

УДК 621.438:620.9

К. Н. БРЕЗГИН, И. М. ГОРЮНОВ

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ В КАЧЕСТВЕ НАДСТРОЙКИ НАД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОТЛОМ

Предложен подход для обоснованного выбора газотурбинной установки в качестве надстройки над энергетическим котлом. В качестве примера рассмотрен выбор ГТУ для совместной работы с паровым котлом Е-230-100ГМ. *Газотурбинная установка; паровой котел; комбинированная парогазовая установка*

Наиболее эффективным использованием природного газа является применение газотурбинных установок (ГТУ), в которых выхлопные газы полностью направляются в обычные котлы или котлы-утилизаторы (паровые или водогрейные). Особенно привлекательным представляется использование ГТУ при создании новых небольших ТЭС и реконструкции котельных.

Наибольший коэффициент использования тепла сгорания топлива достигается при так называемой сбросной схеме, когда уходящие за ГТУ дымовые газы направляются в традиционный водогрейный или паровой котел либо в котел-утилизатор (КУ) с дожиганием устройством. В этом случае, при дожигании в котле кислорода, содержащегося в дымовых газах ( $\alpha = 3,0...4,5$ ), возможно достижение коэффициента использования тепла уровня 90%.

Особо следует отметить, что газотурбинная надстройка вполне приемлема и для существующих паросиловых блоков ТЭС, поскольку не только повышает мощность и КПД блока при инвестициях в 3...4 раза меньших, чем при строительстве новых бинарных ПГУ, но и улучшает экологические показатели станции в целом.

Известны разработки, проводимые фирмой ОРГРЭС, по реконструкции энергоблока К-215 Псковской ГРЭС с паровым котлом ТПЕ-208 [3]. Согласно исследованиям, предложена технологическая схема организации совместной работы котла с ГТУ-20С с вытеснением регенерации высокого давления и частичным теплообменом.

Обоснование выбора газотурбинной установки в качестве надстройки над энергетическим котлом рассмотрим на примере парового котла Е-230-100ГМ, работающего в составе па-

ротурбинной установки ПТ-30-90/10. Принимаем схему с утилизацией продуктов сгорания от газовой турбины в паровом котле Е-230-100ГМ.

Дымовые газы от газотурбинного двигателя с давлением примерно 104 кПа через газосборную улитку и шибера по газоходу направляются в реконструированный котел для генерирования потребного количества пара с заданными параметрами. Газы поступают в горелки примерно с атмосферным давлением, а сам котел работает под разрежением, поэтому по тракту имеют место присосы холодного воздуха.

Чтобы кардинально не нарушать аэродинамическое сопротивление котла, ГТУ необходимо подбирать по расходу дымовых газов (в любом случае потребуются модернизация тягодутьевой установки, так как при увеличении электрической нагрузки на ГТУ увеличится расход продуктов сгорания за турбиной, а значит, возрастет в квадрате сопротивление газового тракта котла). Для его определения по нормативному методу [4] произведен расчет экономичности работы при номинальной нагрузке 230 т/ч.

В данном паровом котле в качестве топлива используется природный газ из газопровода Уренгой – Ужгород.

В качестве исходных данных использованы характеристики топлива [4]: состав газа по объему, %; низшая теплота сгорания  $Q_H^P$ , МДж /  $m^3$  и плотность  $\rho$ , кг/ $m^3$  при 0 °С и 101,3 кПа.

Объемы воздуха и продуктов сгорания топлива рассчитаны и приведены в [4]:

- количество сухого воздуха, теоретически необходимого для полного сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха  $\alpha = 1$ )  $V_0^H$ ,  $m^3/m^3$ ;
- теоретические (минимальные) объемы продуктов сгорания, полученные при сгорании

топлива с теоретически необходимым количеством воздуха  $\alpha = 1$ : азота  $V_{O.N_2}^H$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ; трехатомных газов  $V_{RO_2}^H$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$  и водяных паров  $V_{0.H_2O}^H$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Принимается коэффициент избытка воздуха для верха топки [4]:

$$\alpha_T = 1,05.$$

Тогда объем дымовых газов в топке составит

$$V_{\Gamma}^H = V_{RO_2}^H + V_{0.N_2}^H + V_{H_2O}^H + (\alpha - 1)V_0^H, \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Коэффициенты избытка воздуха в других участках газового тракта получаются путем прибавления к  $\alpha_T$  присосов воздуха, принимаемых по [4], т. е.:

$$\alpha_i = \alpha_T + \Delta\alpha_i.$$

Энтальпия дымовых газов на  $1 \text{ м}^3$  топлива определяется по формуле:

$$I = I_{OG} + (\alpha - 1)I_{OB}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

где

• энтальпия газов при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$  и температуре  $\vartheta$ , °С:

$$I_{OG} = V_{RO_2}^H (c\vartheta)_{CO_2} + V_{0.N_2}^H (c\vartheta)_{N_2} + V_{0.H_2O}^H (c\vartheta)_{H_2O}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3};$$

• энтальпия теоретически необходимого количества воздуха при температуре  $\vartheta$ , °С:

$$I_{OB} = V_0^H (c\vartheta)_B, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

где  $(c\vartheta)_{CO_2}$ ,  $(c\vartheta)_{N_2}$ ,  $(c\vartheta)_{H_2O}$  и  $(c\vartheta)_B$  – энтальпии  $1 \text{ м}^3$  трехатомных газов (оксида углерода), азота, паров воды и воздуха соответственно определяются по [4].

Значения энтальпий дымовых газов рассчитываются для различных значений температур  $\vartheta$ , °С и избытков воздуха  $\alpha$ , т. е. составляется  $I - \vartheta$ -таблица.

Уравнение теплового баланса котла устанавливает равенство между поступившим в котел количеством теплоты  $Q_p$  и суммой полезно использованной теплоты  $Q_1$  и тепловых потерь  $Q_2, Q_3, Q_4, Q_5$  и  $Q_6$ . Уравнение имеет вид:

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}. \quad (1)$$

Располагаемая теплота  $1 \text{ м}^3$  газообразного топлива:

$$Q_p = Q_H^p + Q_{ВН.В}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

где

•  $Q_{ВН.В}$ ,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  – теплота, внесенная в котел воздухом при подогреве его вне агрегата отборным паром, отработанным паром или другим теплоносителем в калорифере, устанавливаемом перед воздухоподогревателем от  $t_{XB} = 30$  °С до  $t_{ВП}$ , °С (принимается согласно [6]):

$$Q_{ВН.В} = \beta' (I_{ВП}^o - I_{XB}^o), \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

где

•  $\beta'$  – отношение количества воздуха на входе в ТВП к теоретически необходимому:

$$\beta' = \alpha_T - \Delta\alpha_T + 2\Delta\alpha_{ТВП};$$

•  $I_{ВП}^o$ ,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  – энтальпия теоретически необходимого количества воздуха на входе в воздухоподогреватель:

$$I_{ВП}^o = c_p \cdot t_{ВП} \cdot V_0^H, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

где

•  $c_p$ ,  $\text{кДж}/\text{К} \cdot \text{м}^3$  – теплоемкость воздуха, поступающего после предварительного подогрева в калорифере, которая определяется по [4] при  $t_{ВП}$ ;

•  $I_{XB}^o$ ,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  – энтальпия теоретически необходимого количества воздуха на входе в калорифер:

$$I_{XB}^o = c_p t_{XB} V_0^H, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Разделив правую часть уравнения (1) на  $Q_p$ , получим удельные значения тепловых потерь в %. Потери теплоты с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} \cdot 100 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{XB}^o)(100 - q_4)}{Q_p}, \%,$$

где

•  $I_{yx}$ ,  $\text{кДж}/\text{м}^3$  – энтальпия уходящих газов при избытке воздуха  $\alpha_{yx} = \alpha_{ТВП}$  и температуре  $t_{yx}$ , °С (принимается согласно [6]);

•  $q_4$ , % – потери теплоты от механического недожога. Для газообразного топлива механический недожог отсутствует, т. е.  $q_4 = 0$ .

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, которые обусловлены суммарной теплотой сгорания продуктов неполного горения, остающихся в уходящих газах:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_p} \cdot 100, \%. \quad (2)$$

Потери теплоты от химического недожога принимаются по [4]:

$$q_3 = 0,15\%.$$

Потери теплоты от наружного охлаждения принимаются по [4]:

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p} \cdot 100 = 0,6\%.$$

При сжигании газа принимаются согласно [4] потери на охлаждение несущих балок и панелей  $q_{6\text{охл}} = 0,1\%$  и потери с теплотой при шлакоудалении  $q_{6\text{шл}} = 0\%$ .

Суммарные потери теплоты в котле составят:

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{6\text{охл}} + q_{6\text{шл}}, \%$$

Определив потери теплоты, получим коэффициент полезного действия котельного агрегата (брутто):

$$\eta_{\text{к.а.}}^{\text{бр}} = 100 - \sum q, \%$$

Полезно использованная в котельном агрегате теплота:

$$Q_{\text{к.а.}} = D_{\text{пе}}(i_{\text{пе}} - i_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}}(i_{\text{кип}} - i_{\text{пв}}), \text{ кВт},$$

где

- $D_{\text{пе}}$ , кг/с – количество выработанного перегретого пара;

- $i_{\text{пе}}$ , кДж/кг – энтальпия перегретого пара определяется по известным значениям давления и температуры по таблицам свойств воды и водяного пара [1];

- $i_{\text{пв}}$ , кДж/кг – энтальпия питательной воды;

- $i_{\text{кип}}$ , кДж/кг – энтальпия воды на линии насыщения при давлении в барабане парового котла;

- $D_{\text{пр}} = 0,01 p_{\text{пр}} D_{\text{пе}}$ , кг/с – расход продувочной воды из барабана котла,

где  $p_{\text{пр}}$ , % – относительная величина непрерывной продувки котла (принимается согласно [6]).

Полный расход топлива:

$$B = \frac{Q_{\text{к.а.}}}{Q_p \eta_{\text{к.а.}}^{\text{бр}}} \cdot 100, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определив расход топлива, определяем искомый расход дымовых газов в топке парового котла:

$$G_{\text{дг}} = B \cdot V_{\text{г}}^{\text{H}} \cdot \rho_{\text{г}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

где  $\rho_{\text{г}}$ , кг/м<sup>3</sup> – плотность продуктов сгорания:

$$\rho_{\text{г}} = 1,96r_{\text{RO}_2} + 0,804r_{\text{H}_2\text{O}} + 1,25r_{\text{N}_2}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

где объемные доли трехатомных газов, паров воды и азота в продуктах сгорания, соответственно:

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}^{\text{H}}}{V_{\text{г}}^{\text{H}}}; r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{H}}}{V_{\text{г}}^{\text{H}}}; r_{\text{N}_2} = \frac{V_{\text{N}_2}^{\text{H}}}{V_{\text{г}}^{\text{H}}}.$$

По вышеприведенной методике, используя значения характеристик парового котла Е-230-100ГМ на номинальном режиме, мы получили расход дымовых газов  $G_{\text{дг}} = 61,86$  кг/с. По каталогу газотурбинного оборудования [2] выбрана газотурбинная энергетическая установка АЛ-31СТЭ, у которой расход газов на выходе из силовой турбины составляет 65,87 кг/с (запас по расходу составил 6,5%) с температурой 762 К. При сбросе продуктов сгорания в котел должен обеспечиваться минимальный температурный напор на горячем конце пароперегревателя в 30 °С [5]. Следовательно, для генерирования пара с температурой 510 °С (783 К) необходимо вводить дожигание топлива.

Предложенный подход позволяет выбрать газотурбинную установку для надстройки над энергетическим котлом (как паровым, так и водогрейным) при условии сохранения аэродинамического сопротивления газоздушного тракта котла.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров А. А., Григорьев Б. А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. службой стандартных справочных данных. ГСССД Р-776-98. М.: МЭИ, 1999. 168 с.
2. Каталог газотурбинного оборудования. Газотурбинные технологии. Газпром, 2006.
3. Буринов М. А., Коновалов Р. Н. Надстройка тепловой схемы энергоблока К-215 Псковской ГРЭС газотурбинными установками // Обобщение опыта эксплуатации теплотехнического оборудования, тепловых сетей, зданий и сооружений энергопредприятий: Сб. докл. техн. конф. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. С. 120–141.
4. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.
5. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки электростанций: Учеб. пособие. М.: МЭИ, 2002. 580 с.
6. Эстеркин Р. И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: Учеб. пособ. для техникумов. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. 280 с.

**ОБ АВТОРАХ**

**Брезгин Константин Николаевич**, асп. каф. авиац. теплотехники и теплоэнергетики. Дипл. инж. по тепл. электр. станциям (УГАТУ, 2008). Готовит дисс. в обл. повышения тепл. экономичности ТЭС и котельных с использованием конвертированных авиац. ГТД.



**Горюнов Иван Михайлович**, проф. каф. авиац. двигателей, зав. НИЛ САПР-Д. Дипл. инж.-мех. (УАИ, 1974). Д-р техн. наук по тепл. двиг. ЛА (УГАТУ, 2007). Иссл. в обл. автоматизации проектир., доводки, изготовления и эксплуатации ГТД и ЭУ.