

УДК 621.003.019

ТОПЛИВНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЭЦ – ОБЪЕКТИВНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ЕЕ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Доктора техн. наук, профессора ПИИР А. Э., КУНТЫШ В. Б.,
канд. техн. наук, доц. СУХОЦКИЙ А. Б.

*Северный арктический федеральный университет (Россия),
Белорусский государственный технологический университет*

С появлением теплофикации несколько поколений советских ученых безуспешно пытались найти способ разделения расхода топлива на ТЭЦ между отпущенной тепловой и электрической энергией, который позволил бы увязать его результаты с ценообразованием на продукцию.

В новых экономических условиях применение при планировании, учете и калькуляции стоимости энергии устаревших методик сделало «локомотив» советской энергетики, высокотехнологичные ТЭЦ, неконкурентоспособными конденсационным электростанциям [1, 2].

После провала попыток «уточнить» физические законы превращения энергии на ТЭЦ с помощью экономических [3, 4] специалисты в области теплофикации пришли к двум принципиальным выводам о необходимости:

- отделить задачу ценообразования на продукцию ТЭЦ от задачи определения тепловой экономичности ТЭЦ, используя для решения в первом случае законы экономики, а во втором – термодинамики [5];
- признать несущественной проблему разделения общего расхода топлива в комбинированном производстве, поскольку для определения общей себестоимости продукции в таком разделении нет необходимости [6].

Однако по-прежнему остались актуальными вопросы оценки тепловой экономичности ТЭЦ и определения себестоимости ее продукции, поскольку только строго научные критерии могут использоваться для совершенствования схемы, оборудования и параметров технологического процесса комбинированных установок.

Термодинамический анализ показывает, что для вычисления удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии и теплоты достаточно знать лишь параметры цикла теплофикационной установки и КПД основного оборудования, и не требуется никаких дополнительных условий для разделения общего расхода топлива или специальных понятий, таких как эксергия или коэффициент ценности теплоты [7, 8].

Установлено, что удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии теплофикационным и конденсационным потоками пара в турбине одинаковы, а экономия топлива при комбинированной выработке объясняется снижением потери эксергии при отпуске теплоты с отборным паром в результате обратимой трансформации теплоты свежего пара в отборный [9, 10]. Цикл, схема и работа идеального теплотрансформатора, т. е. установки, использующей источник теплоты и окружающую среду для теплоснабжения потребителей, рассмотрены в [11].

Термотрансформатор представляет собой комбинацию прямого и обратного циклов Карно одинаковой мощности, действующих в интервале температур горячего T_v и холодного T_n источников. Коэффициент трансформации теплоты, равный отношению количества теплоты низкого потенциала Q_n , отпущенной потребителю, к количеству затраченной в горячем источнике теплоты Q_1 , всегда больше единицы

$$\psi = \frac{Q_n}{Q_1}. \quad (1)$$

Действующая в настоящее время методика ОРГРЭС для определения показателей тепловой экономичности ТЭЦ является временным компромиссом между физическим и эксергетическим методами разделения общего расхода топлива. Метод не имеет научного обоснования, требует сложных вычислений и не позволил, как это предполагалось, увязать удельные расходы топлива с ценообразованием на оба вида продукции [12].

Покажем, что для расчета объективных и термодинамически строгих показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ достаточно использовать широкоизвестные нормативные паровые характеристики турбогенераторов, такие как диаграмма режимов паровых турбин. Термодинамическое подтверждение этого метода приведено в [13, 14].

Для примера выберем реальную городскую ТЭЦ, на которой установлены энергетические котлы ТГМ-84 Б (6 ед.), турбогенераторы ПТ-50-130/13 (2 ед.), Т-50/60-130 (2 ед.), Т-100/120-130 (2 ед.); пиковые паровые подогреватели сетевой воды ПСВ-50-14-23 (2 ед.); пиковые водогрейные котлы КВТМ-180-150 (3 ед.). Электрическая мощность ТЭЦ – 460 МВт, тепловая – 5274 ГДж/ч. Эксергетическая мощность ТЭЦ – 575 МВт. Справочные нормативные паровые характеристики турбин, т. е. зависимости расхода свежего пара $D_{св}$, т, от выработки электроэнергии W , МВт·ч, отпуска теплоты из производственного и отопительного отборов Q_n и Q_o , ГДж, имеют вид [15]:

$$\begin{aligned} D_{св}^{ПТ-50} &= 3,7W + 0,284Q_n + 0,15Q_o; \\ D_{св}^{Т-60} &= 3,67W + 0,134Q_o; \\ D_{св}^{Т-120} &= 3,5W + 0,111Q_o. \end{aligned} \quad (2)$$

Просуммируем паровые характеристики турбоустановок с учетом доли их тепловой мощности и получим общую паровую характеристику турбин ТЭЦ

$$D_{\text{св}}^{\text{тур}} = 3,592W + 0,284Q_{\text{п}} + 0,136Q_{\text{о}}. \quad (3)$$

Запишем тепловой баланс системы «паровой котел – турбина»

$$Q = Q_{\text{у}} B \eta_{\text{пк}} \eta_{\text{тр}} = (1 + \Sigma \alpha) D_{\text{св}} \Delta h_{\text{пк}}, \quad (4)$$

где $Q_{\text{у}}$, B – теплота сгорания и расход условного топлива в котельной; $\eta_{\text{пк}}$, $\eta_{\text{тр}}$ – КПД парового котла и паропроводов от котлов к турбинам; $D_{\text{св}}$, $\Delta h_{\text{пк}}$ – выработка пара и изменение энтальпии рабочего тела в котле; $\Sigma \alpha$ – доля потерь теплоносителя от утечки, продувки котла и расхода его на собственные нужды.

Найдем величину удельного расхода условного топлива на выработку пара для ТЭЦ с начальными параметрами $p = 13$ МПа; $t = 565$ °С, т у. т./т пара:

$$b_{\text{пар}} = \frac{B}{D_{\text{св}}} = \frac{(1 + \Sigma \alpha) \Delta h}{q_{\text{у}} \eta_{\text{пк}} \eta_{\text{тр}}} = \frac{1,05 \cdot (3513 - 1001)}{29350 \cdot 0,9 \cdot 0,97} = 0,1031. \quad (5)$$

Преобразуем паровую характеристику турбоустановок ТЭЦ в топливную

$$B_{\text{т}} = b_{\text{пар}} D_{\text{св}} = 0,3703W + 0,0293Q_{\text{п}} + 0,014Q_{\text{о}}. \quad (6)$$

Постоянные коэффициенты топливной характеристики:

$$b_{\text{з}} = 0,3703 \text{ т у. т.}/(\text{МВт} \cdot \text{ч}); \quad b_{\text{п}} = 0,0293 \text{ т у. т.}/\text{ГДж}; \quad b_{\text{о}} = 0,014 \text{ т у. т.}/\text{ГДж}$$

представляют собой удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии и теплоты турбогенераторами рассматриваемой ТЭЦ.

Если удельный расход условного топлива на выработку теплоты в пиковом водогрейном котле определяется предельно просто, т у. т./ГДж:

$$b_{\text{пвк}} = \frac{0,143}{\eta_{\text{пвк}}} = \frac{0,143}{0,92 \cdot 4,18} = 0,0370, \quad (7)$$

то для пикового парового подогревателя сетевой воды этот вопрос требует отдельного рассмотрения.

Анализ тепловой схемы, обеспечивающей работу РОУ-130/13 и ПСВ-500-14-23 и состоящей из элементов: паровой котел, редуционно-охлаждающая установка, паровой подогреватель сетевой воды, охладитель дренажа, деаэратор (0,6 МПа), питательный насос, регенеративные подогреватели высокого давления, паровой котел, позволяет установить, что величина удельного расхода условного топлива на теплоснабжение пикового парового подогревателя воды равна удельному расходу условного топлива на получение свежего пара и составляет, т у. т./ГДж:

$$b_{\text{псп}} = b_{\text{св}} = \frac{143 \cdot (1 + \Sigma \alpha) \Delta h}{\eta_{\text{пк}} \eta_{\text{тр}}} = \frac{34,16 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3}}{0,9 \cdot 0,97 \cdot 4,18} = 0,0406. \quad (8)$$

С учетом пиковых генераторов теплоты (ПВК и ПСП) топливная характеристика, т. е. зависимость потребления топлива от выработки электроэнергии и теплоты рассматриваемой ТЭЦ, примет окончательный вид, т у. т.:

$$B = 0,3703W + 0,1227Q_{\Pi} + 0,0589Q_o + 0,037Q_{\text{пвк}} + 0,0406Q_{\text{псп}}. \quad (9)$$

Для проверки полученной топливной характеристики выполним расчет расхода топлива на рассматриваемой ТЭЦ за 2006 г. и сравним его с фактическим расходом топлива.

В табл. 1 приведены данные по выработке брутто электроэнергии, тепловой энергии отборами турбин и пиковым источникам. В табл. 1 приведены относительные величины удельного расхода условного топлива на выработку теплоты для теплофикационного, производственного отборов и пикового водогрейного котла, доли которых составили 0,35; 0,72; 0,91 по сравнению с удельным расходом условного топлива на выработку свежего пара.

Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии и средней на выработку теплоты на отопление (теплофикационный отбор, ПСП, ПВК) составили брутто: $b_{\Sigma} = 0,3703$ т у. т./кВт·ч и $b_{\text{от}} = 0,0163$ т у. т./ГДж. Эти же величины определены по методике ОРГРЭС: $b_{\Sigma}^{\text{ор}} = 0,3$ т у. т./кВт·ч; $b_{\text{от}}^{\text{ор}} = 0,026$ т у. т./ГДж, а определенные по физическому методу – 0,22 т у. т./кВт·ч и 0,037 т у. т./ГДж.

Найденный из топливной характеристики удельный расход условного топлива на энергию, отпускаемую турбогенератором, по смыслу и величине соответствует показателям эксергетического метода, хотя последний и не использовался при расчете.

Таблица 1

Показатели тепловой эффективности ТЭЦ и расчет годового расхода топлива

Параметр	Годовая выработка энергии, брутто				
Обозначение	W	Q_{Π}	Q_o	$Q_{\text{роу}}$	$Q_{\text{пвк}}$
Размерность	МВт·ч	тыс. ГДж			
Величина	1692200	4,18·22,6	4,18·2562,2	4,18·32,2	4,18·234,8
Параметр	Удельный расход условного топлива				
Обозначение	b_{Σ}	b_{Π}	b_o	$b_{\text{роу}}$	$b_{\text{пвк}}$
Размерность	т у. т./ (МВт·ч)	т у. т./ ГДж			
Величина	0,3703	0,0293	0,014	0,0406	0,037
Относительная величина		0,72	0,35	1	0,91
Средняя для теплосети		0,10293	0,0163		
По методике ОРГРЭС	0,3	0,1037	0,026		
По физическому методу	0,225	0,037			
Параметр	Расход условного топлива, т у. т.				
Обозначение	B_{Σ}	B_{Π}	B_o	$B_{\text{роу}}$	$B_{\text{пвк}}$
Величина расхода	626622	2773	150914	5474	36394
Общий расход	$B = \sum B_i = 822189$				
Фактический расход	$B_{\text{фак}} = 824222$				

Выработка на ТЭЦ 90 % всего отпущенного на отопление количества теплоты с удельным расходом условного топлива из отборов 0,014 т у. т./ГДж (вместо 0,037 т у.т./ГДж в ПВК) является источником экономии топлива на ТЭЦ по сравнению с раздельной выработкой.

При найденных значениях удельного расхода условного топлива годовой расчетный расход топлива составляет 822189 т у. т., что на 0,25 % ниже отчетного, равного 824222.

Разница объясняется пренебрежением расходом топлива на холостой ход турбоустановок, а также некоторым отличием реальной характеристики турбогенераторов ТЭЦ от паспортных.

По тепловой мощности ТЭЦ была загружена полностью, коэффициент использования установленной электрической мощности составил $\frac{1692200}{460 \cdot 8765} = 0,42$, коэффициент использования установленной тепловой

мощности $\frac{3200900}{1260 \cdot 8765} = 0,29$.

Исходным сырьем для технологического использования на ТЭЦ является топливо, а конечным продуктом – эксергия, поставляемая потребителям с помощью различных энергоносителей.

Экономическую эффективность работы предприятия за год можно оценить удельной себестоимостью производства энергии, равной отношению суммы годовых издержек C (обоснованных и необходимых затрат производства) не к конечному продукту, а к исходному – к расходу топлива B , руб./кг у. т.:

$$c_b = \frac{C}{B} = (C_{\text{пос}} + c_t B) = \frac{C_{\text{пос}}}{B} + c_t, \quad (10)$$

где $C_{\text{пос}}$ – постоянная составляющая себестоимости, руб.; c_t – стоимость топлива в пересчете на условное, руб./кг у. т.

В этом случае себестоимость производства электроэнергии и теплоты, как показано в [11], можно вычислить пропорционально удельному расходу условного топлива на получение электроэнергии и выработку теплоты в производственном и отопительном отборах:

$$c_э = c_b b_э; \quad c_{\text{п}} = c_b b_{\text{п}}; \quad c_o = c_b b_o. \quad (11)$$

Из последнего выражения следует, что увеличение выработки электрической энергии на ТЭЦ приводит к снижению себестоимости продукции вследствие уменьшения величины c_b .

В условиях рыночной конкуренции цену на электроэнергию $T_э$, отпускаемую с ТЭЦ, определяет величина самого дешевого производителя в энергосистеме – ГРЭС.

В этом случае тарифы на теплоту, отпущенные с паром и горячей водой, вычисляют по остаточному принципу из баланса расходов C и дохода D производства:

$$D = (1 + r)C = T_э W_э + T_{\text{п}} Q_{\text{п}} + T_o Q_o, \quad (12)$$

где r – нормативный уровень рентабельности; $T_{\text{п}}$ – тариф на теплоту с паром.

С учетом отношения

$$\frac{T_{\text{п}}}{T_o} = \frac{c_{\text{п}}}{c_o} = \frac{b_{\text{п}}}{b_o} \quad (13)$$

тариф на теплоту, отпущенную с горячей водой, составит

$$T_o = \frac{(1 + r)C - T_э W_э}{Q_{\text{п}} b_{\text{п}} / b_o + Q_o}. \quad (14)$$

Таким образом выстраивается система объективных показателей ТЭЦ для оценки ее эффективности с технологической, экономической и рыночной точек зрения.

ВЫВОДЫ

1. Для вычисления показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ не требуется знать ни общего расхода топлива, ни разделения оборудования на электро- или теплогенерирующие.

2. Предложенный метод определения показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ отличается высокой точностью и простотой, имеет ясное физическое обоснование и базируется на широкоизвестных паровых характеристиках турбоустановок.

3. Внедрение предлагаемого метода позволило бы не только упростить отчетность, но и получить объективные данные для совершенствования процесса когенерации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мелентьев, Л. А. Очерки истории отечественной энергетики / Л. А. Мелентьев. – М.: Наука, 1987. – 287 с.
2. Теплофикация СССР: сб. статей под общ. ред. С. Я. Белинского, Н. К. Громова. – М.: Энергия, 1977. – 312 с.
3. Попырин, Л. С. О методах распределения затрат на ТЭЦ / Л. С. Попырин, В. И. Денисов, К. С. Светлов // Электрические станции. – 1989. – № 11. – С. 14–17.
4. Денисов, В. И. Метод расчета экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ / В. И. Денисов // Электрические станции. – 2005. – № 8. – С. 16–23.
5. Решение научно-практической конференции специалистов ФЭК России, РАО «ЕЭС России», АО-Энерго... по теме «Вопросы формирования тарифов на электрическую тепловую энергию, производимую на ТЭЦ». – Жаворонки Моск. обл., 28–30 марта 2000 г.
6. Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях / В. А. Малофеев [и др.] // Теплоэнергетика. – 2003. – № 4. – С. 55–63.
7. Пиир, А. Э. Термодинамические основы трансформации теплоты на ТЭЦ / А. Э. Пиир, В. Б. Кунтыш // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 1. – С. 65–72.
8. Пиир, А. Э. Термодинамические закономерности производства тепла и работы в комбинированной установке / А. Э. Пиир, В. Б. Кунтыш // Проблемы экономики топливно-энергетических ресурсов на промпредприятиях и ТЭС: межвуз. сб. тр. – СПбГТУРП, 1995. – Ч. 2. – С. 37–44.
9. Гохштейн, Д. П. Современные методы термодинамического анализа энергетических установок / Д. П. Гохштейн. – М.: Энергия, 1964. – 368 с.
10. Гладунцов, А. И. По поводу энергетического обеспечения действующего способа распределения расхода тепла на ТЭЦ / А. И. Гладунцов, Ю. В. Пустовалов // Теплоэнергетика. – 1989. – № 2. – С. 52–53.
11. Пиир, А. Э. Эффективность выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ / А. Э. Пиир, В. Б. Кунтыш // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1976. – № 12. – С. 127–131.
12. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ / Л. С. Хрилев [и др.] // Теплоэнергетика. – 2003. – № 4. – С. 45–54.
13. Пиир, А. Э. Определение показателей тепловой и экономической эффективности ТЭЦ без разделения расхода топлива и оборудования по видам продукции / А. Э. Пиир, В. Б. Кунтыш // Теплоэнергетика. – 2006. – № 5. – С. 66–69.
14. Пиир, А. Э. Топливная характеристика ТЭЦ как показатель ее тепловой эффективности / А. Э. Пиир, В. Б. Кунтыш // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2006. – № 6. – С. 35–40.
15. Шляхин, П. Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам / П. Н. Шляхин, М. Л. Бершадский. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 128 с.

Представлена кафедрой энергосбережения,
гидравлики и теплотехники БГТУ

Поступила 30.07.2010