



ПРОЕКТЫ И ИССЛЕДОВАНИЯ

Оценка эффективности ТЭЦ с аккумулятором теплоты

Стенин В. А., доктор техн. наук

Севмашвтуз, Северодвинск

Выполнен анализ КПД теплофикационной турбоустановки по производству электроэнергии и дано аналитическое обоснование эффективности применения теплового аккумулятора ТЭЦ (в ночное время увеличивается выработка электроэнергии на тепловом потреблении и снижается удельный расход условного топлива). Срок окупаемости капиталовложений в строительство теплового аккумулятора не превышает 1 года.

Ключевые слова: тепловой аккумулятор, тепловая и электрическая энергия, термодинамические параметры состояния, коэффициент полезного действия, теплофикационный отбор, теплоснабжение.

Главное назначение существующих российских аккумуляторных баков в тепловых схемах ТЭЦ — обеспечение надежности работы схемы теплоснабжения в целом при открытой схеме горячего водоснабжения потребителя. При отсутствии запаса воды в аккумуляторных баках и несвоевременном устранении причин повышенной подпитки тепловых сетей в схемах централизованного теплоснабжения возникает серьезная аварийная ситуация [1].

За рубежом уже более 20 лет широко применяют тепловые аккумуляторы на ТЭЦ [2]. В России аккумуляторы тепловой энергии практически не используются для повышения эффективности комбинированного производства электроэнергии и теплоты, поэтому возникает необходимость хотя бы в ориентировочной оценке целесообразности применения таких технологий в нашей энергетике.

Аккумулятор тепловой энергии предназначен для краткосрочного хранения энергии и подключается между ТЭЦ и тепловой сетью централизованного теплоснабжения. Он заряжается, когда производство теплоты выше, чем потребление, и разряжается в противном случае. Это позволяет запасать на ТЭЦ в ночное время тепловую энергию для централизованного теплоснабжения и отдавать ее днем, вырабатывая таким образом дополнительно электроэнергию.

Суточные графики электрической нагрузки характеризуются ночным провалом, при этом коэффициент неравномерности f_3 можно принять равным 0,8 [3]. Усредненная

среднесуточная нагрузка горячего водоснабжения (ГВС) составляет в среднем 15% суммарной тепловой нагрузки ТЭЦ [2]. В связи со снижением в ночное время нагрузки ГВС коэффициент неравномерности суточного графика тепловой нагрузки f_T в соответствии с [1] можно принять равным 0,92, поскольку ночные провалы тепловой отопительной нагрузки практически отсутствуют.

Коэффициент полезного действия ТЭЦ по производству электроэнергии η_c^3 определяется в основном значениями КПД турбоустановки $\eta_{ту}$ и парового котла η_k [3]:

$$\eta_c^3 = \eta_{ту} \eta_{тр} \eta_k = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_r \eta_{тр} \eta_k, \quad (1)$$

где $\eta_{тр}$ — КПД транспорта теплоты (трубопроводов); η_t — термический КПД турбоустановки для 1 кг/с рабочего тела; η_{oi} — относительный внутренний КПД турбины; η_m — механический КПД турбины; η_r — электрический КПД генератора.

Если принять для упрощения, что $\eta_{oi} = \eta_m = \eta_r = \eta_{тр} = \eta_k = 1$, то η_c^3 будет определяться термическим КПД η_t . Используя метод среднего взвешенного, представим термический КПД турбоустановки с отбором пара в следующем виде [3, 4]:

$$\eta_t = \frac{\eta_t^p (h_1 - h_6) \alpha + \eta_t^k (h_1 - h_3) (x - \alpha)}{(h_1 - h_6) \alpha + (h_1 - h_3) (x - \alpha)} = \frac{N_3}{Q_3}, \quad (2)$$

где η_t^p — термический КПД при работе турбины с противодавлением; η_t^k — термический КПД при работе турбины в конденсационном режиме; α — доля отбора пара; $h_1 - h_6$ — энтальпии рабочего тела в характерных точках цикла паросиловой установки (см. рисунок), кДж/кг; Q_3 — расход теплоты на выработку электроэнергии при номинальной нагрузке турбины, кВт; N_3 — мощность, вырабатываемая турбоустановкой при номинальной нагрузке, кВт; x — относительный расход пара на турбину.

При номинальной нагрузке турбины $x = 1$, а $\alpha = \alpha_0$. В связи со снижением электрической N_3^H и тепловой Q_3^H нагрузок в ночное время доля отбора пара уменьшится на $\Delta\alpha_H$:

$$\alpha = \alpha_H = \alpha_0 - \Delta\alpha_H = f_T \alpha_0. \quad (3)$$

Относительный расход пара в ночное время рассчитывается по формуле:

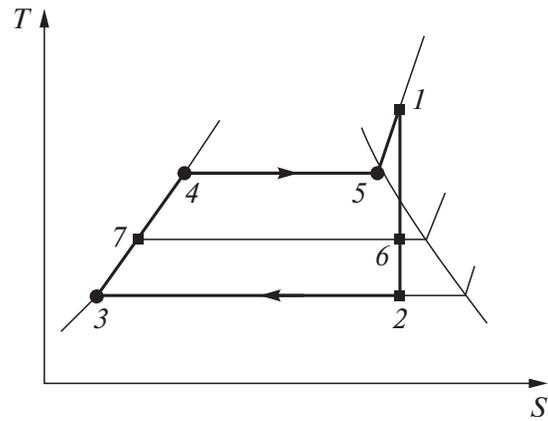
$$x_H = \frac{f_3 N_3 - \eta_t^p (h_1 - h_6) \alpha_H + \eta_t^k (h_1 - h_3) \alpha_H}{\eta_t^k (h_1 - h_3)}. \quad (4)$$

При использовании теплового аккумулятора в схеме ТЭЦ доля отбора пара в ночное время увеличится на $\Delta\alpha_A$ и составит

$$\alpha_A = \alpha_0 + \Delta\alpha_A = \alpha_0 + \frac{Q_3 - Q_3^H}{h_6 - h_3} = \alpha_0 + \frac{\Delta Q_3}{h_6 - h_3}. \quad (5)$$

Относительный расход пара в ночное время для ТЭЦ с тепловым аккумулятором также определяется по формуле (4), но при этом доля отбора пара принимается в соответствии с выражением (5).

Покажем ориентировочным расчетом целесообразность использования теплового аккумулятора в схеме ТЭЦ. Допустим, что параметры рабочего тела в турбоустановке имеют следующие значения: $p_1 = 130$ бар, $t_1 = 565$ °С; $p_6 = 2,5$ бар, $p_2 = 0,05$ бар, $h_1 = 3503$ кДж/кг, $h_2 = 2029$ кДж/кг, $h_3 = 137$ кДж/кг, $\alpha_0 = 0,5$ [5]. Термический КПД турбины в конденсационном режиме $\eta_t^k = 0,44$, а $\eta_t^p = 1$. Термический КПД турбины η_t с отбором пара при номинальной нагрузке, определенный по формуле (2), имеет значение 0,56. В ночное время при снижении электрической и тепловой нагрузок, когда $f_3 = 0,8$, а $f_T = 0,92$, в соответствии с формулами (3) и (4) доли отбора и относительного



Тепловая диаграмма цикла Ренкина на перегретом паре

расхода: $\alpha_H = 0,46$ и $x_H = 0,82$. Термический КПД турбины при работе в ночное время $\eta_t^H = 0,59$. Если в схеме ТЭЦ установлен тепловой аккумулятор, то доля отбора пара $\alpha_A = 0,67$, а $x_A = 0,9$. Эти значения определяются по формулам (5) и (4). Следует отметить, что при вычислении $\alpha_A = 0,67$, учитывая опыт энергетиков Дании, принимаем значение высвободившейся теплоты $\Delta Q_3 = 401$ кДж/кг как 1/3 затрат теплоты на внешнего потребителя $Q_T = \alpha_0 (h_6 - h_3) = 1203$ кДж/кг, хотя расчетное значение $\Delta Q_3 = 509$ кДж/кг. Термический КПД турбины увеличится до $\eta_t^A = 0,69$. В дневное время, когда тепловой аккумулятор работает на теплоснабжение, а турбина — в конденсационном режиме, дополнительно вырабатывается электрическая энергия рабочим телом с массовым расходом $m = 1$ кг/с:

$$\Delta N_3 = N_3^K - N_3 = \eta_t^k (h_1 - h_3) m - N_3 = 260 \text{ кВт.}$$

Годовой экономический эффект от использования теплового аккумулятора в схеме ТЭЦ определим из следующих соображений. Во-первых, в ночное время $\eta_t^A > \eta_t^H$, что снижает удельный расход топлива на

$$\Delta b = \frac{123}{\eta_t^H} - \frac{123}{\eta_t^A} = 30 \text{ г/(кВт} \cdot \text{ч)}.$$

Для станции мощностью $N_c = 100$ МВт годовая экономия условного топлива

$$B_T = \Delta b N_c \tau = 8760 \text{ т.}$$

Доход от экономии топлива $D_T = C_T B_T = 22$ млн руб. Стоимость топлива C_T принята равной 2500 руб/т, а время зарядки-разрядки

теплового аккумулятора в течение года $\tau = 2920$ ч.

Во-вторых, в дневное время вырабатывается дополнительная электроэнергия $\mathcal{E} = \Delta \mathcal{E} N_c \tau = 61\,000$ МВт · ч. Доход от ее продажи $D_{\mathcal{E}} = C_{\mathcal{E}} \mathcal{E} = 183$ млн руб. Стоимость электроэнергии $C_{\mathcal{E}}$ принята равной 3 руб/(кВт · ч). Доля дополнительно выработанной электроэнергии $\Delta \mathcal{E} = \Delta N_{\mathcal{E}} / N_{\mathcal{E}} = 0,21$.

Капиталовложения в изготовление и установку теплового аккумулятора можно определить по формуле $K = C_{\text{та}} Q_{\text{та}} = 44$ млн руб. Стоимость единицы тепловой емкости аккумулятора $C_{\text{та}}$ можно принять равной 46 000 руб/ГДж [2], а тепловую емкость аккумулятора $Q_{\text{та}} = N_c^T \tau_c / 3 = 960$ ГДж. При отдаваемой внешнему потребителю тепловой мощности $N_c^T = 100$ МВт и суточном времени зарядки-разрядки теплового аккумулятора $\tau_c = 28\,800$ с срок окупаемости данного энер-

госберегающего мероприятия $T = K / (D_T + D_{\mathcal{E}}) = 0,21$ года.

Принимая во внимание реалии рыночной экономики и приближенность приведенных расчетов, можно предположить, что капиталовложения в тепловой аккумулятор ТЭЦ должны окупиться в течение 6 – 12 мес.

Список литературы

1. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. — М.: Изд-во МЭИ, 2001.
2. Богданов А. А. Проблемы энергосбережения в России. — Энергорынок, 2005, № 6.
3. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Кириллин В. А., Сычев В. В., Шейндлин А. Е. Техническая термодинамика. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Ривкин С. Л., Александров А. А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. — М.: Энергия, 1980.

stenin61@yandex.ru