

М. Н. Чепурной, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н., доц.; С. В. Полищук

ГАЗОПАРОВЫЕ УСТАНОВКИ НА БАЗЕ ГАЗОВЫХ И ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКИХ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Предложена методика определения основных показателей работы газопаровых установок, построены зависимости для их определения, рассмотрены варианты применения газотурбинных надстроек на теплоцентралях промышленных предприятий.

Ключевые слова: газовая турбина; котел-утилизатор; противоаварийная турбина; газопаровая установка.

Введение

Статистические данные свидетельствуют о том, что мировое потребление электроэнергии за последнее десятилетие увеличилось почти на 30%. Прогнозируемое потребление электроэнергии в Украине должно увеличиться в 2,5 – 3 раза по сравнению с 2005 годом [1]. Уровень износа основных фондов отечественной тепловой энергетики составляет более 90% [2, 3]. Большинство энергоблоков на тепловых электростанциях (ТЭС) Украины не только исчерпали проектный ресурс работы, но и в 2 – 3 раза его превысили. Такие энергоблоки имеют повышенную аварийность и низкую эффективность, и их необходимо выводить из эксплуатации. Их нельзя использовать для покрытия полупиковых, а тем более пиковых нагрузок. По данным института угольных технологий НАНУ, в 2010 году в Украине не использованы 7930 МВт установленной мощности. На модернизацию, реконструкцию существующих и введение в действие новых энергоблоков необходимо тратить по 2 млрд. дол. США ежегодно на протяжении 20 лет [3].

Преимущественное сжигание угля на отечественных энергоблоках требует исполнения высоких экологических требований. По данным МАГАТЭ, смертность населения в районах угольных ТЭС в 10 раз выше, чем в районах ТЭС, работающих на газообразном топливе. Необходимость решения экологических проблем заставила Евросоюз пойти на значительное уменьшение использования угля. До 2030 года в странах Западной Европы планируют половину электроэнергии производить на электростанциях, использующих газообразное топливо.

В последнее время в мировой энергетике появилась тенденция уменьшения единичной мощности источников энергии (рассредоточенная генерация), которая предусматривает применение большого количества электростанций небольшой мощности. Такие электростанции с комбинированным производством энергии должны обеспечить надежность и качество энергоснабжения в данном регионе, улучшить эффективность использования топлива и гибкость регулирования энергосистемы. Одним из направлений реализации намеченной стратегии является применение газотурбинных технологий.

Почти 70% прироста новых энергогенерирующих мощностей в мире осуществляется за счет газотурбинных установок (ГТУ) простого цикла и парогазовых или газопаровых (ГПУ) установок. Таким установкам, как известно, свойственны высокая эффективность и маневренность в работе [4 – 7]. Газовые турбины не требуют больших площадок для размещения, могут работать на газообразном или жидком топливе, имеют небольшой срок ввода в эксплуатацию, высокую удельную мощность и высокую степень автоматизации. Учитывая это, использование природного газа не может быть сдерживающим фактором для более широкого внедрения газовых турбин. Украина входит в десятку ведущих стран мира, которые имеют полный цикл проектирования и производства ГТУ для энергетике. Создана необходимая

материальная база ГТУ с электрическими мощностями 2,5 – 135 МВт и коэффициентами полезного действия (КПД) до 0,37.

Перспективность применения ГПУ для комбинированного производства теплоты и электроэнергии общепризнана и является одной из составляющих решения проблемы наращивания электрогенерирующих мощностей и энергосбережения. Такие ГПУ могут быть созданы путём газотурбинных надстроек на многочисленных теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) промышленных предприятий небольшой мощности, которые снабжают паром технологических потребителей и системы теплофикации. Такие ТЭЦ оснащены, как правило, противоавтоматическими турбинами, которые характеризуются высокой энергетической эффективностью и тепловой производительностью. Эффективность применения ГПУ на базе конденсационных и теплофикационных турбин рассмотрена в [6, 7].

Принимая во внимание вышеизложенное, мы поставили задачу рассмотреть возможность применения ГПУ на базе существующих типов ГТУ и паротурбинных установок (ПТУ) с противоавтоматическими турбинами, а также определить показатели работы таких комбинированных энергоустановок.

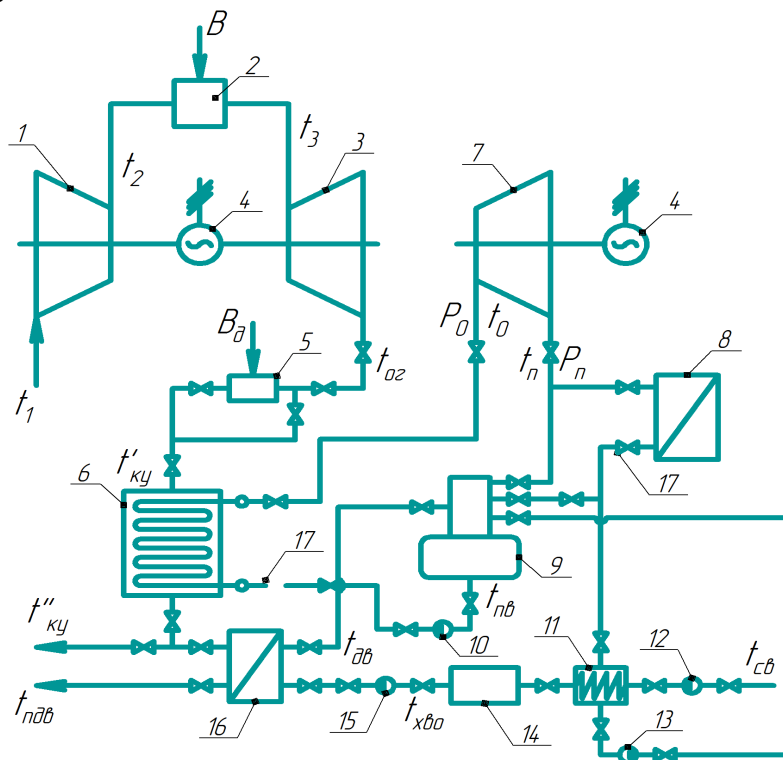


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема газопаровой установки:

1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – электрогенератор; 5 – блок дополнительного сжигания топлива; 6 – котел-утилизатор; 7 – паровая противоавтоматическая турбина; 8 – потребители пара; 9 – деаэратор; 10 – питательный насос; 11 – подогреватель сырой воды; 12 – насос сырой воды; 13 – дренажный насос; 14 – химоводоочистка (ХВО); 15 – насос ХВО; 16 – газовый подогреватель добавочной воды; 17 – запорная арматура

Основные результаты

Предложена следующая схема газопаровых установок, созданных на базе ГТУ и ПТУ с противоавтоматическими турбинами (рис. 1). В состав ГТУ входят: компрессор 1; камера сгорания 2; газовая турбина 3; электрогенератор 4; блок дополнительного сжигания топлива 5; котел-утилизатор 6; газовый подогреватель добавочной воды 16. Блок дополнительного сжигания топлива (БДСТ) служит для повышения температуры отработанных в ГТУ газов $t_{ог}$ до температуры $t'_{ку}$ на входе в котел-утилизатор в случае необходимости. В котле-утилизаторе генерируют водяной пар определенного давления P_0 и температуры t_0 . Газовый подогреватель предназначен для подогрева добавочной воды из химоводоочистки (ХВО) в

случае неполного возвращения обратного конденсата от технологических потребителей пара 8. Тепловая схема ПТУ состоит из противодавленческой турбины потребителей пара 8; деаэратора 9; питательного насоса 10; подогревателя сырой воды 11; насоса сырой воды 12; дренажного насоса 13; химводоочистки 14; насоса ХВО 15. На схеме также нанесены обозначения температур в характерных точках.

Заводские гарантийные характеристики некоторых типов ГТУ приведены в табл. 1, а противодавленческих турбин небольшой мощности – в табл. 2.

Таблица 1

Характеристики газотурбинных установок

Показатели	Тип ГТУ или двигателя							
	ГПА-12	ГТГ-16	ГТ-20	ГТД-25	НК-37-1	ГТД-45	ГТД-60	ГТГ-110
Электрическая мощность, МВт	12	17	20	27,5	30	45	60	110
Температура газов перед турбиной, °С	1080	1070	1250	1250	1220	1170	1170	1210
Степень повышения давления	15,8	20	21	21,8	23,4	15	15	14,7
Температура газов за турбиной, °С	450	420	520	490	455	490	490	517
Коэффициент полезного действия	0,34	0,355	0,365	0,36	0,37	0,35	0,35	0,36
Расход условного топлива, кг/с	1,204	1,634	1,870	2,607	2,760	4,388	5,850	10,428

Таблица 2

Характеристики противодавленческих турбин

Показатели	Тип паровой турбины										
	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
Электрическая мощность, МВт	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	2,5	4	4	6	6	12
Параметры пара перед турбиной: давление, 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
Энтальпия, кДж/кг	3150	3150	3150	3150	3305	3305	3305	3305	3305	3305	3305
Температура пара в противодавлении, °С	190	260	193	256	200	250	192	247	186	244	224
Энтальпия пара в противодавлении, кДж/кг	2845	2978	2831	2970	2866	2958	2830	2950	2837	2945	2907
Расход пара на турбину, т/час	21,8	35,2	34,3	63	29,2	32,6	35,6	44,8	50,5	66,6	114,7

Расход условного топлива на ГТУ определяют по формуле, кг/с

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

где N_e – электрическая мощность ГТУ, МВт; η_e – коэффициент полезного действия (КПД) ГТУ; Q_y – 29,3 МДж/кг – теплота сгорания условного топлива.

Мощность отработанных в ГТУ газов, МВт

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

где G_e – массовый расход газов, кг/с; C_{p_e} – изобарная теплоемкость газов, кДж/(кг·К); t_{oz} –

температура газов за газовой турбиной, °С.

Коэффициент использования теплоты отработанных в ГТУ газов (коэффициент утилизации)

$$\psi = (t_{oz} - t_{ky}) / (t_{oz} - t_l), \quad (3)$$

где t_{ky} – температура газов за котлом-утилизатором; t_l – температура внешнего воздуха, которая по международным правилам равна 15 °С.

Тепловая мощность котла-утилизатора, МВт

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

С целью упрощения расчетов значения коэффициентов ϕ приведено на рис. 2.

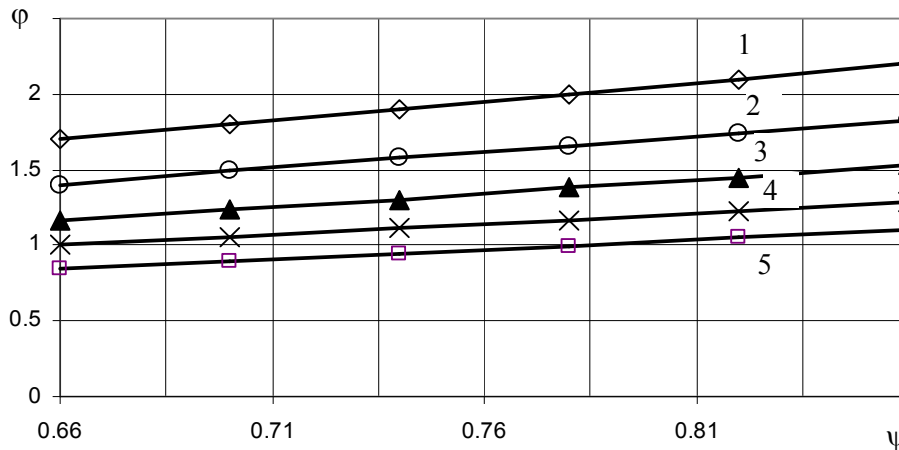


Рис. 2. Значения коэффициентов ϕ
 $1 - \eta_z = 0,28$; $2 - 0,32$; $3 - 0,36$; $4 - 0,4$; $5 - 0,44$

Для создания газопаровых установок на базе конкретных ГТУ и ПТУ необходимо, чтобы температура газов на входе в котел-утилизатор превышала температуру генерируемого пара не менее, чем на 100 °С. Это условие может быть реализовано при помощи дополнительного сжигания топлива в БДСТ. При этом сжигание дополнительного топлива осуществляется в среде отработанных в ГТУ газов, содержание кислорода в которых, как правило, составляет 13 – 16 %. Такой способ, по данным [9], уменьшает содержание оксидов азота в продуктах сгорания почти вдвое.

Из табл. 1 видно, что, кроме ГТГ-16, газотурбинные установки других типов способны генерировать в котле-утилизаторе пар с температурой $t_0 = 350$ °С без дополнительного сжигания топлива. Генерация пара с температурой $t_0 = 450$ °С требует дополнительного сжигания топлива до котла-утилизатора для всех приведенных типоразмеров ГТУ. Кроме того, для создания газопаровых установок необходимо, чтобы мощность котла-утилизатора была равна мощности паротурбинной установки, которая состоит из мощности электрогенератора ПТУ N_n и тепловой мощности потребителей пара Q_{nn} , т. е.

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

где $\varepsilon = N_n / Q_{nn}$ – доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Определим вначале показатели работы ГПУ без дополнительного сжигания топлива. Сравнивая (4) и (5), получим

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

Значения относительной мощности N^* приведены на рис. 3.

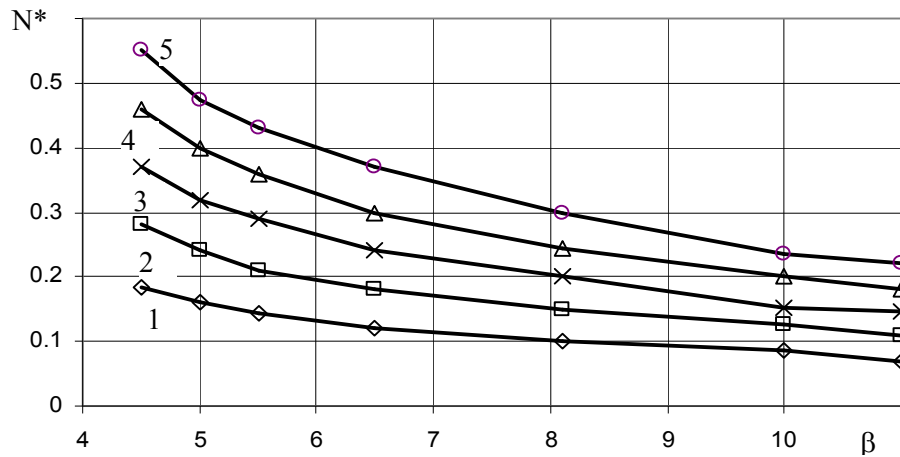


Рис. 3. Значения относительной мощности N^*
 1 – $\varphi = 0,8$; 2 – 1,2; 3 – 1,6; 4 – 2; 5 – 2,4

Электрическая мощность газопаровой установки будет равна

$$N_{\text{зпу}} = N_z + N_n = N_z(1 + \varphi/\beta), \quad (7)$$

С учетом (6) нетрудно определить

$$N^{**} = N_n / N_{\text{зпу}} = \varphi / (\varphi + \beta), \quad (8)$$

$$N^{***} = N_z / N_{\text{зпу}} = \beta / (\varphi + \beta), \quad (9)$$

Итак, для каждой газопаровой установки с конкретным составом ГТУ и ПТУ существуют вполне закономерные соотношения между электрическими мощностями отдельных установок.

Полезная мощность ГПУ составляет

$$Q_{\text{зпу}} = N_z + Q_{\text{кп}} = N_z + N_n + Q_{\text{нп}} = N_z(1 + \varphi), \quad (10)$$

На основании (1) и (10) удельный расход условного топлива будет равен, кг/ГДж

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

На рис. 4 построена номограмма для определения удельного расхода условного топлива.

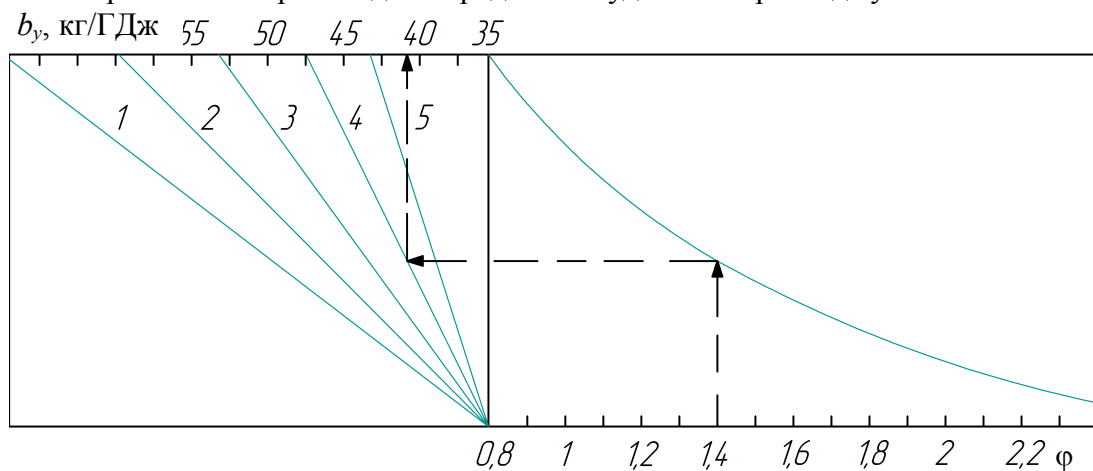


Рис. 4. Номограмма для определения удельного расхода условного топлива

1 – $\eta_z = 0,28$; 2 – 0,32; 3 – 0,36; 4 – 0,4; 5 – 0,44

Коэффициент использования теплоты топлива, который вместе с величиной удельного расхода условного топлива характеризует эффективность работы энергоустановок, определяют по формуле [10]

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

Таким образом, величина γ однозначно характеризует эффективность работы ПГУ, которая возрастает с увеличением η_c и φ .

Рассмотрим теперь особенности работы ПГУ с дополнительным сжиганием топлива. И в этом случае электрические мощности ГТУ, ПТУ и ГПУ остаются неизменными, а их отношения подчиняются зависимостям (6), (8) и (9). Дополнительный расход условного топлива B_δ может быть определен из уравнения теплового баланса БДСТ, а именно:

$$G_z \cdot C_{p_z} \cdot t_{oz} + B_\delta \cdot Q_y = (G_z + B_\delta) \cdot C_{p_z} \cdot t'_{ky}, \quad (13)$$

где расход отработанных в ГТУ газов определяют по (2).

Первое слагаемое в левой части (13) характеризует мощность отработанных в ГТУ газов Q_{oz} , а второе – дополнительную мощность сжигаемого топлива, которую расходуют на подогрев газов до температуры t'_{ky} .

Общий расход условного топлива на ГПУ составит, кг/с

$$B_{\text{гпу}} = B + B_\delta = B(1 + \delta), \quad (14)$$

где $\delta = B_\delta/B$ – доля дополнительного расхода топлива.

Поскольку полезная мощность ГПУ не изменяется, то удельный расход условного топлива равен, кг/ГДж

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

При этом коэффициент использования теплоты топлива составит

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

Выходит, что при условии постоянной мощности ГПУ дополнительное сжигание топлива приводит к ухудшению эффективности работы ГПУ, а именно: удельный расход условного топлива увеличивается, а коэффициент использования теплоты топлива уменьшается в $(1 + \delta)$ раз.

Для примера сравним показатели работы двух ГПУ одинаковой мощности, которые работают без дополнительного сжигания топлива и при наличии такового. При условии полного обратного конденсата с температурой 103 °С расчетная мощность потребителей пара из турбины Р-1,5-15/6 составляет 23,91 МВт, а из турбины Р-2,5-35/6 – 22,92 МВт. Общая мощность ПТУ будет равна $Q_{\text{пту}} = N_{\text{п}} + Q_{\text{пп}} = 23,91 + 1,5 = 22,92 + 2,5 = 25,42$ МВт. Для создания ГПУ на базе отмеченных ПТУ из табл. 1 выбираем с последующим уточнением газотурбинную установку ГТ-20 с характеристиками: $N_z = 20$ МВт; $\eta_c = 0,365$; $t_{oz} = 520$ °С; $B = 1,87$ кг/с. Температуру газов за котлом-утилизатором принимаем равной: $t''_{ky} = 150$ °С.

Коэффициент утилизации, по (3)

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

Коэффициент φ , по (4)

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

Мощность котла-утилизатора, по (4), МВт

$$Q_{ky} = 20 \cdot 1,2746 = 25,49.$$

Поскольку мощность котла-утилизатора равна мощностям ПТУ, уточнять тип ГТУ не

нужно. Мощность ГПУ, МВт

$$Q_{\text{гпу}} = N_{\text{г}} + Q_{\text{нмг}} = N_{\text{г}} \cdot (1 + \varphi) = 20 \cdot (1 + 1,2746) = 45,49.$$

Коэффициент $\gamma = K$, по (11)

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

Удельный расход условного топлива, по (11), кг/ГДж

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

Создание ГПУ на базе ГТ-20 и паровой турбины Р-2,5-35/6 требует дополнительного сжигания топлива для повышения температуры газов на входе в котел-утилизатор.

Мощность отработанных в ГТУ газов, по (12), МВт

$$Q_{\text{ог}} = B \cdot Q_{\text{г}} - N_{\text{г}} = 1,87 \cdot 29,3 - 20 = 34,791.$$

Массовый расход газов, по (2), кг/с

$$G_{\text{г}} = Q_{\text{ог}} \cdot 10^3 / (C_{\text{г}} \cdot t_{\text{ог}}) = 34,791 \cdot 10^3 / (1,1908 \cdot 520) = 56,185.$$

Расход дополнительного топлива $B_{\text{д}}$ определяем из уравнения (13) при условии, что температура газов перед котлом-утилизатором равна $t'_{\text{к}} = 540$ °С

$$Q_{\text{ог}} + 29300 \cdot B_{\text{д}} = (G_{\text{г}} + B_{\text{д}}) \cdot C_{\text{п}} \cdot t'_{\text{ку}},$$

$$\text{или } 34791 + 29300 \cdot B_{\text{д}} = (56,185 + B_{\text{д}}) \cdot 1,196 \cdot 540,$$

$$\text{откуда выходит } B_{\text{д}} = 0,0522 \text{ кг/с.}$$

Доля дополнительного расхода топлива, по (14)

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

Значения удельного расхода условного топлива по (15), кг/ГДж, и коэффициента использования теплоты топлива по (16), соответственно

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

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

Таким образом, в данном случае расход дополнительного топлива в ГПУ приводит к уменьшению эффективности работы на 2,85%.

Если бы электрическую мощность ГТУ ($N_{\text{г}} = 20$ МВт) вырабатывали на электростанциях энергосистемы с коэффициентом полезного действия 0,36, то удельный расход условного топлива составлял бы 94,44 кг/кДж, т.е. вдвое больше, чем на ПГУ.

Газопаровые установки, предназначенные для значительного повышения электрических мощностей в регионе на базе существующих промышленных ТЭЦ, работают более эффективно при более высоких значениях КПД ГТУ и температуры отработанных газов. Газотурбинные установки с большой электрической мощностью могут работать с двумя – тремя противоавтоматическими турбинами.

Выводы

1. Получены простые и удобные для инженерных расчетов соотношения для определения основных энергетических показателей работы газопаровых установок на базе промышленных ТЭЦ с противоавтоматическими турбинами.

2. Обнаружена высокая эффективность использования газопаровых установок указанного типа.

3. Полученные данные являются необходимой предпосылкой для экспресс-оценки эффективности работы газопаровых установок при планировании их создания на промышленных ТЭЦ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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.

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

Резидент Наталия Владимировна – к. т. н., старший преподаватель кафедры теплоэнергетики.

Полищук Сергей Васильевич – студент института строительства, теплоэнергетики и газоснабжения.

Винницкий национальный технический университет.