

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА «КПД ОТБОРОВ» ДЛЯ РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПГУ-ТЭЦ

К. т. н., доц. Кузнецов А. М.¹,
д. т. н., проф. Султангузин И. А.¹,
к. т. н., доц. Яворовский Ю. В.¹,
к. т. н., доц. Албул А. В.² (НИУ «МЭИ»,
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

АННОТАЦИЯ. Метод «КПД отборов» первоначально был разработан для расчета энергетических показателей паротурбинных ТЭЦ, однако он с успехом может применяться для определения расхода топлива на выработку и отпуск тепловой и электрической энергии на ТЭЦ различного типа (ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ). Использование данного метода для ПГУ-ТЭЦ рассматривается на примере Краснодарской ТЭЦ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КПД отбора, коэффициент ценности тепла (КЦТ), себестоимость тепловой и электрической энергии, экономия топлива, расход топлива, комбинированная выработка теплоты и электроэнергии.

ABSTRACT. The «Turbine steam extraction efficiency» method was originally developed for calculation of power indicators of steam-powered CHP plants, however it can be successfully used to determine the fuel consumption for the production and distribution of thermal and electrical energy for CHP of various types (GTU, CCGT). The issues related with realization of this method for the CCGT plants are analyzed and resolved. The Krasnodarskaya CHP plant is taken as an example of using of presented method for CCGT.

KEY WORDS: Turbine steam extraction efficiency, the heat cost index, fuel saving, heat and electricity self-costs, fuel economy, combined heat and power generation.

Метод «КПД отборов» известен уже более 50 лет, он опубликован в работах [1–3] и первоначально был разработан для расчета энергетических показателей паротурбинных ТЭЦ. Однако данный метод с успехом может применяться для ТЭЦ различного типа (ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ).

Рассмотрим применение данного метода для расчета расходов топлива и оценки себестоимости тепловой и электрической энергии на примере ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ [4,5]. Установленная электрическая мощность ПГУ-410 составляет $N_{ПГУ} = 416,5$ МВт, в том числе ГТУ $N_{ГТУ} = 303,5$ МВт и паротурбинной части в теплофикационном режиме $N_m^n = 113$ МВт. Тепловая мощность $Q_T = 220$ Гкал/ч (255,8 МВт).

Состав основного оборудования ПГУ-410:

- ГТУ — М701F4, производства компании Mitsubishi Heavy Industries, Япония;
- котел-утилизатор трех давлений — 307/350/47-13,0-565/560/247 производства ОАО «ЭМ-Альянс», Россия;
- паровая турбина Т-113/145-12,4 производства ЗАО «Уральский турбинный завод», Россия.

КПД отбора теплофикационной турбины рассчитывается по формуле, приведенной в [3, 6]:

$$\eta_T = \frac{N_k^n - N_m^n}{Q_T} = \frac{145 - 113}{255,8} = 0,125,$$

где N_k^n и N_m^n — электрическая мощность паровой турбины в конденсационном и теплофикационном режимах.

Отпуск теплоты от ПГУ-ТЭЦ при работе на максимальной тепловой мощности в течение зимнего месяца (января) составит

$$Q_M = Q_T \cdot 744 \text{ ч/мес.} = 220 \cdot 744 = 163680 \text{ Гкал.}$$

Выработка электроэнергии за тот же период времени составит

$$\Theta_M = N_{ПГУ} \cdot 744 \text{ ч/мес.} = 416,5 \cdot 744 = 309876 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

В соответствии с методом «КПД отборов» [6], удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии b_T , кг у. т./Гкал, определяется как

$$b_T = \frac{143 \cdot \eta_T}{\eta_{КЗ} \cdot \eta_{ОЗ} \cdot \eta_{ЭС}} = \frac{143 \cdot 0,125}{0,92 \cdot 0,35 \cdot 0,95} = 58,4 \text{ кг у. т./Гкал}, \quad (2)$$

где приняты следующие значения: $\eta_{КЗ} = 0,92$ — КПД котельного цеха замещающей КЭС; $\eta_{ОЗ} = 0,35$ — КПД турбоустановки замещающей КЭС; $\eta_{ЭС} = 0,95$ — КПД

¹ 111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д.14, +7-495-362-72-17

² 119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65, к. 1; тел.: +7(499) 507-88-88

передачи электроэнергии от замещающей КЭС до ТЭЦ, где осуществляется отбор.

Полученное значение b_T по сути является удельным расходом топлива на КЭС, компенсирующей недовыработку электроэнергии на ПГУ-ТЭЦ при отпуске теплоты Q_T .

Расход условного топлива на отпускаемую теплоту за месяц составит:

$$B_T = b_T \cdot Q_T \cdot 744 = 58,4 \cdot 220 \cdot 744 = 9558912 \text{ кг у.т.} = 9559 \text{ т у.т.}$$

Тогда расход газового топлива равен:

$$B_G = B_T / K = 9559 / 1,15 = 8312 \text{ тыс. м}^3,$$

где $K = 1,15 \text{ кг у.т./м}^3$ — коэффициент пересчета условного топлива в природный газ.

При стоимости природного газа $T = 4 \text{ руб./м}^3$ затраты на газ составят:

$$S_G = B_G \cdot T = 8312 \cdot 4 = 33248 \text{ тыс. руб.}$$

Постоянные издержки при производстве и отпуске тепловой энергии для упрощения примем равными 50% от стоимости затраченного газа:

$$S_{II} = S_G \cdot 0,50 = 33248 \cdot 0,50 = 16624 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда полная стоимость отпускаемой теплоты за месяц будет равна:

$$S_T = S_G + S_{II} = 33248 + 16624 = 50052 \text{ тыс. руб.}$$

А себестоимость тепловой энергии составит:

$$S_T = \frac{S_T}{Q} = \frac{50052 \cdot 1000}{163680} = 306 \text{ руб./Гкал}$$

Согласно методу «КПД отборов» может быть рассчитан КПД ПГУ в конденсационном режиме:

$$\eta_{ПГУ} = \frac{N + \eta_T \cdot Q_T}{Q_0} = \frac{416,5 + 0,125 \cdot 255,8}{844,7} = 0,531, \quad (1)$$

где принято, что $Q_0 = 844,7 \text{ МВт}$ — тепловая мощность, выделяющаяся при сжигании газового топлива в ПГУ.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии в ПГУ в конденсационном режиме составит:

$$b_{\Theta} = \frac{123}{\eta_{ПГУ}} = \frac{123}{0,531} = 231,6 \text{ кг у.т./МВт}\cdot\text{ч}$$

Тогда расход условного топлива будет равен:

$$B_{\Theta} = b_{\Theta} \cdot \Theta = 231,6 / 1000 \cdot 309876 = 71767 \text{ т у.т.}$$

А расход природного газа —

$$B_G = B_{\Theta} \cdot K = 71767 / 1,15 = 62406 \text{ тыс. м}^3.$$

При этом затраты на природный газ составят:

$$S_G = B_G \cdot T = 62406 \cdot 4 = 249624 \text{ тыс. руб.}$$

А постоянные издержки, принятые равными 50% от стоимости затраченного газа, будут равны

$$S_{II} = S_G \cdot q = 249624 \cdot 0,50 = 124812 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда себестоимость электроэнергии составит:

$$S_{\Theta} = \frac{S_G + S_{II}}{\Theta_M} = \frac{249624 + 124812}{309876} \cdot 1000 = 1208 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч.}$$

Рассчитаем коэффициент ценности тепла [3] отборного пара паровой турбины по отношению к теплоте сгорания газа, сжигаемого в камере сгорания газовой турбины ПГУ:

$$\xi_K = \frac{\eta_T}{\eta_{ПГУ}} = \frac{0,125}{0,531} = 0,235$$

Тогда КПД ПГУ составит:

$$\eta_{ПГУ} = \frac{N_{ПГУ}}{Q_0 - \xi_K Q_m} = \frac{416,5}{844,7 - 0,235 \cdot 255,8} = 0,531 \quad (2)$$

Полученные результаты показывают, что равенство КПД ПГУ в конденсационном режиме достигается независимо от того, увеличивается ли ее мощность при неизменном расходе топлива и отключении теплофикационного отбора (см. формулу (1)), или снижается мощность ПГУ при нулевом отборе пара и уменьшении расхода топлива (см. формулу (2)).

Первоначально метод «КПД отборов» применялся для расчетов конденсационных турбоустановок [7]. Впоследствии данный метод стал применяться и для расчетов теплофикационных турбин [8, 9].

Для отчетов электростанций о расходах топлива с 1946 по 1996 гг. применялся физический метод, как наиболее простой в расчетах. В физическом методе работа ТЭЦ рассматривалась аналогично работе котельной. В методе «КПД отборов» работа ТЭЦ рассматривается аналогично работе условного теплового насоса [9]. При переходе ПГУ из конденсационного режима в теплофикационный снижение электрической мощности на $\Theta_T = 0,125 \cdot 255,8 = 32 \text{ МВт}$ позволяет производить тепловую мощность 255,8 МВт. Т. е. коэффициент трансформации такого условного теплового насоса будет равен

$$\mu_T = \frac{Q_T}{\Theta_T} = \frac{255,8}{32} = 8,0$$

Этот показатель намного превышает средний показатель тепловых насосов, применяемых в теплоснабжении $\mu_T = 3$.

Экономия топлива за счет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии по методу «КПД отборов» [6] определяется как:

$$\begin{aligned} \Delta B &= 143 \cdot Q_M \cdot \left(\frac{1}{\eta_K} - \frac{\eta_T}{\eta_{K3} \cdot \eta_{O3} \cdot \eta_{ЭС}} \right) = \\ &= 143 \cdot 163680 \cdot \left(\frac{1}{0,88} - \frac{0,125}{0,92 \cdot 0,35 \cdot 0,95} \right) = \\ &= 17034 \text{ т у.т.} \end{aligned}$$

где $\eta_K = 0,88$ — КПД котельной.

Затраты топлива на тепловую и электрическую энергию будут равны:

$$B = B_T + B_Э = 9559 + 71767 = 81326 \text{ т у.т.}$$

Тогда экономия топлива составит:

$$\Delta B / B = 17034 / 81326 = 21\%.$$

Известно, что метод ОРГРЭС большую часть экономии, полученной при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, относит в пользу электроэнергии. Это не способствует стимулированию производства тепловой энергии на ТЭЦ и снижению отпуска теплоты от котельных, что в итоге приводит к перерасходу топлива на производство тепловой и электрической энергии.

Более подробно сравнительный анализ различных способов распределения затрат топлива при комбинированной выработке приводится в работе [5].

Метод «КПД отбора» может использоваться как альтернатива известным способам распределения затрат топлива при комбинированной выработке на ПГУ-ТЭЦ.

Выводы

Метод «КПД отбора» позволяет перераспределить экономию топлива в пользу тепловой энергии, произведенной комбинированным способом, что способствует развитию теплофикационных ПГУ-ТЭЦ.

Литература

1. Рыжкин В. Я., Кузнецов А. М. О влиянии питательного насоса на КПД турбоустановки // Теплоэнергетика. — 1964. — №2.
2. Рыжкин В. Я., Кузнецов А. М. Определение влияния питательного насоса на КПД турбоустановки с помощью эквивалентного теплопадения отборного пара // Теплоэнергетика. — 1964. — №12.
3. Рыжкин В. Я., Кузнецов А. М. Определение относительного изменения КПД турбинной установки методов эквивалентных теплопадений. // Теплоэнергетика. — 1965. — №6. — С. 51–55.
4. Расширение Краснодарской ТЭЦ с установкой ПГУ-410. ООО «Лукойл-Кубаньэнерго» // Проектная документация. ООО «СиСиД-жиЭс». — Краснодар, 2011. — 60 с.
5. Албул А. В. Повышение эффективности использования природного газа в системах энергоснабжения с применением парогазовых и теплонасосных установок // Автореферат дис. канд. техн. наук. — Иваново: Ивановский гос. энерг. университет, 2013. — 19 с.
6. Кузнецов А. М. Экономия топлива при переводе турбин в теплофикационный режим // Энергетик. — 2007. — №1. — С. 21–22.
7. Рыжкин В. Я., Кузнецов А. М. Анализ тепловых схем мощных конденсационных блоков. — М.: Энергия, 1972. — 272 с.
8. Кузнецов А. М. Сравнение результатов разделения расхода топлива на отпускаемые от ТЭЦ электроэнергию и тепло различными методами // Энергетик. — 2006. — №7. — С.21.
9. Кузнецов А. М. Новая теория основ теплофикации — М.: Издательство «Новости теплоснабжения», 2013. — 68 с.

