

УДК 621.438

**М. М. Чепурной, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н., доц.; Ю. К. Возиян****ГАЗОТУРБИННЫЕ НАДСТРОЙКИ НА ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ  
С ТЕПЛОФИКАЦИОННЫМИ ТУРБИНАМИ**

*Предложена методика расчета основных показателей работы теплоэлектростанций с газотурбинными надстройками. Построена номограмма для определения удельного расхода условного топлива на ГТУ – ТЭЦ.*

**Ключевые слова:** теплоэлектростанция, теплофикационная турбина, газотурбинная установка, условное топливо, котел-утилизатор.

**Состояние проблемы**

Прогнозируемое потребление электроэнергии в Украине до 2030 года должно возрасти более чем в 2,5 раза по сравнению с 2005 годом [1]. Вместе с тем уровень износа энергетического оборудования составляет свыше 90 %. Большинство энергоблоков на тепловых электростанциях Украины превысили нормативный срок эксплуатации вдвое и характеризуются повышенной аварийностью и низкой эффективностью, поэтому их необходимо выводить из эксплуатации. Суммарные расходы на реконструкцию или ввод в действие новых энергоблоков мощностью 200 – 300 МВт будут составлять не менее 8,5 млрд. дол. США в течении 10 – 15 лет [2].

В мировой энергетике появилась тенденция уменьшения единичной мощности источников энергии (рассредоточенная генерация), которая предполагает создание многих электростанций небольшой мощности. Такие электростанции должны обеспечить надежное электроснабжение в каждом конкретном регионе и улучшить гибкость регулирования энергосистемы. Считается, что 70 % электрогенерирующих мощностей будет увеличиваться за счет введения в действие газотурбинных установок (ГТУ).

Одним из приоритетных направлений развития отечественной энергетике считается наращивание производства электроэнергии на существующем теплоэнергетическом оборудовании. Актуальным становится внедрение ГТУ с котлами-утилизаторами [3], в которых используют теплоту отработанных газов. Именно в теплоэнергетике существуют реальные возможности использования эффективных технологий за деньги отечественных, а не иностранных инвесторов. Использование газотурбинных надстроек позволяет снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии и наиболее простым средством модернизировать энергетiku на данном этапе [4 – 10].

В Украине создана необходимая материальная база ГТУ с мощностями 6 – 160 МВт и с коэффициентами полезного действия до 0,36. Создание газотурбинных теплоэлектростанций (ГТУ – ТЭЦ) на базе существующих теплофикационных ТЭЦ небольшой мощности не только содействует повышению надежности и эффективности работы, но и избавляет от необходимости оплачивать потери электроэнергии в линиях электропередачи в процессе транспортировки электроэнергии на большие расстояния.

Учитывая вышеизложенное, ставили задачу определения показателей работы комбинированных газопаровых установок (ГПУ), созданных за счет газотурбинных надстроек паровых теплофикационных турбин на отопительных муниципальных ТЭЦ.

### Основные результаты

Принципиальная тепловая схема ГПУ, созданной на базе ГТУ с котлом-утилизатором и теплофикационной паровой турбины показана на рис. 1, где также обозначены давления ( $P$ ), температуры ( $t$ ) и расходы газов или пара ( $G, D$ ) в характерных точках газового и парового циклов. Индексом «1» отмечены параметры окружающего воздуха (по международным стандартам:  $P_1 = 101,3$  кПа,  $t_1 = 15^\circ\text{C}$ ). Расходы топлива обозначены буквами «В».

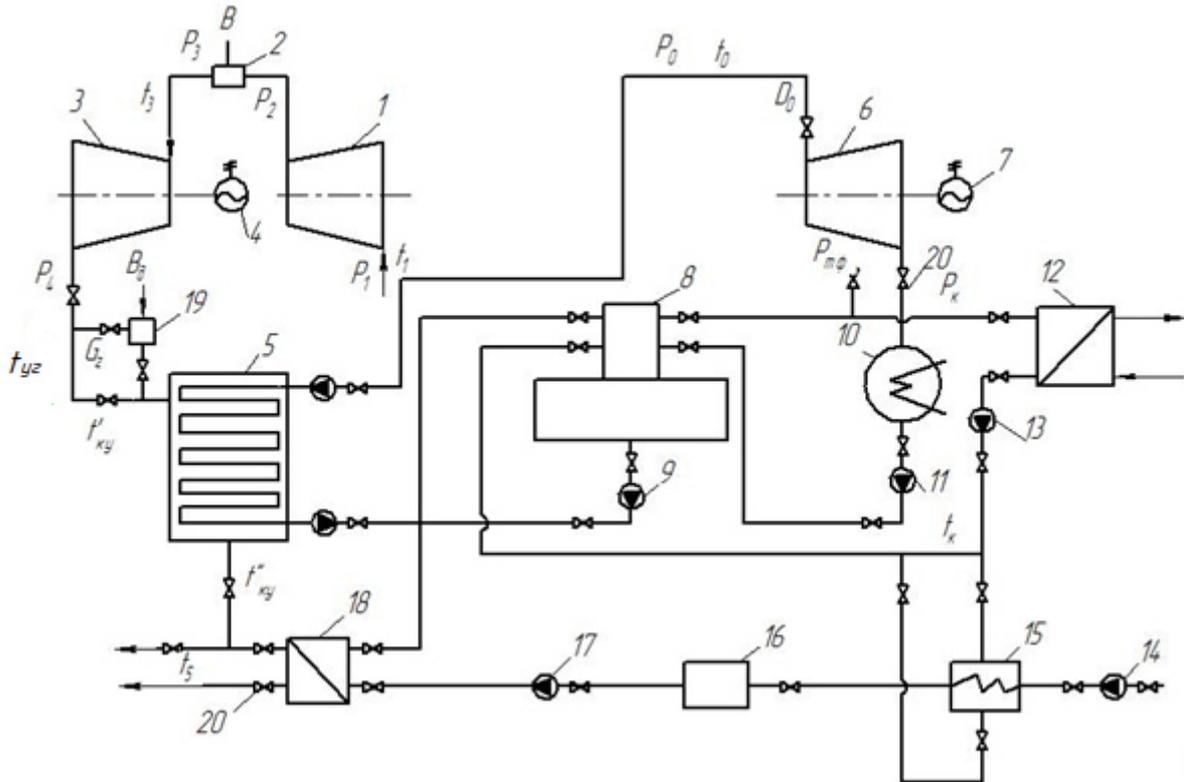


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема газопаровой установки с теплофикационной паровой турбиной: 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – электрогенератор ГТУ; 5 – котел-утилизатор; 6 – теплофикационная паровая турбина; 7 – электрогенератор ПТУ; 8 – деаэратор; 9 – питательный насос; 10 – конденсатор; 11 – конденсатный насос; 12 – подогреватель сетевой воды системы теплоснабжения; 13 – дренажный насос; 14 – насос сырой воды; 15 – подогреватель сырой воды; 16 – химводоочистка (ХВО); 17 – насос ХВО; 18 – подогреватель подпиточной воды; 19 – камера дополнительного сжигания топлива; 20 – запорная арматура

Паровая турбина имеет теплофикационный отбор пара с давлением  $P_{mf}$ , из которого запитаны деаэратор 8 и подогреватель сетевой воды 12 мощностью  $Q_{mf}$ . Конденсат греющего пара из подогревателя 12 поступает на подогреватель сырой воды 15, где, охлаждаясь на  $10^\circ\text{C}$ , подогревает воду перед ХВО 16. Основной конденсат из конденсатора турбины 10 конденсатным насосом 11 перекачивают в деаэратор. Из деаэратора с помощью питательного насоса 9 вода поступает в котел-утилизатор 5, в котором генерируется пар с давлением  $P_0$ , температурой  $t_0$  и расходом  $D_0$ . Этот пар направляется на паровую турбину 6. Отработанные в ГТУ газы в случае необходимости можно подогревать до необходимой температуры за счет дополнительного расхода топлива  $B_0$ , которое сжигают в камере дополнительного сжигания (КДС). Сжигание осуществляется без дополнительной подачи воздуха, поскольку в продуктах сгорания за ГТУ содержится 13 – 16% кислорода. На выходе из котла-утилизатора газы с температурой  $t''_{ку}$  дополнительно охлаждают до температуры  $t_5$  в подогревателе подпиточной воды 18, где подогревают ее перед подачей в деаэратор насосом

17. Для предлагаемой схемы паровой котел паротурбинной установки не работает, а генерация тепловой и электрической энергии осуществляется за счет топлива, которое сжигается в ГТУ.

Расход условного топлива в ГТУ, как известно, определяют по формуле [11], кг/с

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

где  $N_2$  – электрическая мощность ГТУ, МВт;  $\eta_2$  – коэффициент полезного действия (КПД) ГТУ;  $Q_y = 29,3$  МДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

Мощность отработанных в ГТУ газов, МВт

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

где  $G_2$  – массовый расход газов на выходе из ГТУ, кг/с;  $C_{p2}$  – изобарная массовая теплоемкость газов для соответствующей температуры;  $t_{ог}$  – температура газов на выходе из газовой турбины, °С.

Коэффициент утилизации теплоты отработанных в ГТУ газов в котле-утилизаторе

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

где  $t'_{ку}$  и  $t''_{ку}$  – температура газов на входе в котел-утилизатор и на выходе из него соответственно.

Понятно, что при отсутствии дополнительного сжигания топлива в КДС

$$t'_{ку} = t_{ог}.$$

Тепловая мощность котла-утилизатора, МВт

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

Тепловая мощность котла-утилизатора должна быть равна тепловой мощности ПТУ, т. е.

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

где  $N_n$  – электрическая мощность ПТУ;  $Q_{mf}$  – мощность теплофикационного отбора пара;  $Q_k$  – мощность тепловых потерь в конденсаторе турбины.

С учетом (4) последнее равенство будет иметь вид:

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

где  $\alpha_k = Q_k / Q_{nmu}$  – доля тепловых потерь в конденсаторе;  $\varepsilon = N_n / Q_{mf}$  – доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

В случае газотурбинных надстроек формула (6) необходима для правильного подбора электрической мощности ГТУ

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

Характеристики некоторых типов теплофикационных ПТУ небольшой мощности приведены в табл. 1, в которой также приведены значения общего и удельного расходов условного топлива при условии индивидуальной работы ПТУ с паровым котлом.

Таблица 1

### Характеристики теплофикационных турбин и показатели работы ПТУ

Показатели	Тип турбины / номер варианта			
	Т-4-35	Т-6-35	Т-12-35	Т-25-90
	1	2	3	4
Электрическая мощность, МВт	4	6	12	25
Давление пара перед турбиной, МПа	3,43	3,43	3,43	8,82
Температура пара перед турбиной, °С	435	435	435	500
Расход пара на турбину, т / час	24,8	42,3	81,5	135
Расход пара на теплофикацию, т / час	22	35	65	100
Теплофикационная мощность, МВт	14,6	21,9	43	78,41
Полная мощность ПТУ, МВт	22,60	33,67	64,88	116,21
Доля мощности, потерянной в конденсаторе	0,334	0,349	0,337	0,302
Доля выработанной электроэнергии на тепловом снабжении	0,274	0,275	0,279	0,337
Расход условного топлива на ПТУ, т / час	3,051	4,546	8,764	16,164
Удельный расход условного топлива, кг / ГДж	45,57	45,26	44,24	43,62

Из табл. 1 видно, что температура перегретого пара перед турбинами  $t_0$  составляет или 435, или 500 °С. Для достижения такой температуры на выходе из котла-утилизатора необходимо, чтобы разница между температурами газа и пара составляла не менее 100 °С, т. е.  $t'_{ку} = t_0 + 100$  °С. Анализ характеристик отечественных ГТУ показал, что температура газов за газовыми турбинами не превышает 520 °С. Это означает, что создание газотурбинных надстроек по предложенной схеме можно осуществить при условии дополнительного сжигания топлива в КДС. Дополнительный расход условного топлива ( $B_\partial$ ) нетрудно определить из уравнения теплового баланса камеры дополнительного сжигания, кг/с

$$G_2 c_{p2} t_{y2} + B_\partial \cdot Q_y = (G_2 + B_\partial) c_{p2} t'_{ку}, \quad (8)$$

где массовый расход газов  $G_2$  определяют по (2).

Суммарный расход условного топлива ГТУ, кг / с

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

где  $\delta = B_\partial / B_2$  – доля дополнительно сожженного топлива.

Полезная мощность ГТУ – ТЭЦ с теплофикационными паровыми турбинами, МВт

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

Удельный расход условного топлива на ГТУ–ТЭЦ, кг / ГДж

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

Коэффициент использования теплоты топлива на ГТУ–ТЭЦ

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

Итак, получены простые и удобные для инженерных расчетов соотношения для определения показателей работы ГТУ – ТЭЦ, созданных на базе газотурбинных надстроек существующих ТЭЦ с теплофикационными паровыми турбинами. Отметим также, что приведенная методика пригодна для определения показателей работы ГТУ – ТЭЦ, созданных на базе промышленных ТЭЦ с турбинами, которые имеют производственный отбор пара.

В табл. 2 приведены типы выбранных ГТУ для газотурбинных надстроек теплофикационных турбин по вариантам в табл. 1. Кроме того, здесь также приведены основные показатели работы ГТУ – ТЭЦ. Поскольку показатели работы ПТУ, работающих в составе ГТУ – ТЭЦ, остаются неизменными, то увеличение расхода топлива за счет газотурбинных надстроек можно относить на дополнительную выработку электрической мощности, равной мощности ГТУ.

Таблица 2

Характеристики ГТУ и основные показатели работы ГТУ – ТЭЦ

Показатели	Номер варианта			
	1	2	3	4
Тип газотурбинной установки	ГТ-20	ГТД-25	ГТД-50	ГТГ-100
Электрическая мощность ГТУ, МВт	20	25	50	100
Температура газов за турбиной, °С	520	490	490	517
Коэффициент полезного действия	0,36	0,36	0,35	0,36
Коэффициент $\phi$	1,303	1,273	1,329	1,299
Температура газов после ДКС, °С	585	535	535	600
Температура газов за котлом-утилизатором, °С	150	150	150	160
Необходимая электрическая мощность ГТУ, МВт	17,41	23,62	48,31	92,01
Расход условного топлива на ГТУ, т/час	5,932	8,060	16,959	31,402
Дополнительный расход условного топлива, т/час	0,139	0,579	0,749	2,291
Доля дополнительного расхода топлива	0,023	0,0718	0,0437	0,0729
Удельный расход условного топлива на ГТУ – ТЭЦ, кг/ГДж	46,85	46,58	47,3	47,89
Удельный расход условного топлива при раздельной работе ГТУ, кг / ГДж	94,7	94,68	97,5	94,8

Для упрощения расчетов величину  $b_0$  можно определить с помощью номограммы, приведенной на рис. 2.

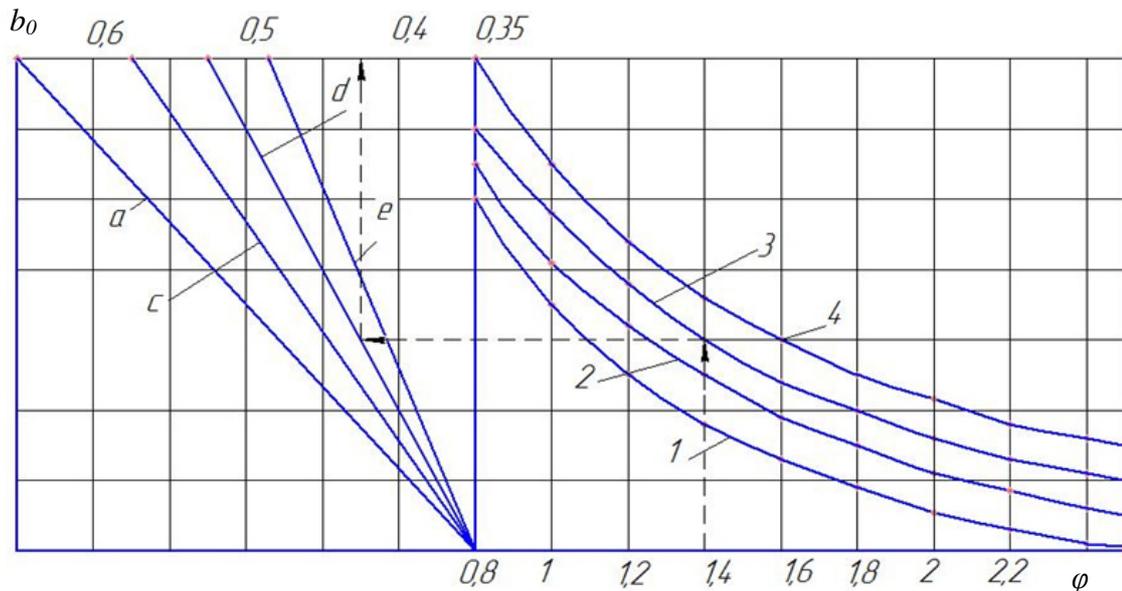


Рис. 2. Номограмма для определения  $b_0$ , кг/ГДж:  $1 - \alpha_{\kappa} = 0,1$ ;  $2 - 0,2$ ;  $3 - 0,3$ ;  $4 - 0,4$ ;  $a - \eta_{\Gamma} = 0,32$ ;  $c - 0,36$ ;  $d - 0,4$ ;  $e - 0,44$

Из табл. 2 видно, что эффективность работы ГТУ – ТЭЦ несколько меньше, чем ПТУ за счет дополнительного сжигания топлива. Однако если бы электрическая мощность ГТУ вырабатывали в энергосистеме или индивидуально на ГТУ, то эффективность выработки электроэнергии уменьшилась бы почти вдвое. В связи с вышеизложенным можно считать, что создание газотурбинных надстроек на существующих паротурбинных ТЭЦ полностью оправдано, поскольку без существенных капиталовложений позволяет увеличить производство электроэнергии почти в 5 раз.

### Выводы

1. Полученные результаты позволяют правильно подбирать электрическую мощность ГТУ для газотурбинных надстроек на паротурбинных ТЭЦ, а также оценивать эффективность работы созданных ГТУ – ТЭЦ.
2. Выработка электроэнергии на ГТУ – ТЭЦ вдвое эффективнее, чем в энергосистеме.
3. Наиболее эффективно работают ГТУ – ТЭЦ, у которых более высокий КПД ГТУ и меньшая доля дополнительного сжигания топлива.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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 // Наукові праці ВНТУ, 2016, № 1

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.

**Чепурной Марк Николаевич** – к. т. н., доцент, профессор кафедры теплоэнергетики.

**Резидент Наталия Владимировна** – к. т. н., доцент, доцент кафедры теплоэнергетики.

**Возиян Юлия Константиновна** – студентка института строительства теплоэнергетики и газоснабжения.

Винницкий национальный технический университет.