cdot 3600}{33400 \cdot 0,915} = 2,56. \quad (12)$$

Загальна економія палива на котел, м³/год

$$B_{eK} = \Delta B_1 + \Delta B_2 = 11,81 + 2,56 = 14,37. \quad (13)$$

Електрична потужність ДГА, кВт

$$N_e = B c'_p (T_6 - T_7) \eta_{eM} = 0,491 \cdot 1,78 (368 - 306) 0,96 = 52. \quad (14)$$

Економія палива в енергосистемі в порівнянні з виробництвом потужності ДГА на теплових станціях, м³/год

$$\Delta B_c = \frac{N_e 3600}{Q_{Hy}^p \eta_{ec} \eta_{eM}} = \frac{52 \cdot 3600}{33400 \cdot 0,31 \cdot 0,9} = 19,46, \quad (15)$$

де η_{ec} — ККД нетто електростанцій; η_{eM} — ККД електромереж.

Результати розрахунків для котлів іншої потужності зведені в табл. 2.

Таблиця 2

Показники роботи котлів невеликої потужності з ДГА

Показники	Варіанти				
	1	2	3	4	5
Теплова потужність, МВт	15	25	35	50	100
Температура відхідних газів, °С	135	130	125	125	120
Коефіцієнт корисної дії бруто	0,915	0,918	0,923	0,923	0,925
Витрата робочого палива	0,491	0,815	1,136	1,62	3,326
Температура газу перед детандером, °С	95	90	85	85	80
Температура газу за детандером, °С	33	31	24,6	24,6	23
Електрична потужність ДГА, кВт	52	85,17	117,25	167,2	352,25
Економія палива в котлі за рахунок зниження температури відхідних газів на 10 °С, м ³ /год	11,81	18,32	23,94	34,03	64,05
Економія палива за рахунок теплоти, що вноситься з паливом в котел, м ³ /год	2,38	3,55	3,94	5,59	8,64
Загальна економія палива на котел, м ³ /год	14,37	21,87	27,88	39,62	72,69
Економія палива в енергосистемі за рахунок виробництва електроенергії в ДГА, м ³ /год	19,46	30,91	42,55	60,77	127,83

Розрахункові дані, що наведені в табл. 2, свідчать про доцільність застосування ДГА в котельнях. Ефективність використання ДГА підвищується зі збільшенням теплової потужності котлів (витрати паливного газу на котел). Зважаючи на те, що в котельнях, як правило, одночасно працює не один, а декілька котлів, енергетичний та економічний ефект від використання ДГА може бути збільшений у відповідну кількість разів, тим більше, що один ДГА (в залежності від теплової потужності котлів) може встановлюватись на кілька котлоагрегатів або на котельню в цілому.

Під час розрахунків установлено, що на економію палива в котлах ΔB впливає температура газу в магістралі t_1 . Зі зменшенням цієї температури більша частка відхідних газів із котла витрачається на підігрів паливного газу до заданої температурної t_n , внаслідок чого зменшується температура відхідних газів за газовим підігрівником, а, отже, зменшується втрата теплоти з відхідними газами та підвищується ККД котла і ефективність використання палива.

Використання технологічного перепаду тиску пари в промислових котельнях

В Україні працюють сотні промислових котельень, які постачають технологічну пару підприємствам хімічної, харчової та інших галузей промисловості. Постачання пари здійснюється за допомогою редукційних (РУ) або редукційно-охолоджувальних (РОУ) установок (рис. 3).

Від парових котлів ПК гостра пара з тиском P_0 і температурою t_0 надходить в колектор гострої пари, з якого за допомогою РОУ або РУ постачається промисловим споживачам з певними параметрами $P_1, t_1; P_2, t_2$. Ідея використання технологічного перепаду тиску пари полягає в тому, щоб редуціювання пари на РОУ або РУ замінити паровими двигунами ПД з електрогенераторами ЕГ. Із теплових двигунів малої потужності (18...475 кВт) відомі одно- і двоступінчасті парові турбіни іноземного виробництва [3], які відрізняються малою питомою металоємністю (3...4,8 кг/кВт) і низькими значеннями ККД (12...35%). Вітчизняні турбоагрегати ТГА-ВТ з протитисковими турбінами вихорового типу потужністю від 200 до 600 кВт мають вищий ККД (35...40%), але й більшу питому металоємність (16...21 кг/кВт) [3]. Турбогенераторні установки типу «Кубань» потужністю 500, 600 і 750 кВт виготовляються на Калузькому турбінному заводі [3, 4]. Недоліком цих турбін є обмежені початкові параметри пари ($P_0 = 1,3...1,5$ МПа, $t_0 = 250$ °С), а також вузький діапазон кінцевих тисків ($P_k = 0,37...0,6$ МПа). Крім того, ці турбіни відрізняються великими габаритами і питомою металоємністю (до 27 кг/кВт). Застосування таких турбін потребує наявності вільного місця в котельні, або спорудження масивного фундаменту.

Привертають увагу шнекові турбогенератори марки ПВМ-250 ЕГ, які розроблені Белгородським підприємством ЗАО «Независимая энергетика». Ці турбогенератори мають малу металоємність (9...10 кг/кВт), невеликі габарити і відносно високі значення ККД (60...70%). Крім того, вони здатні працювати як на перегрітій, так і на насиченій парі з високою вологістю, характеризуються відсутністю ерозійного і механічного зносу шнекових роторів, швидким темпом набору навантаження (15 хв) та невеликим терміном окупності (до 2-х років).

В зв'язку з цим зроблена спроба за допомогою варіантних розрахунків оцінити ефективність застосування агрегатів ПВМ-250 ЕГ в промислових котельнях. В розрахунках внутрішній ККД турбіни в залежності від початкових параметрів пари (перегріта або насичена) змінювався в межах 0,62...0,66, а електромеханічний ККД дорівнював 0,8. Для розрахунків були вибрані початкові параметри пари, які найхарактерніші для парових котельень промислових підприємств. На рис. 4 показані розрахункові залежності питомої електричної потужності N (яка виробляється парою з витратою 1 кг/с) від кінцевого тиску пари за турбіною (протитиску).

Із рис. 4 видно, що для заданого протитиску P_k підвищення початкового тиску P_0 справляє майже однаковий вплив на виробництво електроенергії як і підвищення початкової температури t_0 . Наведені залежності є необхідною передумовою для оцінки доцільності застосування ПВМ-250 ЕГ в котельнях з певними початковими і кінцевими параметрами пари.

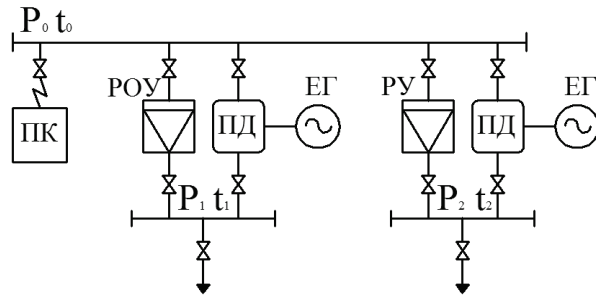


Рис. 3. Принципова схема відпуску пари споживачам від котельень

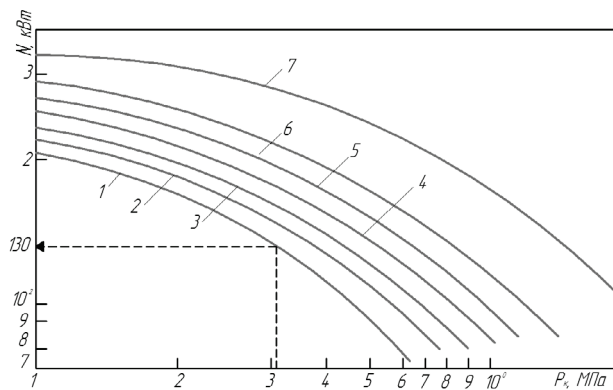


Рис. 4. Поточні значення питомої електричної потужності, що виробляється на технологічному перепаді тисків в ПВМ-250 ЕГ: 1 — $P_0 = 1,4$ МПа, $t_0 = 195$ °С; 2 — 1,4, 250; 3 — 1,7, 250; 4 — 1,7, 300; 5 — 2,2, 300; 6 — 2,2, 350; 7 — 3,65, 435

Висновки

1. Використання технологічного перепаду тиску газу на газоперекачувальних станціях і в котельнях за допомогою детандер-генераторних агрегатів, а також перепаду тиску технологічної пари в промислових котельнях за допомогою турбоагрегату ПВМ-250 ЕГ не потребує значних інвестицій і має малий термін окупності капіталовкладень.

2. Виробництво електроенергії без додаткового спалювання палива покращує надійність електропостачання підприємств і екологічну обстановку, а також сприяє покриттю дефіциту маневрових потужностей в енергосистемі.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України. При комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного потенціалу // Відомості Верховної Ради, 2005. — № 20. — С. 278 — 285.
2. Гуськов Ю. Л., Маленов В. В., Давыдов Ю. А. Опыт эксплуатации детандер-генераторного агрегата на ТЭЦ — 21 Мосэнерго // Электрические станции, 2003. — № 10. — С. 15 — 17.
3. Гвоздаков А. Г. Применение вихревых турбин в энергосберегающих технологиях // Энергосбережение. — 2006. — № 11. — С. 24—27.
4. Соболев И. Д. Создание промышленных ТЭЦ малой мощности на базе действующих котельных // Экология и ресурсосбережение. — 1996. — № 2. — С. 3 — 10.
5. Чепурний М. М., Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем когенераційних установок. — Вінниця: ВНТУ, 2003. — 103 с.
6. Чепурний М. М., Степанов Д. В., Корженко Є. С. Теплові розрахунки парогенераторів. — Вінниця: ВНТУ, 2005. — 154 с.
7. Чепурний М. М., Ткаченко С. Й., Корженко Є. С. Експлуатація промислових парогенераторів. — Вінниця: ВДТУ, 2002. — 135 с.
8. Чепурний М. М., Ткаченко С. Й. Основи технічної термодинаміки. — Вінниця: Поділля 2000, 2004. — 353 с.

Рекомендована кафедрою теплоенергетики

Надійшла до редакції 24.05.07
Рекомендована опублікування 20.06.07

Чепурний Марко Миколайович — професор, **Нікіфорова Катерина Володимирівна** — здобувач, **Катеринич Алла Анатоліївна** — студентка Інституту будівництва, теплоенергетики та газопостачання.

Вінницький національний технічний університет