

## К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Канд. техн. наук КАЧАН С. А., инж. ФИЛАЗАФОВИЧ В. И.

*Белорусский национальный технический университет,  
ОАО «Белэнергоремналадка»*

В последние годы парогазовые технологии находят все более широкое распространение в энергетике Беларуси. Тем не менее до настоящего времени отсутствует необходимая для специалистов проектных и наладочных организаций, а также персонала тепловых электростанций методика определения показателей топливоиспользования комбинированных установок, включающих помимо традиционных паротурбинных и котельных установок также высокотемпературные тепловые двигатели (которыми в общем случае могут быть не только газотурбинные, но и газопоршневые агрегаты), использующие их сбросную теплоту котлы.

Такая методика разработана специалистами ОАО «Белэнергоремналадка» и уже проходит апробацию на ряде ТЭС. Она базируется на принципиальных положениях действующих в энергетической отрасли директивных и методических документов [1] с изменением алгоритмов расчета показателей топливоиспользования с учетом специфики бинарного цикла.

В разработанной методике удельные расходы топлива определяются отдельно для выделяемых частей бинарной установки: газовой и паровой.

Газовая часть представляет собой комплекс, вырабатывающий электроэнергию и теплоту в паре и горячей воде, который помимо теплового двигателя включает в себя котельную установку (где происходит утилизация сбросной теплоты двигателя) и теплофикационную установку газовой части.

Паровая часть представляет собой вырабатывающий электроэнергию и отпускающий теплоту комплекс, состоящий из котла (которым может быть котел-утилизатор, в том числе с дожиганием топлива, или низконапорный котел, сжигающий топливо и утилизирующий теплоту выхлопных газов теплового двигателя), паротурбинного оборудования и теплофикационной установки паровой части.

Как видно, утилизационный контур теплового двигателя входит в обе выделенные части комбинированной парогазовой установки (ПГУ).

Ключевым положением предлагаемой методики является использование понятия «условного» котла, объединяющего высокотемпературный тепловой двигатель (т. е. газотурбинную установку (ГТУ) или газопоршневой агрегат (ГПА)) и его утилизационный контур.

В общем случае «условный» котел рассматривается как комплекс, в котором топливо сжигается и в камере сгорания теплового двигателя  $V_{\text{тд}}$  (или нескольких камерах сгорания при наличии промежуточного подвода теплоты в цикле двигателя), и непосредственно в котельной установке  $V_{\text{ку}}$ . При этом от «условного» котла отпускается не только теплота (с сетевой водой, паром на паровую турбину и т. д.), но и электроэнергия, вырабаты-

ваемая тепловым двигателем. Отметим, что аналогичное понятие было введено [2].

Укрупненно уравнение теплового баланса «условного» котла для ПГУ любого типа можно записать в виде

$$Q_{н,у}^p (B_{тд} + B_{ку}) + Q_{вн}^{\Sigma} = Q_{г}^{\Sigma} + Q_{п}^{\Sigma} + Q_{пот}^{\Sigma}, \quad (1)$$

где  $Q_{н,у}^p$  – низшая теплотворная способность условного топлива;  $Q_{вн}^{\Sigma}$  – включает теплоту  $Q_{вн}$ , дополнительно (сверх химической теплоты топлива и теплоты наружного воздуха) вносимую в камеру сгорания теплового двигателя и топку или камеру дожигания котельной установки (т. е. физическая теплота топлива, подогретого воздуха, впрыскиваемого пара и пр.), а также прочие вносимые потоки теплоты (например, за счет нагрева питательной воды в насосах);  $Q_{г}^{\Sigma}$  – теплота, подведенная к рабочему телу газовой части комбинированной установки, которая расходуется на выработку электроэнергии тепловым двигателем, а также на возможный отпуск от него теплоты (например, в случае полезного использования теплоты промежуточного охлаждения воздуха между ступенями компрессора ГТУ или теплоты охлаждения элементов ГПА);  $Q_{п}^{\Sigma}$  – то же паровой части комбинированной установки, которая расходуется на выработку рабочего пара, предназначенного для подачи на паровые турбины и редуционно-охладительные установки, а также пара на впрыск в газовый тракт (при использовании экологического или энергетического впрыска), и отпуска теплоты с паром и горячей водой непосредственно потребителю;  $Q_{пот}^{\Sigma}$  – потери теплоты с уходящими газами, на наружное охлаждение и пр.

При расчете КПД брутто «условного» котла  $\eta_{бр}^{yk} = 1 - \Sigma q_i$  относительная величина потерь теплоты с уходящими газами  $q_2$  определяется в долях от всей подведенной в комбинированном цикле теплоты

$$q_2 = \frac{Q_{yx}}{Q_{н,у}^p (B_{тд} + B_{ку}) + Q_{вн}^{\Sigma}}, \quad (2)$$

где  $Q_{yx}$  – абсолютная величина потерь теплоты с уходящими газами, определяемая энтальпией входящих в их состав компонентов.

Ввод понятия «условного» котла позволяет не только унифицировать методику расчета показателей ПГУ различного типа, но также сохранить значение удельного расхода топлива на отпуск теплоты  $b_{тэ}^{пгу}$  от теплофикационной ПГУ на уровне, характерном для традиционных паротурбинных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и котельных.

Например, некоторые авторы [3, 4] предлагают находить  $b_{тэ}^{пгу}$  с использованием КПД котла-утилизатора  $\eta_{ку}$ , определяемого как отношение полезно используемой теплоты сбросных газов теплового двигателя к теор-

ретически возможной (при условии их охлаждения до температуры наружного воздуха).

Однако поскольку при определении  $\eta_{\text{кв}}$  потери с уходящими газами фактически относятся не к теплоте подводимого в цикле топлива (как при определении КПД топливоиспользующих котлоагрегатов), а к теплоте газов на входе в котел-утилизатор, т. е. уже отработавших в двигателе, значение этого КПД ниже средних значений КПД энергетического парового или водогрейного котлов. Другим недостатком использования  $\eta_{\text{кв}}$  является его существенная зависимость от температуры наружного воздуха  $t_{\text{нв}}$ .

Так, расчеты, проведенные для теплофикационных ПГУ Оршанской ТЭЦ и Минской ТЭЦ-3, показывают, что при условиях ISO ( $t_{\text{нв}} = +15^\circ\text{C}$ ) КПД котла-утилизатора брутто составляет около 80–86 % (в зависимости от режима работы ПГУ). При снижении температуры наружного воздуха до  $t_{\text{нв}} = -25^\circ\text{C}$   $\eta_{\text{кв}}$  снижается на 6–8 % и более – до уровня  $\eta_{\text{кв}} \approx 73\text{--}79\%$ . Это приводит к повышению удельного расхода топлива на выработку теплоты с  $b_{\text{тз}}^{\text{ПГУ}} \approx 175$  до почти 200 кг у. т./Гкал (41,8–47,8 кг у. т./ГДж).

Для сравнения: снижение температуры холодного воздуха от  $+15$  до  $-25^\circ\text{C}$  приводит к понижению КПД брутто котлоагрегата БКЗ-420-140 ГМ (при его работе на природном газе) примерно на 2 % – с 93–93,5 до 91–91,5 %.

С учетом сказанного на ПГУ Оршанской ТЭЦ, введенной в эксплуатацию около 10 лет назад, применялась разработанная на кафедре «Тепловые электрические станции» БНТУ методика расчета удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии  $b_{\text{э}}^{\text{ПГУ}}$  при постоянной величине  $b_{\text{тз}}^{\text{ПГУ}}$ , принятой на том уровне, который имел место на данной ТЭЦ до ввода ПГУ, т. е.  $b_{\text{тз}}^{\text{ПГУ}} = 172$  кг у. т./Гкал ( $\approx 41$  кг у. т./ГДж).

Такой прием упростил построение нормативных характеристик ПГУ Оршанской ТЭЦ, сделал наглядным решение задачи оценки и задания прогнозных значений потребления топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ с учетом работы ПГУ. Однако принятие  $b_{\text{тз}}^{\text{ПГУ}}$  фиксированным при работе ПГУ с частичными нагрузками приводит к существенному и неоправданному ухудшению ее показателей по выработке электроэнергии.

В разработанной методике удельный расход  $b_{\text{э,нет}}^{\text{Г}}$  топлива на отпуск электроэнергии от газовой части находится с использованием КПД брутто  $\eta_{\text{бр}}^{\text{ук}}$  «условного» котла и удельного расхода  $q_{\text{нет}}^{\text{Г}}$  теплоты нетто на производство электроэнергии тепловым двигателем (газотурбинной установкой), который в свою очередь определяется через удельный расход  $q_{\text{бр}}^{\text{Г}}$  теплоты брутто с учетом затрат энергии на собственные нужды.

При этом, как и в большинстве предлагаемых методик [3–6], при определении  $q_{\text{бр}}^{\text{Г}}$  принимается, что ГТУ фактически работает в теплофикационном режиме: полностью или (при работе газового байпаса перед утилизационным контуром) частично. То есть  $q_{\text{бр}}^{\text{Г}}$  определяется по известному принципу, применяемому для расчета аналогичного показателя противо-

давленческих паротурбинных установок [1]. Если за счет байпасирования газов ГТУ помимо утилизационного контура появляется конденсационная выработка, то при определении  $q_{бр}^r$  дополнительно учитываются потери теплоты с газами, выбрасываемыми в атмосферу. Отметим, что такой прием расчетов  $q_{бр}^r$  используется не только для различных типов ПГУ: с котлами-утилизаторами [3, 4, 6], с вытеснением регенерации [5], а также для теплофикационных ГТУ [6].

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от паровой части в разработанной методике рассчитывается с использованием КПД «условного» котла нетто  $\eta_{нет}^{ук}$ , определяемого с учетом электрических и тепловых собственных нужд ПГУ, и удельного расхода теплоты нетто  $q_{нет}^n$  на выработку электроэнергии ПТУ, определяемого по известным зависимостям [1].

Соединение газового и парового циклов в одной комбинированной установке обеспечивает существенное повышение экономичности ПГУ в целом и снижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии  $b_{эз}^{ПГУ}$ , величина которого в разработанной методике находится как средневзвешенная по отпуску этого вида энергии от газовой  $\mathcal{E}_{отп}^r$  и паровой  $\mathcal{E}_{отп}^n$  частей, т. е. как в [3, 5].

Удельный расход топлива на отпуск теплоты  $b_{тз}^{ПГУ}$  от ПГУ в целом можно представить в виде нескольких слагаемых, которые определяют экономичность отпуска теплоты рабочим паром (например, из отборов или противодавления паротурбинной установки), непосредственно от «условного» котла (например, его сетевого пучка) и за счет работы сетевых насосов

$$b_{тз}^{ПГУ} = \frac{1}{Q_{н.у}^p \eta_{нет}^{ук} \eta_{тп}^{ук}} \frac{Q_{отп} - Q_{отп}^{ук} - Q_{сет.нас} + Q_{отп}^{пот}}{Q_{отп}} + \frac{1}{Q_{н.у}^p \eta_{бр}^{ук}} \frac{Q_{отп}^{ук}}{Q_{отп}} + b_{эз}^{ПГУ} \frac{\mathcal{E}_{тф}}{Q_{отп}}, \quad (3)$$

где  $Q_{отп}$ ,  $Q_{отп}^{ук}$  – суммарный отпуск теплоты от ПГУ и отпуск теплоты непосредственно от «условного» котла;  $Q_{отп}^{пот}$  – потери теплоты, связанные с ее отпуском потребителю;  $Q_{сет.нас}$ ,  $\mathcal{E}_{тф}$  – отпуск теплоты за счет работы сетевых насосов и расход электроэнергии на теплофикационную установку.

Как видно, зависимость (3) по форме и содержанию соответствует действующей методике нормирования  $b_{тз}$  [1].

Практическая реализация разработанной методике в настоящий момент осуществляется на всех ТЭС Беларуси, имеющих в своем составе ГТУ и ГПА, и не вызывает затруднений в применении. Внедренная автоматизация расчетов с использованием данных штатных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) существенно уп-

рошает проведение расчетов и анализ экономичности работы комбинированных установок.

## ВЫВОДЫ

1. Предлагаемая методика расчета показателей топливоиспользования разработана для комбинированных энергетических установок ТЭС, использующих для выработки электроэнергии и теплоты высокотемпературный газовый и паросиловой циклы в любом их сочетании. Методика построена на основных принципиальных положениях действующей системы ведения технического учета, отчетности и анализа топливоиспользования на ТЭС.

2. Использование понятия «условного» котла позволяет унифицировать расчет показателей ПГУ различного типа, а для теплофикационных установок обеспечить значения удельного расхода топлива на отпуск теплоты  $b_{тз}^{ПГУ}$  на уровне, соответствующем традиционным паротурбинным ТЭЦ и котельным.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем. – М.: 1984.

2. Установки парогазовые стационарные. Методика расчета тепловых схем установок и высоконапорных парогенераторов: РТМ 108.020.22–84. – М.: НПО ЦКТИ, 1985.

3. Соколов, Е. Я. Энергетические характеристики парогазовых теплофикационных установок / Е. Я. Соколов, В. А. Мартынов // Теплоэнергетика. – 1996. – № 4. – С. 47–54.

4. Энергетические показатели парогазовых теплоэлектроцентралей с котлами-утилизаторами / Э. К. Аракелян [и др.] // Вестник МЭИ. Теплоэнергетика. – Сводный том статей, опубликованных в журнале «Вестник МЭИ». – Т. 1. – М.: МЭИ, 1997. – 166 с.

5. Читашвили, Г. П. Метод расчета показателей энергоэффективности конденсационных энергоблоков, реконструируемых в полузависимые ПГУ / Г. П. Читашвили // Теплоэнергетика. – 2003. – № 8. – С. 62–67.

6. Астахов, Н. Л. Определение основных показателей тепловой экономичности ГТУ и ПГУ / Н. Л. Астахов // Энергетик. – 2008. – № 2. – С. 24–26.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 02.12.2009