

УДК 621.438

*В.А. РЕЙСИГ, докт. техн. наук (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев),**С.И. ТКАЧЕНКО, докт. техн. наук, В.В. БУЖИНСКИЙ, канд. техн. наук,**М.Н. ЧЕПУРНОЙ, канд. техн. наук (Винницкий национальный технический университет)*

ГАЗОПАРОВЫЕ МИНИ-ТЭЦ НА БАЗЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Определены показатели эффективности работы газопаровых установок с вводом пара в газовую турбину.

Сокращение ввода новых электрических мощностей и консервация сооружения энергоблоков, моральное и физическое старение существующего энергетического оборудования, 60% которого уже к концу девяностых годов прошлого столетия имело износ более чем на 50%, – все это существенно усложняет обеспеченность Украины электроэнергией.

Применение парогазовых технологий в отечественной теплоэнергетике является одной из основных возможностей повышения эффективности использования органического топлива, наращивания электрических мощностей и улучшения экологической обстановки [1, 2]. Объектами внедрения таких технологий могут быть многочисленные промышленные и отопительные котельные, которые обеспечивают значительную часть необходимой тепловой мощности страны [3, 4]. Такие котельные без значительных затрат могут быть переоборудованы в мини-ТЭЦ, где производство электроэнергии осуществляется в газотурбинных установках (ГТУ). Котельные промышленных предприятий предназначены как для снабжения производств технологическим паром, так и для теплофикации производственных зданий и прилегающих к ним поселков или микрорайонов.

Структура таких котельных проанализирована в [5], где установлено, что большинство из них вырабатывает насыщенный либо слабо перегретый пар с начальным давлением 1,4-2,2 МПа. Там же предлагается переоборудовать такие котельные в мини-ТЭЦ путем установки паровых турбин малой мощности (0,4-1 МВт) с противодавлением либо с производственным отбором пара. Между тем, анализ электропотребления большинства промышленных предприятий показывает, что такие ТЭЦ не способны обеспечить мощность собственных нужд котельной и предприятия.

Работа мини-ТЭЦ с предвключенными ГТУ осуществляется по принципу выработки электроэнергии на базе отпуска теплоты потребите-

лям. С этой целью, как показано в [6], в условиях ограниченных возможностей инвестиций наиболее подходит ГТУ простого цикла с умеренными значениями степени повышения давления в компрессоре и температурами в камере сгорания.

Одним из вариантов установок указанного типа является газопаровая установка (ГПУ) с вводом пара в газовый тракт ГТУ и утилизацией теплоты отработанной в турбине газопаровой смеси [7, 8]. Весомая доля пара в составе рабочего тела при малых значениях коэффициента избытка воздуха позволяет увеличить его парциальное давление в смеси и, тем самым, повысить температуру конденсации в контактном экономайзере. Кроме того, уменьшение подачи воздуха компрессором снижает потребляемую им мощность.

Утилизация отработанной газопаровой смеси осуществляется в контактных экономайзерах (утилизаторах). Наличие пара и более низкие значения коэффициентов избытка воздуха в отработанной смеси дают возможность повысить температуру мокрого термометра, которая характеризует предельную температуру подогрева воды в контактном экономайзере, открывая возможность ее непосредственного использования в системе теплофикации. Общие аспекты применения подобных ГПУ частично рассмотрены в [6].

В этой связи ставилась задача вариантными расчетами определить целесообразность создания газопаровых ТЭЦ на базе промышленных паровых котельных с газотурбинными надстройками и утилизацией теплоты из отработавшей в ГТУ газопаровой смеси. На рис. 1 представлена принципиальная тепловая схема газопаровой ТЭЦ, в которой сохранено существующее оборудование котельной и дополнительно установлены: ГТУ, контактный экономайзер и блок подготовки конденсата. На рисунке: 1 – паровой котел; 2 – редуциционно-охлаждающая установка (РОУ); 3 – компрессор; 4 – камера сгорания; 5 – газотурбинный двигатель; 6 – электрогенератор; 7 – контактный экономайзер; 8 – бойлер; 9 – блок подго-

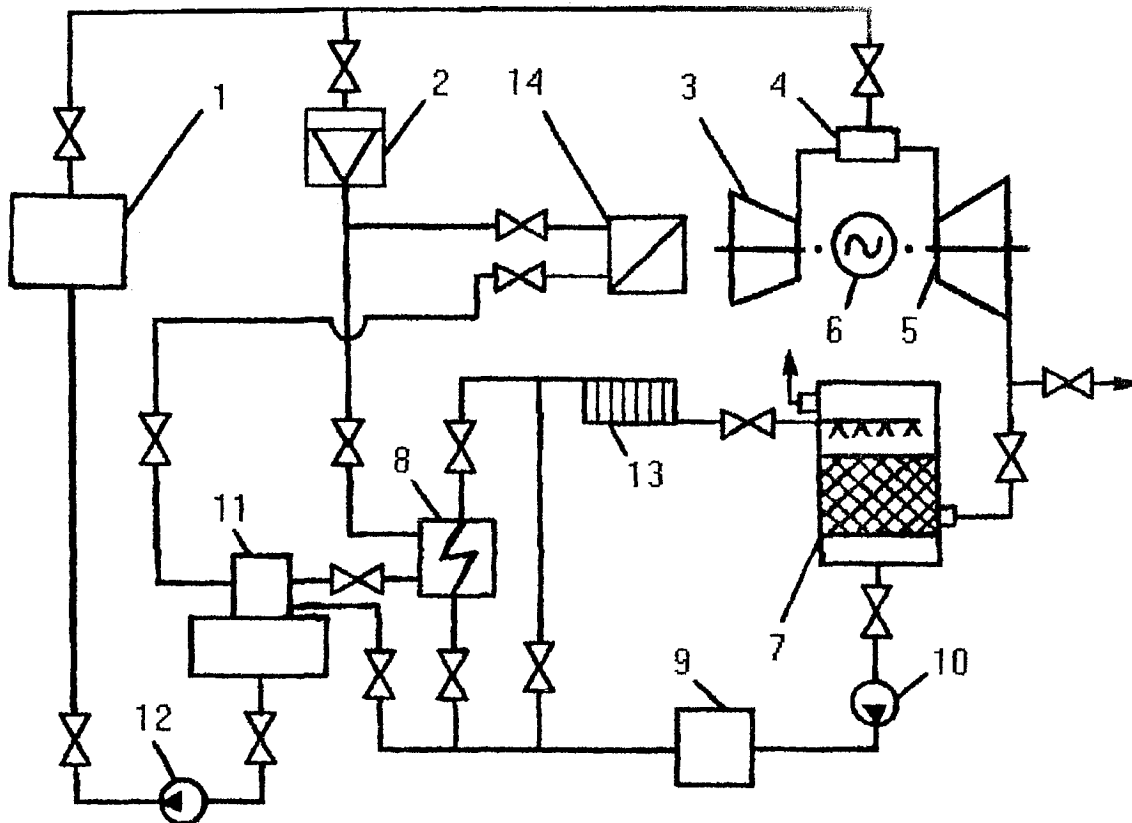


Рис. 1

товки конденсата; 10 – насос; 11 – деаэрактор; 12 – питательный насос; 13 – потребители теплоты; 14 – потребители пара.

Газопаровая смесь на входе в газовую турбину образуется в результате ввода сухого насыщенного пара из котла в камеру сгорания ГТУ. Контактный экономайзер предназначен для подогрева обратной сетевой воды в системе теплофикации. В зависимости от температурного графика работы тепловой сети в случае необходимости дополнительный подогрев воды может осуществляться в бойлере, который обогревается паром от РОУ.

Для определения показателей эффективности работы рассматриваемой газопаровой ТЭЦ была разработана математическая модель, которая включала формулы для расчета продуктов сгорания топлива, свойств газопаровой смеси, контактного экономайзера и тепловой схемы. Необходимые расходы пара для образования газопаровой смеси нужной температуры определялись из балансовых уравнений камеры сгорания при различных варьируемых значениях давления и температуры пара, сжатого воздуха и топлива (природного газа с теплотой сгорания 33,44 МДж/м³). Предполагалось, что температура подогрева воды в контактном экономайзере ниже температуры мокрого термометра на 3°С,

а температура газов на выходе из контактного экономайзера на 5°С выше температуры обратной сетевой воды. Считалось, что тепловые потери в камере сгорания не превышали 2%, а электромеханические потери в установке – 4%. Коэффициенты полезного действия (КПД) компрессора и газовой турбины принимались равными 0,85 и 0,87 соответственно. Параметры атмосферного воздуха отвечали стандартным условиям ISO 2314 ($P = 101,3$ кПа, $T = 288$ К). В расчетах принималось, что сжигание газа в камере сгорания ГТУ осуществлялось с коэффициентом избытка воздуха равным 1,15, т.е. таким же, как и при сжигании в топке котельных агрегатов. Предполагалось, что контактный экономайзер снабжался охладителем выпара, конденсат которого сливался в деаэрактор.

Зависимость изменения температуры мокрого термометра t_m , °С от температуры смеси перед турбиной t_c показана на рис. 2.

На рис. 2 видно, что значения t_m повышаются с уменьшением температуры парогазовой смеси в камере сгорания ГТУ t_c , °С. Это объясняется тем, что с уменьшением t_c увеличивается расход пара и снижается массовая доля воздуха в смеси.

Результаты расчетов показали, что тепловая мощность ГТУ возрастает с уменьшением степе-

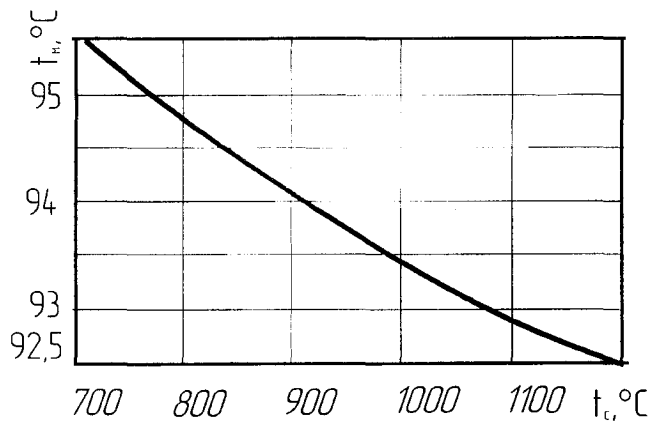


Рис. 2

ни повышения давления и температуры газопаровой смеси перед турбиной. На рис. 3 приведены зависимости изменения тепловой мощности отработанного в турбине рабочего тела Q , МВт (сплошные линии), приходящиеся на единицу (1 МВт) электрической мощности ГТУ. Там же приведены значения удельной выработки электроэнергии (e , МВт·час/т), приходящейся на одну тонну вводимого пара.

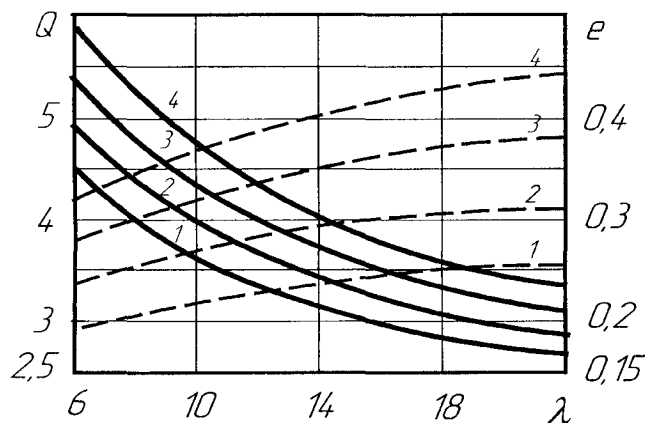


Рис. 3 (1 – $t_c = 750^\circ\text{C}$; 2 – 900; 3 – 1050; 4 – 1200; λ – степень повышения давления в компрессоре ГТУ)

Возрастание тепловой мощности по мере уменьшения λ и t_c очевидно, поскольку ГТУ с более низкими значениями КПД обладают большей мощностью выхлопных газов. С другой стороны, с увеличением λ и t_c увеличивается КПД установки и работоспособность газопаровой смеси в турбине, следовательно, и удельная выработка электроэнергии, отнесенная к расходу паровой фазы смеси.

Полученные зависимости являются необходимой предпосылкой для правильного подбора газотурбинного оборудования в случае переоборудования промышленных котельных в мини-ТЭЦ. Для условий, когда на промышленном

предприятии тепловая нагрузка превалирует над электрической, следует подбирать ГТУ с невысокими значениями λ и t_c , в противном случае – наоборот. Для реализации таких газопаровых технологий больше всего подходят отечественные газотурбинные двигатели, которые характеризуются умеренными значениями λ и t_c .

В процессе вариантных расчетов установлено, что с возрастанием λ и t_c увеличивается электрический (по выработке электроэнергии) КПД установки. При этом коэффициенты использования теплоты топлива K_T , рассчитанные по высшей теплоте сгорания топлива, увеличиваются с возрастанием λ и тем существенней, чем выше температура газопаровой смеси в камере сгорания. Характер изменения K_T показан на рис. 4 штриховыми линиями. На этом же рисунке сплошными линиями приведены зависимости изменения удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии b_3 , кг/(кВт·час), где так же как и на рис. 3 1 – $t_c = 750^\circ\text{C}$; 2 – 900; 3 – 1050; 4 – 1200.

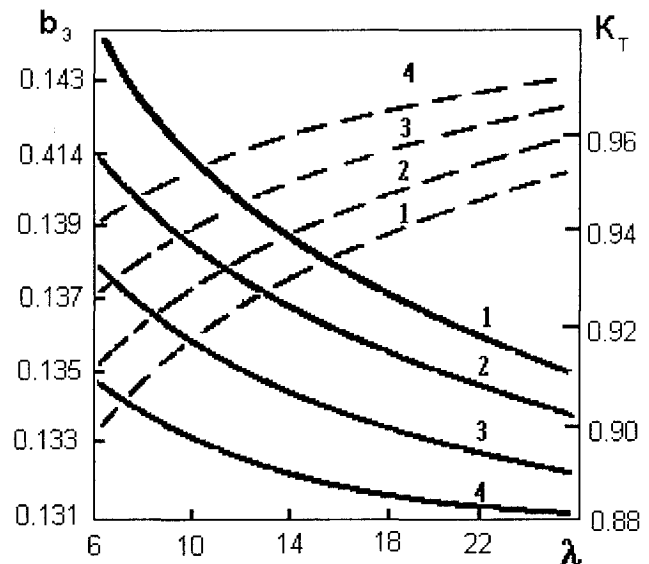


Рис. 4

Подобный ход представленных зависимостей объясняется обстоятельствами, которые были изложены выше. Это подтверждает ранее высказанное мнение о том, что для создания мини-ТЭЦ, предназначенных, в основном, для покрытия электрической нагрузки, более приемлемы ГТУ с высокими значениями λ и t_c , а для покрытия тепловой – с более низкими значениями этих величин. При этом в обоих случаях удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии оказываются в полтора раза меньшими по сравнению с таковыми на тепловых электростанциях, что позволяет увеличить маневренные мощности энергосистемы при существенной экономии топлива.

Отметим также, что даже при низких значениях λ и t_c ($6 < \lambda < 8$ и $t_c = 750^\circ\text{C}$) удельная выработка электроэнергии составляет в среднем 0,2 МВт·час на тонну израсходованного пара.

На наш взгляд, не существует сколько-нибудь основательных технических причин, препятствующих переоборудованию промышленных котельных в мини-ТЭЦ предлагаемого типа, по-

скольку эффективные контактные экономайзеры разработаны [9], а вопросы подготовки конденсата изучены в [10]. В заключение укажем, что переход на сжигание топлива в камере сгорания ГТУ с более низкими значениями коэффициентов избытка воздуха при наличии водяного пара почти вдвое снижают выбросы оксидов азота в атмосферу [7].

1. Парогазовые установки – путь к повышению экономической эффективности и экологической чистоты теплоэнергетики // Теплоэнергетика. – 1990. – №3 – С. 3-8.
2. Долинский А.А., Дикий Н.А. Парогазовая технология производства тепловой и электрической энергии // Промышленная теплотехника. – 1999. – Т.21. – №4-5. – С. 89-92.
3. Степанов И.Р. Котлы с предвключенными газотурбинными установками // Теплоэнергетика – 1995 – №4. – С. 41-43.
4. Дугосельский В.И., Зубков В.Я. Надстройка водогрейных котельных газотурбинными установками // Теплоэнергетика. – 1999. – №1. – С. 47-50.
5. Соболев И.Д. Создание промышленных ТЭЦ малой мощности на базе действующих котельных // Экотехнология и ресурсосбережение – 1996. – №2. – С. 3-10.
6. Бужинский В.В., Чепурной М.Н., Рейсиг В.А. Теплофикационные когенерационные установки на базе ГТУ // Промышленная теплотехника. – 2002. – Т.24. – №6. – С. 47-50.
7. Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Копелев С.З. Парогазовая установка с вводом пара в газовую турбину – перспективное направление развития энергетических установок // Теплоэнергетика. – 1993. – №10. – С. 56-62.
8. Романов В.И., Кривуца В.А. Комбинированная газотурбинная установка мощностью 16-25 МВт с утилизацией теплоты отходящих газов и регенерацией теплоты из парогазового потока // Промышленная теплотехника. – 1995. – Т.17. – №6. – С. 89-96.
9. Бужинский В.В. Регулярная насадка для контактных экономайзеров // Теплоэнергетика. – 1995. – №1. – С. 62-67.
10. Дикий Н.А., Шкляр В.И., Дубровская В.В. Исследование химического состава конденсата при конденсации водяного пара из уходящих газов в теплоутилизирующем контуре ПГУ // Промышленная теплотехника. – 1999. – Т.21. – №6. – С. 31-34.