

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ПАРОВОГО КОТЛА, НАДСТРОЕННОГО ГТУ

Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д., инж. КАЧАН С. А.

Белорусская государственная политехническая академия

Инж. ЛЕВШИН Н. В.

ГП «БелНИПИЭнергопром»

В настоящее время для оценки показателей топливоиспользования паровых котлов, надстроенных ГТУ, применяются различные показатели. Следует максимально приближать методику расчета парового котла (ПК) и ПГУ в целом к действующим в России и Беларуси методикам расчета и анализа показателей топливоиспользования для паротурбинных блоков [1, 2]. В этих методиках расход топлива на ПК определяется через его теплопроизводительность и КПД брутто котла $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, причем последний находится по методу обратного теплового баланса как более точно.

Аналогичный подход предусмотрен в [3]. Однако здесь КПД ПК определяется с использованием формул для потерь теплоты с уходящими газами q_2 , полученных по приведенным характеристикам топлива при сжигании его в атмосфере воздуха [6]. Определение абсолютной величины потерь теплоты с уходящими газами через q_2 и теплопроизводительность ПК (как это предусмотрено в обычной методике) приводят к существенному ее занижению, так как в данном случае сжигание топлива производится не в атмосфере воздуха, а в атмосфере забалластированных газов, т. е. при более низкой температуре горения в топке.

Методические основы расчета показателей обычных котлов можно сохранить при расчете показателей ПК «сбросных» ПГУ, если рассмотреть ГТУ в качестве предтопка ПК и учесть различие в характеристиках топлива, сжигаемого в камере сгорания (КС) ГТУ и в паровом котле, а также соотношение в количествах использованного в КС и ПК топлива. При этом относительная величина потерь теплоты с уходящими газами q_2 может определяться через контролируемые при эксплуатации избыток воздуха в уходящих газах α_{yx} и температуру t_{yx} с использованием формул, полученных по приведенным характеристикам топлив. Последовательность расчета показателей ПК может быть следующей.

Теплопроизводительность такого комбинированного котла «сбросной» ПГУ находится по формуле

$$Q_{\text{к}}^{\text{бр}} = N_{\text{ГТУ}} / (\eta_{\text{эм}} \eta_{\text{кс}}) + G_{\text{пс}} (h_{\text{пс}} - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пп}} (h_{\text{пп}}'' - h_{\text{пп}}') + G_{\text{пр}} (h_{\text{пр}} - h_{\text{пв}}) + G_{\text{впр}} (h_{\text{пп}}'' - h_{\text{впр}}) + Q_{\text{го}} + Q_{\text{ГВП}}^{\text{ВД}} + Q_{\text{ГВП}}^{\text{НД}} + Q_{\text{к}}^{\text{от}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{эм}}, \eta_{\text{кс}}$ — электромеханический КПД ГТУ и КПД камеры сгорания (можно принимать $\eta_{\text{кс}} \approx 0,995$);

$G_{пе}$ – расход перегретого пара из котла;

$G_{пп}$ – то же, пара через промежуточный пароперегреватель;

$G_{пр}$ – то же, продувочной воды (для барабанных котлов);

$G_{впр}$ – то же, воды на впрыске в промежуточный пароперегреватель;

$h_{пе}, h_{пв}$ – энтальпия перегретого пара и питательной воды на входе в собственно ПК;

$h_{пп}^{\prime\prime}, h_{пп}^{\prime}$ – то же, пара на выходе из промежуточного пароперегревателя и на входе в него;

$h_{пр}, h_{впр}$ – то же, продувочной воды и воды, подаваемой на впрыск в промежуточный пароперегреватель;

$Q_{го}$ – теплопроизводительность охладителя газов перед ПК (при его наличии);

$Q_{ГВП}^{ВД}, Q_{ГВП}^{НД}$ – то же, газовойдных подогревателей высокого и низкого давления;

$Q_{к}^{от}$ – отпуск теплоты от ПК, например через пучок для подогрева сетевой воды.

При использовании (1) нужно иметь ввиду, что в соответствии с действующими методами нормирования показателей паротурбинных ТЭС справедливо равенство

$$\begin{aligned} G_{пе}(h_{пе} - h_{пв}) + G_{пп}(h_{пп}^{\prime\prime} - h_{пп}^{\prime}) + G_{пр}(h_{пр} - h_{пв}) + \\ + G_{впр}(h_{пп}^{\prime\prime} - h_{впр}) = Q_0 / \eta_{тп}, \end{aligned} \quad (2)$$

где Q_0 – расход теплоты на паротурбинную установку;

$\eta_{тп}$ – КПД теплового потока, причем можно принимать

$$\eta_{тп} \cong 1 - 0,015 \frac{Q_0^{ном}}{Q_0}. \quad (3)$$

В (3) $Q_0^{ном}$ – номинальный расход теплоты на паровую турбину при условии обособленной работы паротурбинной части ПГУ.

При этом, очевидно, что

$$Q_0 = Q_0^{об} - \xi_{ср}^{ВД} Q_{ГВП}^{ВД} - \xi_{ср}^{НД} Q_{ГВП}^{НД}, \quad (4)$$

где $\xi_{ср}^{ВД}, \xi_{ср}^{НД}$ – средние значения коэффициентов ценности теплоты (КЦТ) для отборов пара на ПВД и для отборов на вытесняемые за счет ГВП низкого давления ПНД паровой турбины (значения $\xi_{ср}^{ВД}$ и $\xi_{ср}^{НД}$ можно принять по данным [4]);

$Q_0^{об}$ – расход теплоты на паровую турбину при заданной ее мощности и условии обособленной работы паротурбинной части ПГУ.

Значение $Q_0^{об}$ найдется по известной зависимости

$$Q_0^{об} = q_T N_3^{пт}, \quad (5)$$

где q_T , $N_3^{пт}$ — удельный расход теплоты на выработку электроэнергии и мощность на клеммах электрического генератора при работе паротурбинной установки в обычном режиме, т. е. без вытеснения паровой регенерации за счет ГВП.

Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах после комбинированного ПК ГТУ, т. е. после утилизирующих теплоту газов установок (ГВП низкого давления или пучок для подогрева сетевой воды) должен определяться с учетом долей топлива, сжигаемого в КС ГТУ и собственно паровом котле, а также присосов воздуха в ПК, включая ГВП:

$$\alpha_{ух} = \frac{G_k}{L_0 B_{ГТУ} + \rho_v V_0^B B_{ПК}} + \Sigma \alpha_{прис}. \quad (6)$$

Здесь G_k — расход воздуха через компрессор ГТУ;

$B_{ГТУ}$, $B_{ПК}$ — количество топлива, сжигаемого в КС ГТУ и собственно ПК;

L_0 — теоретически необходимое количество воздуха для сжигания топлива в КС ГТУ, кг/кг;

ρ_v , V_0^B — плотность воздуха и теоретически необходимое количество его для сжигания топлива в ПК, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

$\Sigma \alpha_{прис}$ — сумма присосов воздуха в ПК и ГВП, причем при использовании нормативов присосов воздуха в обычные ПК их необходимо пересчитать на суммарный расход воздуха в схеме ПГУ, т. е. уменьшить в отношении $\rho_v V_0^B B_{ПК} / G_k$.

Величину G_k можно рассчитать по характеристикам ГТУ

$$G_k = G_r^{ГТУ} - B_{ГТУ}, \quad (7)$$

где $G_r^{ГТУ}$ — расход выпускных газов, кг/с;

$B_{ГТУ}$ — то же, натурального топлива в КС ГТУ, кг/с.

В некоторых схемах «сбросных» ПГУ может применяться дополнительная подача подогретого в паровых калориферах воздуха в количестве ΔG_v в ПК. Тогда величина ΔG_v должна быть учтена в числителе первого члена формулы (6). Одновременно при этом нужно увеличить расход теплоты на паротурбинную установку Q_0 на величину

$$\Delta Q_0 = Q_{д.в.} \xi_{ПК}, \quad (8)$$

где $Q_{д.в.}$ — подвод теплоты на подогрев дополнительного воздуха;

$\xi_{ПК}$ — значение КЦТ для отбора паровой турбины на калорифер.

Для найденного $\alpha_{ух}$ и известного (номинального или фактического) значения температуры уходящих газов потеря теплоты q_2 найдется как

$$q_2 = \gamma_r q_2^r + \gamma_n q_2^n, \quad (9)$$

где γ_r, γ_n — доли топлива (в тепловом эквиваленте), сжигаемого в газовой и паротурбинной частях схемы;

q_2^r, q_2^n — потери теплоты с уходящими газами для указанных выше долей топлива, %.

Значения q_2^r и q_2^n могут определяться по известной формуле [5, 6]

$$q_2 = (K\alpha_{yx} + C) \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + B} t_{xb} \right) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) A_r K_Q 10^{-2}, \% . \quad (10)$$

Здесь t_{xb} — температура холодного воздуха;

q_4 — потеря теплоты от механического недожога, %;

K, C, B — коэффициенты, зависящие от вида и приведенной влажности топлива;

A_r — коэффициент, учитывающий влияние температуры уходящих газов на теплоемкость продуктов сгорания;

K_Q — то же, учитывающий теплоту, вносимую в топку с подогретым вне котла топливом и воздухом.

Значения q_2^r и q_2^n рассчитываются по (10).

Для топлива, сжигаемого в КС ГТУ (газ или дизельное топливо), t_{xb} равняется температуре наружного воздуха t_n на всасе в компрессор ГТУ. Для ПК при $\Delta G_B = 0$ также $t_{xb} = t_n$. При $\Delta G_B \neq 0$ следует скорректировать t_{xb} с учетом относительного количества дополнительно подаваемого в ПК воздуха и его температуры на входе в калорифер.

Для случая сжигания газа по данным [6] $K = 3,52$; $C = 0,63$; $B = 0,18$.

Для случая использования мазута [6]:

$$K = 3,494 + 0,02W^n; \quad (11)$$

$$C = 0,437 + 0,04W^n; \quad (12)$$

$$B = 0,13.$$

В формулах (11) и (12) W^n — приведенная влажность мазута.

Величину потерь от механического недожога q_4 можно определить по данным [5, 6]. Для газомазутных котлов принимается $q_4 = 0$.

Значение коэффициента A_r определим по формуле [6]:

$$A_r = 1 + 0,013 \frac{(t_{yx} - 150)}{100}. \quad (13)$$

Величина K_Q должна учитываться только при расчете $q_2^{\text{п}}$ в случае сжигания в ПК мазута, при этом

$$K_Q = \frac{1}{1 + \frac{Q_{\text{ТЛ}}' + Q_{\text{ВН}}'}{Q_{\text{Н}}^{\text{р}}}}, \quad (14)$$

где $Q_{\text{ТЛ}}'$ — теплота, вносимая в топку ПК с топливом;

$Q_{\text{ВН}}'$ — то же, с подогретым воздухом.

Очевидно, что $Q_{\text{ВН}}' = Q_{\text{д.в.}}$, а величина

$$Q_{\text{ТЛ}}' = C_{\text{ТЛ}} t_{\text{ТЛ}}. \quad (15)$$

В (15) $C_{\text{ТЛ}}$ — теплоемкость топлива (мазута); $t_{\text{ТЛ}}$ — температура топлива, подаваемого в топку ПК.

КПД ПК брутто в общем случае

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \%. \quad (16)$$

Для случая сжигания в ПК газа или мазута $q_3 \approx 0$ (следы химнедожога); $q_4 = 0$; $q_6 = 0$. Потеря теплоты от наружного охлаждения q_5 может приниматься в размере около 0,5 % от суммарной теплоты сожженного топлива.

Расход топлива на ПК найдется как

$$B_{\text{ПК}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}} / \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} - B_{\text{ГТУ}} Q_{\text{н,г}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н,ПК}}^{\text{р}}}, \quad (17)$$

где $B_{\text{ГТУ}}$, $Q_{\text{н,г}}^{\text{р}}$ — расход топлива на ГТУ и его теплотворная способность;

$Q_{\text{н,ПК}}^{\text{р}}$ — теплотворная способность топлива, используемого в ПК.

Так как потеря теплоты q_2 и соответственно значение $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ зависят от доли $B_{\text{ПК}}$ в общем количестве топлива, расчет $B_{\text{ПК}}$ должен производиться методом приближений: вначале при принятом значении $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ определяется величина $B_{\text{ПК}}$ и $\gamma_{\text{ПК}}$; затем по (9) с использованием (10) находятся потеря теплоты q_2 и значение $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ по (16); при несоблюдении равенства принятого и полученного значений $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ расчет повторяется при новом $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ до тех пор, пока разность в значениях $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ на предпоследнем и последнем шагах расчетов не станет пренебрежительно малой.

Для таких расчетов на ЭВМ разработана соответствующая процедура расчета показателей работы парового котла, надстроенного ГТУ.

ВЫВОДЫ

1. Разработана методика расчета показателей работы парового котла, надстроенного ГТУ, с использованием формул, полученных по приведенным характеристикам топлив. При этом при определении потери теплоты с уходящими газами учитывается вид топлива, используемого в камере сгорания ГТУ и топке парового котла, а также соотношения в расходах этих видов топлива.

2. Абсолютная величина потери теплоты с уходящими газами Q_2 должна определяться через q_2 по суммарной теплоте топлива, использованного как в паровом котле, так и камере сгорания ГТУ.

3. Сопоставление результатов расчетов по приведенной методике с данными расчета потерь теплоты с уходящими газами по прямому балансу показало их удовлетворительную сходимость.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности электростанций и энергосистем. НУ-34-70. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1992.

2. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95. — М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

3. Разработка методических указаний по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы парогазовых установок различного типа: Отчет о НИР. — М.: ВТИ, 1992.

4. Рубинштейн Я. М., Щепетильников М. И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. — М.: Энергоиздат, 1982. — 272 с.

5. Опыт эксплуатации системы автоматизированного контроля технического состояния газотурбинных установок ГТ-35 парогазовых блоков ПГУ-250 / А. И. Механиков, В. И. Ахрамеев, С. В. Максимов и др. // Электрические станции. — 1989. — № 2. — С. 48–54.

6. Пеккер Я. Л. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. — М.: Энергия, 1977. — 256 с.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 13.04.2000

УДК 536.3 (035.5) + 621.382.2

РАДИАЦИОННЫЙ ТЕПЛООБМЕН ОДИНОЧНОГО ОРЕБРЕННОГО ЦИЛИНДРА

Канд. техн. наук, доц. АКСЕНОВ В. В., канд. техн. наук САМОРОДОВ А. В.,
докт. техн. наук, проф. КУНТЫШ В. Б.

Архангельский государственный технический университет

Радиационный теплообмен вносит существенный вклад в величину теплового потока с теплоотдающей поверхности [1–5], основным элементом которой часто является, особенно в аппаратах воздушного охлаждения [6–8], поверхность оребренных цилиндрических труб. Поэтому задача оценки радиационной составляющей теплового потока с оребренных поверхностей является актуальной.