

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ПАРОВАЗОВЫХ УСТАНОВОК УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА

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

*Белорусский национальный технический университет,
ОАО «Белэнергоремналадка»*

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 $b_{\text{тэ}}^{\text{ПГУ}}$ 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.

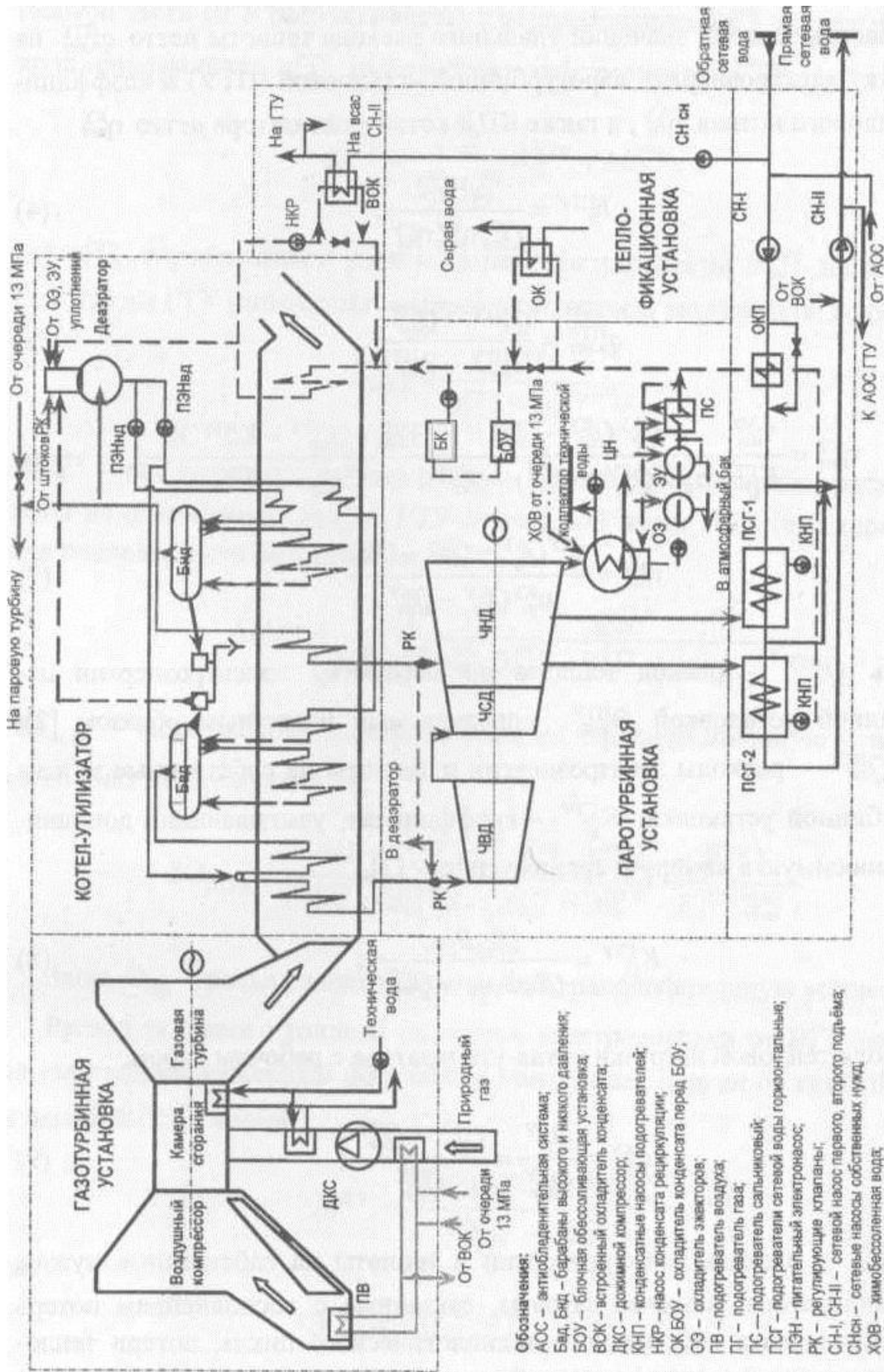
Уравнение теплового баланса «условного» котла для ПГУ утилизационного типа представим следующим образом:

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

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

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

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



- Обозначения:
- АЭС — атомная электростанция;
 - Бнд — барабаны высокого и низкого давления;
 - БОУ — блочная обессоливающая установка;
 - ВОК — встроенный охладитель конденсата;
 - ДКС — дожимной компрессор;
 - КНП — конденсатные насосы подогревателей;
 - НКР — насос конденсата рециркуляции;
 - ОК БОУ — охладитель конденсата перед БОУ;
 - ОЗ — охладитель эжектора;
 - ПВ — подогреватель воздуха;
 - ПГ — подогреватель газа;
 - ПС — подогреватель сальниковый;
 - ПСГ — подогреватели сетевой воды горизонтальные;
 - ПЗН — питательный электронасос;
 - РК — регулирующие клапаны;
 - СН-1, СН-1 — сетевой насос первого, второго подъема;
 - СНсн — сетевые насосы собственных нужд;
 - ХОВ — химическая вода;
 - ЦН — циркуляционные насосы;
 - ЗУ — эжектор уплотнений;

Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

При этом КПД брутто «условного» котла по прямому балансу

$$\eta_{бр}^{ук} = \frac{Q_3^{ГТУ} + Q_{бр}^{КУ} + Q_{охл}^{КУ} - Q_{ст}^{КУ}}{Q_{н.у}^p B_{ГТУ} + Q_{вн}^{ГТУ}}. \quad (3)$$

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

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

где

$$q_{з.нет}^{ПТУ} = \frac{Q_3^{ПТУ} - Q_{сн}^{ПТУ}}{\mathcal{E}_{выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ПТУ}}; \quad (5)$$

$$\eta_{нет}^{КУ} = \frac{\eta_{бр}^{ук}}{K_Q^{ГТУ}} \frac{\alpha_p^{КУ} Q_{бр}^{КУ} - Q_{сн}^{КУ}}{\alpha_p^{КУ} (Q_{бр}^{КУ} + Q_{охл}^{КУ}) - Q_{ст}^{КУ}} \frac{\mathcal{E}_{выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ПТУ} - K_3^{ПТУ} \mathcal{E}_{сн}^{КУ}}{\mathcal{E}_{выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ПТУ}}; \quad (6)$$

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

Здесь $Q_3^{ПТУ}$ – расход теплоты на выработку электроэнергии паротурбинной установкой $\mathcal{E}_{выр}^{ПТУ}$, определяемый известным образом [2]; $\mathcal{E}_{сн}^{ПТУ}$, $Q_{сн}^{ПТУ}$ – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды паротурбинной установки; $K_Q^{ГТУ}$ – коэффициент, учитывающий дополнительно вносимую в камеру сгорания теплоту [2],

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

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

$$\alpha_p^{КУ} = \frac{Q_p^{КУ}}{Q_{бр}^{КУ}} = \frac{Q_{бр}^{КУ} - Q_{св}^{КУ}}{Q_{бр}^{КУ}}; \quad (9)$$

$\mathcal{E}_{сн}^{КУ}$, $Q_{сн}^{КУ}$ – 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.; $K_3^{ПТУ}$ – коэффициент отнесения затрат электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии паровой частью

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

$Q_{\text{пот}}^{\text{тп}}$ – 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

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

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),

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

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн.тф}}$ – 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

$$b_{г3}^{ПГУ} = \frac{1}{Q_{н.у}^p \eta_{нет}^{КУ} \eta_{тн}^{КУ}} \frac{Q_{отп}^{ПГУ} - Q_{св}^{КУ} - Q_{сет.нас} + Q_{пот}^{отп}}{Q_{отп}^{ПГУ}} + \frac{K_Q^{ГТУ}}{Q_{н.у}^p \eta_{бр}^{УК}} \frac{Q_{св}^{КУ}}{Q_{отп}^{ПГУ}} + \frac{1}{Q_{отп}^{ПГУ}} \left((\varepsilon_{тф} - \Delta \varepsilon_{сн.тф}) b_3^{ПГУ} + \Delta \varepsilon_{сн.тф} \frac{q_{\varepsilon,нет}^{ГТУ} K_Q^{ГТУ}}{Q_{н.у}^p \eta_{бр}^{УК}} \right), \quad (16)$$

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

На рис. 2, 3 приведены графические зависимости $b_3^{ПГУ}$ и $b_{г3}^{ПГУ}$, построенные на основе расчетов по разработанной методике для ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 (двухступенчатый подогрев сетевой воды, давление в верхнем отопительном отборе 1 ата).

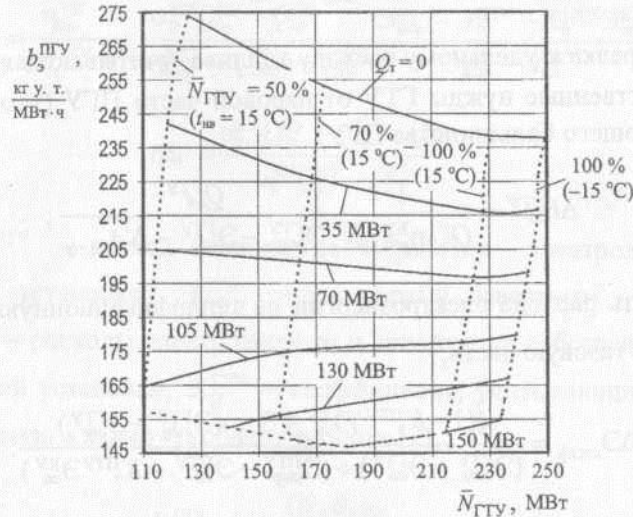


Рис. 2. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии $b_3^{ПГУ}$ в зависимости от мощности ПГУ $N_{ПГУ}$ при разных значениях относительной мощности ГТУ $N_{ГТУ}$ (пунктирные линии) и нагрузки теплофикационных отборов паровой турбины Q_t (сплошные линии)

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 $\eta_{бр}^{УК}$ 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 $\eta_{бр}^{УК}$ достаточно близко к величине КПД брутто

топливоиспользующих котлоагрегатов и в диапазоне температур наружного воздуха $t_{\text{нв}} = (-15) - (+15) \text{ } ^\circ\text{C}$ изменяется в сравнительно узких пределах 87–90,5 %. Вследствие этого при отпуске теплоты, характерном для отопительного периода, $b_{\text{тс}}^{\text{ПГУ}}$ 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.

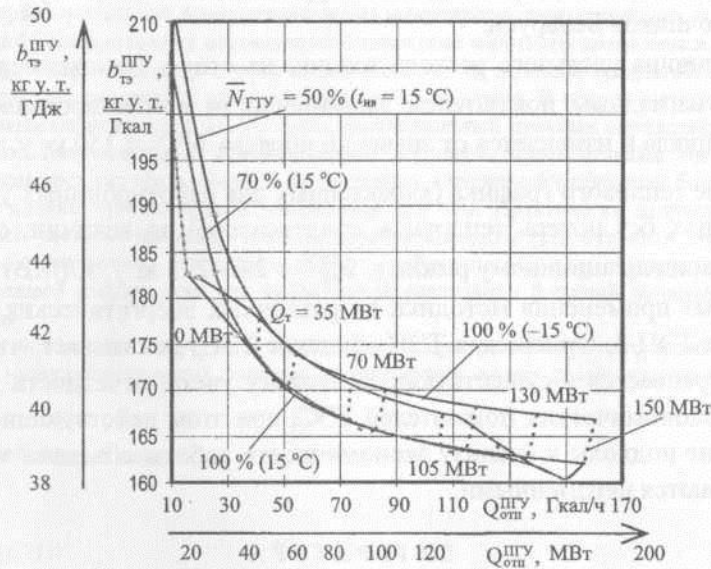


Рис. 3. Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты $b_{\text{тс}}^{\text{ПГУ}}$ в зависимости от отпуски теплоты $Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$ при разных значениях относительной мощности ГТУ $\bar{N}_{\text{ГТУ}}$ (сплошные линии) и нагрузки теплофикационных отборов паровой турбины $Q_{\text{т}}$ (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 $b_5^{\text{ГТУ}}$ находится на уровне 150 кг у. т./($\text{МВт}\cdot\text{ч}$), характерном для паротурбинных установок, работающих без потерь теплоты в конденсаторе.

Соответственно при работе утилизационной ПГУ в целом по тепловому графику с минимальным расходом пара в конденсатор $b_{\text{э.тф}}^{\text{ПГУ}} \approx b_5^{\text{ГТУ}} \approx b_{\text{э.тф}}^{\text{ПГУ}} \approx 150$ кг у. т./($\text{МВт}\cdot\text{ч}$).

На режимах электрического графика в зависимости от отпуски теплоты $Q_{\text{отп}}^{\text{ПГУ}}$ удельный расход топлива $b_5^{\text{ПГУ}}$ изменяется от величины $b_{\text{э.тф}}^{\text{ПГУ}}$ до величины, соответствующей конденсационному режиму: $b_{\text{э.к}}^{\text{ПГУ}} \approx 240\text{--}275$ кг у. т./($\text{МВт}\cdot\text{ч}$).

В указанных условиях величина $b_5^{\text{ПГУ}}$ 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 $b_{\text{тп}}^{\text{пгу}} \approx 165\text{--}170$ 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 $b_3^{\text{пгу}}$ является наглядным показателем экономичности комбинированного парогазового цикла и изменяется от значений порядка $b_{\text{э.тф}}^{\text{пгу}} \approx 150$ кг у. т./(МВт·ч) на режиме теплового графика (характерных для паротурбинных установок, работающих без потерь теплоты в конденсаторе) до величин, соответствующих конденсационному режиму: $b_{\text{э.к}}^{\text{пгу}} \approx 240\text{--}275$ 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