

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ

*Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д., канд. техн. наук, доц. КОПКО В. М.,
инж. КРАВЦОВ В. И.*

*Белорусский национальный технический университет,
ГП «Белтрансгаз»*

В настоящее время для привода компрессоров на газоперекачивающих станциях (ГПС) широко используются газотурбинные установки (ГТУ). При этом отпадает необходимость в установке достаточно дорогих мощных электродвигателей и улучшаются условия регулирования производительности ГПС при применении ГТУ с переменным числом оборотов приводного вала. В результате выгодным становится использование ГТУ с частичной утилизацией теплоты выпускных газов ГТУ или даже при ее отсутствии.

Основным мероприятием по повышению экономичности газотурбинных приводов компрессоров ГПС является обеспечение максимально полной и энергоэффективной утилизации теплоты выпускных газов ГТУ. Так как в этом случае можно иметь дополнительный отпуск электроэнергии и теплоты от утилизационного контура (УК) ГТУ без изменения топливных затрат, условие выбора наиболее эффективного способа утилизации теплоты газов ГТУ в УК запишется в виде

$$\Pi = \left((N_{\text{ут}}^{\text{нет}} - \Delta N_{\text{ГТУ}}) T_3 + Q_{\text{ут}}^{\text{отп}} T_{\text{т}} \right) h_{\text{уст}} m_{\text{д}} - K_{\text{ут}} (1 + P_3 m_{\text{д}}) \rightarrow \max, \quad (1)$$

где $N_{\text{ут}}^{\text{нет}}$, $Q_{\text{ут}}^{\text{отп}}$ – электрическая мощность нетто и отпуск теплоты внешним потребителем за счет утилизации теплоты выпускных газов ГТУ; $\Delta N_{\text{ГТУ}}$ – снижение мощности ГТУ за счет сопротивления УК; Π – прибыль, получаемая за срок службы УК; T_3 , $T_{\text{т}}$ – тарифы на отпуск электроэнергии и теплоты; $h_{\text{уст}}$ – число часов

использования в году установленной мощности УК; $K_{\text{ут}}$ – капитальные вложения в УК; P_3 – норма годовых затрат на эксплуатацию УК в долях от $K_{\text{ут}}$; $m_{\text{д}}$ – масштабный коэффициент дисконтирования будущей прибыли и эксплуатационных затрат к настоящему времени. Он представляет отношение общей прибыли (или затрат) за срок службы объекта к среднегодовой ее величине.

В [1] показано, что значение $m_{\text{д}}$ в зависимости от срока строительства объекта $T_{\text{стр}}$ и его службы $T_{\text{сл}}$ определяется уравнением

$$m_{\text{д}} = \frac{(1 + D)^{T_{\text{сл}}} - 1}{(1 + D)^{T_{\text{стр}}} D (1 + D)^{T_{\text{сл}}}}, \quad (2)$$

где D – ставка дисконтирования, обычно принимается $D = 0,1$.

Расчет по (2) при $T_{\text{стр}} = 1$ год и $T_{\text{сл}} = 20$ лет дает значение $m_{\text{д}} \approx 7,8$.

Если в альтернативной схеме теплогазоснабжения требуется установка специального теплоисточника (котельной), стоимость которой будет близка к стоимости УК ГТУ, то вторым членом в (1) можно пренебречь. При этом применение УК за ГТУ будет всегда оправданным, а его эффективность – определяться топливной составляющей стоимости теплоты в альтернативной схеме теплоснабжения, т. е. соответствующая экономия топливных затрат найдется как

$$\Delta U_{\text{Т}} = Q_{\text{ут}}^{\text{отп}} h_{\text{уст}} b_{\text{тз}}^{\text{альт}}, \quad (3)$$

где $b_{\text{тз}}^{\text{альт}}$ – удельный расход топлива на отпуск

теплоты в альтернативной схеме тепло-снабжения.

Если альтернативный источник теплоты уже имеется и за счет установки УК ГТУ произойдет вытеснение нагрузки этого источника, то эффективность применения УК должна определяться из (1) при условии $N_{ут}^{нет} = 0$.

Расчеты показывают, что при сегодняшнем уровне $T_T \approx 10$ у. е./Гкал, сроке службы УК $T_{сл} = 20$ лет и $P_3 = 0,03$ окупаемость затрат в УК будет обеспечиваться при предельной величине удельных капитальных вложений в утилизационный контур $K_{ут}^{уд} \leq 325$ у. е./кВт.

Реальное значение $K_{ут}^{уд}$ существенно меньше. При этом срок окупаемости $T_{ок}$ будет отвечать таким значению m и соответственно величине $T_{сл}$, при которых из (1) получим величину прибыли $\Pi = 0$.

Если принять $K_{ут}^{уд} = 150$ у. е./кВт, то согласно расчетам срок окупаемости капитальных вложений в УК составляет примерно 4,5 года.

Однако рассмотренный способ утилизации теплоты выпускных газов ГТУ требует наличия вблизи ГПС потребителей теплоты, т. е. его применение не всегда возможно.

Не связанным с наличием тепловых потребителей способом утилизации теплоты газов ГТУ является использование ее в паротурбинном УК с конденсационной паровой турбиной.

Возможная мощность паровой турбины найдется следующим образом.

Утилизируемая в УК теплота при заданной мощности ГТУ определяется выражением

$$Q_{ут} = N_{ГТУ} \left(\frac{1}{\eta_3^{ГТУ}} - 1 \right) \eta_{ку}, \quad (4)$$

где $\eta_3^{ГТУ}$ – электрический КПД ГТУ; $\eta_{ку}$ – КПД устанавливаемого в УК котла-утилизатора.

Величина $\eta_{ку}$ определяется степенью охлаждения газов в КУ и может быть найдена как

$$\eta_{ку} = \frac{h_y^r - h_{yx}^r}{h_x^r - h_n^r} \eta_{охл}. \quad (5)$$

Здесь h_y^r – энтальпия газов при температуре их на выходе из газовой турбины, т. е. на входе

в КУ; h_{yx}^r, h_n^r – энтальпии газов на выходе из КУ, т. е. при температуре уходящих газов t_{yx} и при температуре наружного воздуха t_n ; $\eta_{охл}$ – КПД, учитывающий потери теплоты на наружное охлаждение КУ.

Для современных ГТУ с учетом влияния сопротивления УК $\eta_3^{ГТУ} \approx 0,33$. Среднее значение $\eta_{ку} \approx 0,8$, а величина $\eta_{охл} \approx 0,98$. При этом для случая установки на ГПС двух ГТУ мощностью 16 МВт получим величину $Q_{ут} \approx 51$ МВт.

Теплота $Q_{ут}$ утилизируется в паротурбинном контуре. Ввиду применения в УК паровой турбины без регенерации электрический КПД паротурбинной установки найдется как

$$\eta_3^{ПТУ} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_T, \quad (6)$$

η_t – термический КПД цикла; η_{oi} – внутренний относительный КПД паровой турбины; $\eta_m \eta_T = \eta_{эм}$ – электромеханический КПД турбоустановки.

Ввиду ограниченной мощности паротурбинного контура реально в нем можно применить ПТУ на средние параметры пара ($p_0 = 3,3$ МПа; $t_0 = 435$ °С). При этом по расчету получим $\eta_t = 0,412$.

При таком значении η_t и величинах $\eta_{oi} = 0,8$; $\eta_{эм} = 0,97$ электрический КПД ПТУ по (6) составит $\eta_3^{ПТУ} = 0,32$.

Мощность паровой турбины определяется как

$$N_{пт} = Q_{ут} \eta_3^{ПТУ} \eta_{пт}, \quad (7)$$

где $\eta_{пт}$ – КПД теплового потока.

Приняв $\eta_{пт} = 0,985$ для случая установки двух ГТУ мощностью 16 МВт, получим

$$N_{пт} = 51 \cdot 0,32 \cdot 0,985 = 16 \text{ МВт}.$$

Эффективность применения паротурбинного УК найдется из (1) при условии $Q_{ут}^{отп} = 0$.

Расчет показал, что при $h_{уст} = 6000$ ч и сегодняшнем уровне $T_3 = 33$ у. е./(МВт·ч) пре-

дельное значение удельных капитальных вложений в УК из условия окупаемости их за срок службы объекта $T_{\text{сл}} = 20$ лет составит 1250 у. е./кВт.

Реальное значение $K_{\text{ут}}^{\text{уд}}$ для УК с конденсационной паровой турбиной можно оценить на уровне 600...650 у. е./кВт. Тогда получим срок окупаемости капитальных вложений $T_{\text{ок}} = 4,5...5$ лет.

Эффективность применения паротурбинного утилизационного контура будет повышаться при возможности установки турбин с регулируемыми отборами пара типа Т или ПТ, т. е. при наличии хотя бы ограниченного потребителя теплоты.

Наиболее эффективным представляется использование теплоты уходящих газов ГТУ с применением контактных ПГУ, т. е. при подаче всего пара, получаемого в КУ, в камеру сгорания ГТУ. В результате стоимость УК будет снижаться за счет отказа от установки паровой турбины и соответствующего вспомогательного оборудования.

Такие ПГУ, работающие по циклу STIG, разработаны в НПО «Машпроект» (Украина) [2].

Недостатком данных установок является возможная потеря конденсата водяных паров. Поэтому в [2] рекомендуется применять установки типа «Водолей», в которых на выходе из КУ предусматриваются контактные конденсаторы водяных паров.

Внутренний КПД «встроенного» в газовую турбину паросилового цикла можно определить как [1]

$$\eta_i^n = \frac{h_3^n - h_4^n}{h_3^n - h_{\text{х.в}}^n - (h_4^n - h_{\text{эк}}^n)}, \quad (8)$$

где h_3^n , h_4^n – энтальпии водяных паров перед и за газовой турбиной ГТУ; $h_{\text{х.в}}^n$ – энтальпия исходной воды, используемой для восполнения потерь конденсата с водяными парами в уходящих газах ГТУ; $h_{\text{эк}}^n$ – энтальпия водяных паров после экономайзерной поверхности КУ.

Энтальпия водяных паров должна определяться по температуре парогазовой смеси и

парциальном давлении водяных паров в соответствующих точках цикла.

В схемах контактных ПГУ требуется выработка в КУ слабо перегретого пара с относительно низким давлением на уровне 2,5...3 МПа.

Расчеты показывают, что при современном уровне начальной температуры газов перед газовой турбиной $t_3 \approx 1100$ °С и степени повышения давления в компрессоре $P_k = 16...20$ значение η_i^n находится на уровне, выше найденного электрического КПД ПТУ $\eta_3^{\text{пту}}$ в паротурбинном УК.

В то же время в связи с отсутствием отдельной ПТУ стоимость УК при применении контактных ПГУ существенно снижается и может быть оцененной на уровне $K_{\text{ут}}^{\text{уд}} \approx 300$ у. е./кВт. При этом расчеты по (1) дают значение срока окупаемости капитальных вложений непосредственно в УК $T_{\text{ок}} = 2$ года.

Абсолютная экономия топлива за счет утилизации теплоты выпускных газов с применением контактных ПГУ типа «Водолей» будет повышаться в случае полезного использования теплоты конденсации водяных паров. При этом в пределе можно обеспечить практически полное полезное использование теплоты сжигаемого в камере сгорания ГТУ топлива.

Таким образом, применение утилизационного контура за газотурбинными приводами ГПС с целью выработки электрической и (или) тепловой энергии является экономически целесообразным. При этом наиболее высокая эффективность утилизации теплоты выпускных газов ГТУ может быть достигнута на основе применения контактных ПГУ с конденсацией водяных паров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Качан С. А. Структурно-параметрическая и режимная оптимизация теплофикационных ПГУ: Дис. ... канд. техн. наук. – Мн.: БГПА, 2000.
2. Кривуца В. А., Кутеренко О. С., Дуднина И. Н. Параметрический анализ термодинамического цикла КПТУ «Водолей» // Известия Академии инженерных наук Украины.