

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА

Канд. техн. наук КАЧАН С. А.,  
инженеры ФИЛАЗАФОВИЧ В. И., ДУБРОВЕНСКИЙ А. Н.

*Белорусский национальный технический университет,  
ОАО «Белэнергостроительная»*

На ряде ТЭС Беларуси проходит апробацию методика, позволяющая единым образом определять показатели топливоиспользования комбинированных установок, в которых для выработки электроэнергии и теплоты применяются традиционный паросиловой и высокотемпературный газовый циклы в различных сочетаниях [1].

В данной статье представлены алгоритм и основные результаты расчета показателей теплофикационной парогазовой установки (ПГУ) утилизационного типа на примере ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3, принципиальная тепловая схема которой приведена на рис. 1. В разработанной методике [1] с целью унификации способов расчета показателей ПГУ различного типа и сохранения значения удельного расхода топлива на отпуск теплоты  $b_{тэ}^{ПГУ}$  от теплофикационных ПГУ на уровне, характерном для традиционных паротурбинных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и котельных, введено понятие «условного» котла, которое объединяет газотурбинную установку (ГТУ) и утилизирующую теплоту ее сбросных газов котельную установку.

Уравнение теплового баланса «условного» котла для ПГУ утилизационного типа представим следующим образом:

$$Q_{н.у}^p B_{ГТУ} + Q_{вн}^{ГТУ} + Q_{ст}^{КУ} = Q_{э}^{ГТУ} + Q_{бр}^{КУ} + Q_{пот}^{\Sigma}, \quad (1)$$

где  $Q_{н.у}^p$  – низшая теплотворная способность условного топлива;  $B_{ГТУ}$  – расход условного топлива на ГТУ;  $Q_{вн}^{ГТУ}$  – теплота, дополнительно (сверх химической теплоты топлива) вносимая в камеру сгорания: с учетом повышения физической теплоты топлива при работе дожимного компрессора, подогрева воздуха перед компрессором и пр.;  $Q_{ст}^{КУ}$  – теплота, вносимая в энергетический контур котла-утилизатора от сторонних источников: за счет нагрева питательной  $Q_{п.нас}$  и сетевой  $Q_{сет.нас}$  воды в насосах и др.;  $Q_{э}^{ГТУ}$  – расход теплоты на выработку электроэнергии ГТУ  $\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ}$  с учетом электромеханических потерь  $\mathcal{E}_{эм}^{ГТУ}$  и потерь на наружное охлаждение  $Q_{пот}^{ГТУ}$ ,

$$Q_{э}^{ГТУ} = \mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} + \mathcal{E}_{эм}^{ГТУ} + Q_{пот}^{ГТУ}; \quad (2)$$

$Q_{бр}^{КУ} = Q_{р}^{КУ} + Q_{св}^{КУ}$  – теплопроизводительность котла-утилизатора с рабочим паром различных параметров  $Q_{р}^{КУ}$  и сетевой водой  $Q_{св}^{КУ}$ ;  $Q_{пот}^{\Sigma}$  – потери теплоты: с уходящими газами  $Q_{ух}$ , на наружное охлаждение котла-утилизатора  $Q_{охл}^{КУ}$  и пр.

При этом КПД брутто «условного» котла по прямому балансу

$$\eta_{\text{бр}}^{\text{ук}} = \frac{Q_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} + Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} + Q_{\text{охл}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{ст}}^{\text{КУ}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} B_{\text{ГТУ}} + Q_{\text{вн}}^{\text{ГТУ}}}. \quad (3)$$

Удельный расход условного топлива  $b_3^{\text{ПТУ}}$  на отпуск электроэнергии от паровой части рассчитывается с использованием определяемых по известным зависимостям [2] значений удельного расхода теплоты нетто  $q_{\text{э.нет}}^{\text{ПТУ}}$  на выработку электроэнергии паротурбинной установкой (ПТУ) и коэффициента теплового потока  $\eta_{\text{тп}}^{\text{КУ}}$ , а также КПД котла-утилизатора нетто  $\eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}}$

$$b_3^{\text{ПТУ}} = \frac{q_{\text{э.нет}}^{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}} \eta_{\text{тп}}^{\text{КУ}}}, \quad (4)$$

где

$$q_{\text{э.нет}}^{\text{ПТУ}} = \frac{Q_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}}{\Xi_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}} - \Xi_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}}; \quad (5)$$

$$\eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}} = \frac{\eta_{\text{бр}}^{\text{ук}}}{K_Q^{\text{ГТУ}}} \frac{\alpha_{\text{р}}^{\text{КУ}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}}{(\alpha_{\text{р}}^{\text{КУ}} (Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} + Q_{\text{охл}}^{\text{КУ}}) - Q_{\text{ст}}^{\text{КУ}})} \frac{\Xi_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}} - \Xi_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}} - K_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} \Xi_{\text{сн}}^{\text{КУ}}}{\Xi_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}} - \Xi_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}}; \quad (6)$$

$$\eta_{\text{тп}}^{\text{КУ}} = \frac{\alpha_{\text{р}}^{\text{КУ}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{пот}}^{\text{тп}}}{\alpha_{\text{р}}^{\text{КУ}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}}. \quad (7)$$

Здесь  $Q_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}$  – расход теплоты на выработку электроэнергии паротурбинной установкой  $\Xi_{\text{выр}}^{\text{ПТУ}}$ , определяемый известным образом [2];  $\Xi_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}$ ,  $Q_{\text{сн}}^{\text{ПТУ}}$  – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды паротурбинной установки;  $K_Q^{\text{ГТУ}}$  – коэффициент, учитывающий дополнительно вносимую в камеру сгорания теплоту [2],

$$K_Q^{\text{ГТУ}} = \frac{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} B_{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} B_{\text{ГТУ}} + Q_{\text{вн}}^{\text{ГТУ}}}; \quad (8)$$

$\alpha_{\text{р}}^{\text{КУ}}$  – доля тепловой нагрузки котла-утилизатора с рабочим паром,

$$\alpha_{\text{р}}^{\text{КУ}} = \frac{Q_{\text{р}}^{\text{КУ}}}{Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}}} = \frac{Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{св}}^{\text{КУ}}}{Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}}}; \quad (9)$$

$\Xi_{\text{сн}}^{\text{КУ}}$ ,  $Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}$  – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды котла-утилизатора, включая затраты, связанные с восполнением потерь пара и конденсата собственного технологического цикла, потери теплоты с непрерывной и периодической продувкой котла, затраты на отопление и вентиляцию помещений, относимых к котельной установке, и пр.;  $K_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}$  – коэффициент отнесения затрат электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии паровой частью

$$K_3^{\text{ПГУ}} = \frac{Q_3^{\text{ПГУ}} + Q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}}{\alpha_p^{\text{КУ}} Q_{\text{бр}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}} - Q_{\text{пот}}^{\text{тп}}}; \quad (10)$$

$Q_{\text{пот}}^{\text{тп}}$  – потери теплового потока.

Удельный расход условного топлива  $b_3^{\text{ГТУ}}$  на отпуск электроэнергии от газовой части ПГУ рассчитывается с использованием  $\eta_{\text{бр}}^{\text{УК}}$  и удельного расхода теплоты нетто  $q_{\text{э.нет}}^{\text{ГТУ}}$  на выработку электроэнергии ГТУ

$$b_3^{\text{ГТУ}} = \frac{q_{\text{э.нет}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \eta_{\text{бр}}^{\text{УК}}} K_Q^{\text{ГТУ}} + \Delta b_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}, \quad (11)$$

где  $q_{\text{э.нет}}^{\text{ГТУ}}$  определяется с учетом затрат электроэнергии  $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}$  на собственные нужды ГТУ (дожимные компрессоры, насосы технической воды и пр.),

$$q_{\text{э.нет}}^{\text{ГТУ}} = \frac{Q_3^{\text{ГТУ}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}}; \quad (12)$$

$\Delta b_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}$  – поправка к удельному расходу топлива, учитывающая расход теплоты на собственные нужды ГТУ от паровой части ПГУ (что характерно для подавляющего большинства ПГУ),

$$\Delta b_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} = \frac{1}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \eta_{\text{нет}}^{\text{КУ}} \eta_{\text{тп}}^{\text{КУ}}} \frac{Q_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн.тф}}}; \quad (13)$$

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн.тф}}$  – часть расхода электроэнергии на теплофикационную установку, относимая на газовую часть,

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн.тф}} = \frac{((1 - K_3^{\text{ПГУ}}) \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}} + \mathcal{E}_{\text{тф}})(\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}})}{(\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}}) + (\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПГУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}} - K_3^{\text{ПГУ}} \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}})}. \quad (14)$$

Здесь  $\mathcal{E}_{\text{тф}}$  – расход электроэнергии на теплофикационную установку.

Расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ находится как средневзвешенный по отпуску этого вида энергии от газовой  $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}}$  и паровой  $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$  частей

$$b_3^{\text{ПГУ}} = \frac{b_3^{\text{ГТУ}} \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}} + b_3^{\text{ПГУ}} \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}} + \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}}, \quad (15)$$

где

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГТУ}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ГТУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн.тф}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}} = \mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{ПГУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{КУ}} - (\mathcal{E}_{\text{тф}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн.тф}}).$$

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от ПГУ  $Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$  рассчитывается по аналогии с методикой [2] как сумма трех

слагаемых, которые определяют экономичность отпуска теплоты отработавшим паром из отборов паровой турбины, непосредственно от «условного» котла с сетевой водой и за счет работы сетевых насосов

$$b_{\text{гт}}^{\text{пгу}} = \frac{1}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \eta_{\text{нет}}^{\text{ку}} \eta_{\text{тп}}^{\text{ку}}} \frac{Q_{\text{отп}}^{\text{пгу}} - Q_{\text{св}}^{\text{ку}} - Q_{\text{сет.нас}} + Q_{\text{пот}}^{\text{отп}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{пгу}}} +$$

$$+ \frac{K_Q^{\text{гту}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \eta_{\text{бр}}^{\text{ук}}} \frac{Q_{\text{св}}^{\text{ку}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{пгу}}} + \frac{1}{Q_{\text{отп}}^{\text{пгу}}} \left( (\mathfrak{E}_{\text{тф}} - \Delta \mathfrak{E}_{\text{сн.тф}}) b_{\text{э}}^{\text{пгу}} + \Delta \mathfrak{E}_{\text{сн.тф}} \frac{q_{\text{э,нет}}^{\text{гту}} K_Q^{\text{гту}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}} \eta_{\text{бр}}^{\text{ук}}} \right), \quad (16)$$

где  $Q_{\text{пот}}^{\text{отп}}$  – потери теплоты, связанные с ее отпуском потребителю.

На рис. 2, 3 приведены графические зависимости  $b_{\text{э}}^{\text{пгу}}$  и  $b_{\text{гт}}^{\text{пгу}}$ , построенные на основе расчетов по разработанной методике для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 (двухступенчатый подогрев сетевой воды, давление в верхнем отопительном отборе 1 ата).

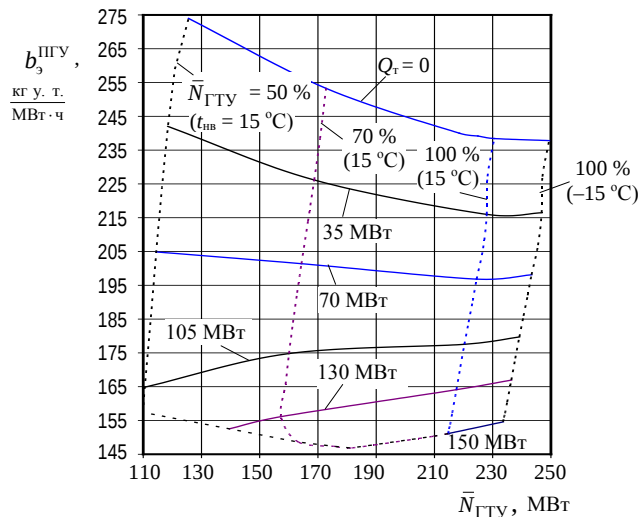


Рис. 2. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии  $b_{\text{э}}^{\text{пгу}}$  в зависимости от мощности ПГУ  $N_{\text{пгу}}$  при различных значениях относительной мощности ГТУ  $\bar{N}_{\text{ГТУ}}$  (пунктирные линии) и нагрузки теплофикационных отборов паровой турбины  $Q_{\text{т}}$  (сплошные линии)

В расчетах принято, что переток теплоты от очереди 14 МПа отсутствует, а энергетические характеристики ГТУ, котла-утилизатора, паровой турбины, величины расходов теплоты и электроэнергии на собственные нужды ПГУ соответствуют временным нормативным характеристикам блока.

При расчете КПД брутто «условного» котла  $\eta_{\text{бр}}^{\text{ук}}$  по обратному балансу относительная величина потерь теплоты с уходящими газами  $q_2$  находится в долях от всей подведенной в комбинированном цикле теплоты [1]. Поэтому, как показывают расчеты, при условии работы ПГУ с номинальной загрузкой ГТУ значение  $\eta_{\text{бр}}^{\text{ук}}$  достаточно близко к величине КПД брутто

топливоиспользующих котлоагрегатов и в диапазоне температур наружного воздуха  $t_{\text{нв}} = (-15) - (+15)^\circ\text{C}$  изменяется в сравнительно узких пределах 87–90,5 %. Вследствие этого при отпуске теплоты, характерном для отопительного периода,  $b_{\text{тз}}^{\text{ПГУ}}$  находится на уровне 165–170 кг у. т./Гкал ( $\approx 39,5\text{--}40,5$  кг у. т./ГДж), соответствующем традиционным для Беларуси источникам теплоты, повышаясь до уровня 180–185 кг у. т./Гкал ( $\approx 43\text{--}44$  кг у. т./ГДж) лишь при малых тепловых нагрузках ПГУ.

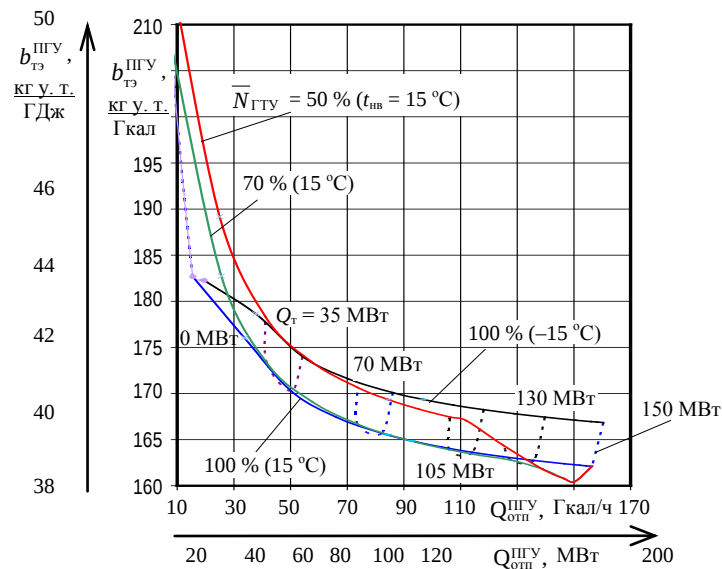


Рис. 3. Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты  $b_{\text{тз}}^{\text{ПГУ}}$  в зависимости от отпуски теплоты  $Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$  при разных значениях относительной мощности ГТУ  $\bar{N}_{\text{ГТУ}}$  (сплошные линии) и нагрузки теплофикационных отборов паровой турбины  $Q_{\text{т}}$  (пунктирные линии)

В разработанной методике при определении удельного расхода теплоты на производство электроэнергии ГТУ принимается, что установка фактически работает в теплофикационном режиме: полностью или (при работе газового байпаса перед утилизационным контуром) частично [1]. Поэтому  $b_{\text{з}}^{\text{ГТУ}}$  находится на уровне 150 кг у. т./(МВт·ч), характерном для паротурбинных установок, работающих без потерь теплоты в конденсаторе.

Соответственно при работе утилизационной ПГУ в целом по теплово-му графику с минимальным расходом пара в конденсатор  $b_{\text{з.тф}}^{\text{ПГУ}} \approx b_{\text{з}}^{\text{ГТУ}} \approx \approx b_{\text{з.тф}}^{\text{ПГУ}} \approx 150$  кг у. т./(МВт·ч).

На режимах электрического графика в зависимости от отпуски теплоты  $Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$  удельный расход топлива  $b_{\text{з}}^{\text{ПГУ}}$  изменяется от величины  $b_{\text{з.тф}}^{\text{ПГУ}}$  до величины, соответствующей конденсационному режиму:  $b_{\text{з.к}}^{\text{ПГУ}} \approx \approx 240\text{--}275$  кг у. т./(МВт·ч).

В указанных условиях величина  $b_{\text{з}}^{\text{ПГУ}}$  является наглядным показателем экономичности комбинированного парогазового цикла.

## ВЫВОДЫ

1. Разработанная методика расчета показателей тепловой экономичности парогазовых установок является физически строгой и построена на основных принципиальных положениях действующей системы анализа показателей топливоиспользования на ТЭС. При этом значения удельных расходов топлива на отпуск теплоты  $b_{тг}^{пгу} \approx 165\text{--}170$  кг у. т./Гкал ( $\approx 39,5\text{--}40,5$  кг у. т./ГДж) находятся на уровне, близком для традиционных теплоисточников Беларуси.

2. Величина удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии  $b_3^{пгу}$  является наглядным показателем экономичности комбинированного парогазового цикла и изменяется от значений порядка  $b_{э.тф}^{пгу} \approx 150$  кг у. т./(МВт·ч) на режиме теплового графика (характерных для паротурбинных установок, работающих без потерь теплоты в конденсаторе) до величин, соответствующих конденсационному режиму:  $b_{э.к}^{пгу} \approx 240\text{--}275$  кг у. т./(МВт·ч).

3. Опыт применения методики на различных энергетических объектах (Минская ТЭЦ-3, Оршанская ТЭЦ, Лидская ТЭЦ) показывает, что она хорошо встраивается в существующую систему учета, отчетности и расчета технико-экономических показателей ТЭС; при этом действующие методологические подходы к анализу экономичности работы объектов энергосистемы остаются неизменными.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Качан, С. А. К вопросу определения показателей топливоиспользования парогазовых установок / С. А. Качан, В. И. Филазафович // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2010 – № 1. – С. 88–92.
2. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем. – М., 1984.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 06.07.2010