

ЛИТЕРАТУРА

1. Крей Г. Ф., Блэн У. Основы теплопередачи / Пер. с англ. — М.: Мир, 1983. — 512 с.
2. Интенсификация процессов тепло- и массообмена при регенерации мелкодисперсного цеолита в гравитационном потоке / А. П. Несенчук, В. Н. Романюк, В. А. Седнин и др. // Теплообмен-VI: Материалы VI Всесоюз. конф. по теплообмену (Минск, май 1980). — Мн.: ИТМО АН БССР. — 1980. — Т. 6. Ч. 1. — С. 39–43.
3. Романюк В. Н. Интенсификация процессов тепло- и массопереноса и снижение энергозатрат при тепловой регенерации дисперсного адсорбента в промышленных установках: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Мн., 1980. — 27 с.
4. Металлургия. — 1999. — № 1. — С. 41–44.
5. Энергоэкологические аспекты целесообразности очистки доменного газа перед его сжиганием в нагревательных печах металлургических переделов / А. П. Несенчук, В. И. Тимошпольский, И. А. Трусова и др. // Литье и металлургия. — 1999. — № 1. — С. 41–44.

Представлена кафедрой
промтеплоэнергетики и теплотехники

Поступила 20.03.2001

УДК 621.316

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПТУ

Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д.

Белорусская государственная политехническая академия

Инж. ЛЕВШИН Н. В.

РУП «БелНИПИЭнергопром»

Одним из способов повышения системной эффективности утилизационных парогазовых установок (УПГУ) является совершенствование их паротурбинной части (ПТУ). Согласно [1], КПД УПГУ по производству электроэнергии

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{ПТУ}}\eta_{\text{КУ}}\eta_{\text{ТП}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}$ — электрический КПД ГТУ;

$\eta_{\text{КУ}}$, $\eta_{\text{ПТУ}}$ — КПД котла-утилизатора и ПТУ;

$\eta_{\text{ТП}}$ — КПД теплового потока.

Продифференцировав выражение (1), получим

$$\frac{d\eta_{\text{ПГУ}}}{d\eta_{\text{ПТУ}}} = (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}\eta_{\text{ТП}}. \quad (2)$$

Тогда изменение КПД ПГУ при увеличении КПД ПТУ на $\Delta\eta_{\text{ПТУ}}$

$$\Delta\eta_{\text{ПГУ}} = (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}\eta_{\text{ТП}}\Delta\eta_{\text{ПТУ}}. \quad (3)$$

При $\eta_{\text{ГТУ}} = 0,33$; $\eta_{\text{КУ}} = 0,8$; $\eta_{\text{ТП}} = 0,98$ и $\Delta\eta_{\text{ПТУ}} = 1\%$ КПД ПГУ повысится на $\Delta\eta_{\text{ПГУ}} = (1 - 0,33) \cdot 0,8 \cdot 0,98 = 0,53\%$ абсолютных.

Таким образом, системная эффективность УПГУ весьма существенно зависит от параметров паротурбинной части.

Параметры ГТУ и ПТУ связаны через котел-утилизатор. При этом, как отмечено в [2], влияние начальных параметров пара на экономичность УПГУ связано с его относительным расходом

$$d = \frac{G_n}{G_r}, \quad (4)$$

где G_n , G_r — расход пара и газов соответственно в котле-утилизаторе.

При этом, согласно [1, 2], для ПГУ с одноконтурным КУ существует оптимальная величина

$$d = \frac{C_p^r}{C_p^b} \approx 0,25,$$

где C_p^r , C_p^b — изобарные теплоемкости газов и воды соответственно.

При снижении d против оптимальной величины, что имеет место при повышении начальных параметров пара в КУ, происходит увеличение температуры уходящих газов и потерь теплоты с ними. При снижении параметров пара и соответственно при увеличении d падает КПД паротурбинной установки и УПГУ в целом.

Применение многоконтурных ПГУ, что является в настоящее время типичным [3–5], позволяет повышать параметры пара верхнего контура при сохранении допустимой величины потерь теплоты с уходящими газами. Так, по данным проведенных нами расчетов для двух- и трехконтурной схемы ПГУ-450, принятой в проекте реконструкции Березовской ГРЭС Беларуси, было установлено, что применение трехконтурной схемы по сравнению с двухконтурной обеспечивает: увеличение чистого приведенного дохода на 6 %, прибыли, получаемой за 20 лет эксплуатации, примерно на 5 % и КПД по отпуску электроэнергии на 1,5–2 % абсолютных, что отвечает снижению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии примерно на 7–9 г у. т./кВт·ч.

Повысить относительный расход пара в УПГУ возможно за счет дожигания топлива в КУ. Однако применение дожигания топлива во всем объеме уходящих газов ГТУ перед КУ для увеличения d будет снижать экономичность ПГУ, так как приводит к росту доли мощности паротурбинной установки и снижению преимуществ бинарного цикла [4].

По этой причине целесообразно применять «расщепленные» котлы-утилизаторы (РКУ) [6]. Принципиальная схема пароперегревателя такого котла и процесс расширения пара в T-S диаграмме показаны на рис. 1

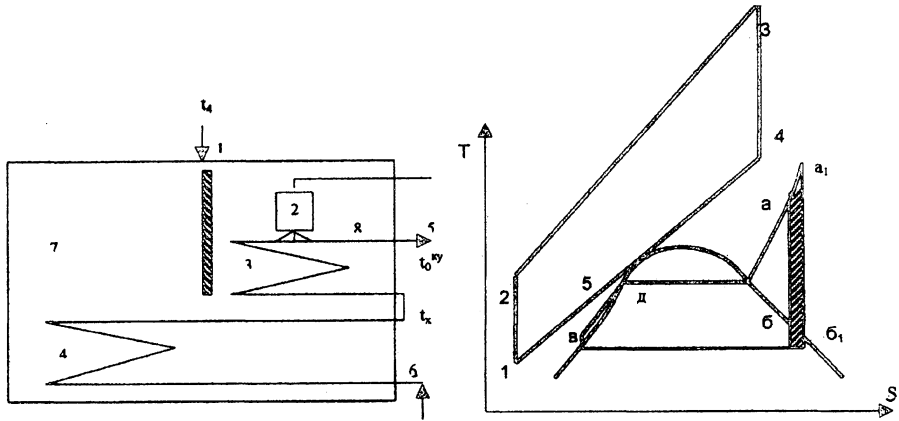


Рис. 1. 1 – выхлопной тракт ГТУ; 2 – горелочное устройство; 3 – дополнительный пароперегреватель высокого давления; 4 – основной пароперегреватель высокого давления; 5 – паропровод острого пара контура высокого давления; 6 – то же, насыщенного пара контура высокого давления; 7 – канал основного потока газа; 8 – то же, в котором расположены горелочное устройство и дополнительный пароперегреватель

При изменении температуры t_x будут меняться расход пара из контура высокого давления КУ G_{01} , мощность паровой турбины N_{01} , подвод теплоты в дополнительном пароперегревателе $\Delta q_{кв}$. Причем расход газов через канал 8 выбирается исходя из равенства водяных эквивалентов газа и пара для обеспечения максимальной степени бинарности цикла. При этом мощность, обеспечиваемая на паре G_{01} :

$$N_{01} = G_{01} H_{01} \eta_{03}, \quad (5)$$

где H_{01} – располагаемый теплоперепад в паровой турбине;

η_{03} – относительный электрический КПД паротурбинной установки.

Дополнительный подвод теплоты в КУ

$$\Delta q_{кв} = G_{01} (h_0 - h_x), \quad (6)$$

где h_0, h_x – энтальпия пара после КУ и перед его дополнительным пароперегревателем.

В качестве критерия эффективности применения РКУ примем относительную экономию топлива против отдельной схемы энергоснабжения [7]

$$\Delta B_{эк} = \frac{(\bar{\vartheta}_r + \bar{\vartheta}_t) \eta_{пн}}{1 + \bar{\vartheta}_r \eta_{пн}} b_{зам} - 1, \quad (7)$$

где $\bar{\varepsilon}_r, \bar{\varepsilon}_t$ – удельные выработки электроэнергии в ГТУ и ПТУ соответственно на единице теплоты, полезно использованной в КУ;

$\eta_{ку}, b_{зам}$ – КПД КУ и удельный расход топлива на замещающей КЭС соответственно.

Уравнение (7) с учетом (5)–(6) позволяет определить эффективность применения РКУ. Результаты расчетов для значений температуры уходящих газов после ГТУ $t_4 = 530$ °С; их расхода $G_{yx} = 365$ кг/с и начальных параметрах получаемого в КУ пара $p_0 = 3,2$ МПа; $t_0 = 480$ °С при давлении в конденсаторе ПТУ $p_k = 3,5$ кПа для ПГУ в составе двух ГТУ типа ГТГ-110, паровой турбины 100 МВт и конденсационного режима работы при $t_{нв} = +15$ °С приведены в табл. 1.

Таблица 1

$t_x, ^\circ\text{C}$	340	360	380	400	420	440	460	480
$h_x, \text{ккал/кг}$	737,1	748,6	759,9	771,0	782,0	792,9	803,8	814,7
$G_{01}, \text{кг/с}$	55,17	53,91	52,74	51,62	50,57	49,56	48,59	47,67
$N_{01}, \text{МВт}$	111,29	109,92	108,60	107,32	106,08	104,88	103,70	102,55
$\Delta q_{ку}, \text{МВт}$	17,93	14,93	12,11	9,45	6,92	4,51	2,21	0
$\bar{\varepsilon}_r$	0,658	0,664	0,670	0,676	0,682	0,688	0,693	0,699
$\bar{\varepsilon}_t$	0,361	0,355	0,349	0,344	0,339	0,335	0,330	0,326
$\eta_{ку}$	0,836	0,828	0,821	0,814	0,807	0,800	0,794	0,787
$t_x, ^\circ\text{C}$	114,5	117,5	120,3	122,9	125,5	127,9	130,2	132,4
$\Delta B_{эк}$	0,410	0,404	0,398	0,393	0,386	0,383	0,378	0,373

Как показали расчеты, применение РКУ оказывается экономически выгодным. Эффект объясняется приближением d к оптимальному значению для одноконтурных ПГУ. При этом наибольший эффект достигается при получении в испарительной части КУ насыщенного пара и его дальнейшего перегрева в пароперегревателе за счет дополнительно подводимого топлива. Следует отметить, что в случае теплофикационных ПГУ, как было показано в [8] на примере схемы с подачей свежего пара из КУ в коллектор ТЭЦ, применение РКУ может быть оправдано только при определенных условиях. Для теплофикационных ПГУ с паровыми турбинами с противодавлением 0,1–0,2 МПа, для которых характерны значения удельной выработки электроэнергии $W_t = 1,0–1,5$, дожигание топлива даже в РКУ невыгодно, если оно приводит к вытеснению базовой нагрузки собственно ПГУ.

Для двухконтурной ПГУ были проведены расчеты по оптимизации начальных параметров пара контура высокого давления с РКУ. Так, для ПГУ-450 при условии ограничения t_0 на допустимом для перлитных сталей уровне (при $t_0 = 560$ °С) термодинамически оптимальное начальное давление пара составляет $p_0^{\text{opt}} = 9,2$ МПа.

По результатам технико-экономической оптимизации при тех же условиях оптимальное начальное давление снижается до $p_0^{\text{opt}} = 8,5$ МПа. При этом КПД ПГУ составил $\eta_{\text{ПГУ}} = 52,96$ % по сравнению с $\eta_{\text{ПГУ}} = 52,52$ % для цикла без дожигания топлива.

Следует также отметить, что применение РКУ позволит поддержать номинальную температуру пара в КУ.

С величиной относительного расхода пара связана также эффективность применения паровой регенерации в схемах УПГУ. До настоящего времени считается, что для таких схем ПГУ она термодинамически невыгодна [1, 2]. Последнее объясняется тем, что при $d \leq C_p^r / C_p^b$ уменьшение потерь теплоты в конденсаторе при применении паровой регенерации оказывается относительно меньшим, чем возрастание потерь теплоты с уходящими газами.

Для оценки термодинамической эффективности регенерации были проведены расчеты для схемы ПГУ-450 с применением одного подогревателя низкого давления (ПНД) и без него. В последнем случае для поддержания допустимой температуры конденсата на входе в КУ на уровне 60 °С использовалась линия рециркуляции.

Внутренний КПД цикла ПТУ определялся по формуле [9]

$$\eta_i^{\text{ПТУ}} = \frac{h_o - h_k - \sum e_j \Delta h_j}{h_o - h_{\text{пв}}}, \quad (9)$$

где h_o , h_k – энтальпия свежего и отработавшего пара соответственно;

$h_{\text{пв}}$ – энтальпия питательной воды;

$\sum e_j \Delta h_j$ – произведение коэффициента изменения мощности отборов пара на ПНД и деаэратор на повышение энтальпии воды в этих элементах тепловой схемы.

Результаты расчетов показали, что для ПГУ без РКУ при изменении d в пределах 0,147–0,169 оптимальная температура питательной воды после ПНД составляет 35–37,5 °С, т. е. установка ПНД практически невыгодна. Однако применение ПНД может быть оправдано снижением поверхности и стоимости экономайзерной части КУ.

В последнее время начали применяться газотурбинные установки с промежуточной кольцевой камерой сгорания [10]. Это позволяет, сохраняя освоенный уровень начальной температуры цикла, существенно повысить КПД ГТУ. Одновременно значительно возрастет температура газов на выходе из ГТУ. По данным [10], она возросла с 525 до 608 °С. Это позволяет рассчитывать на улучшение условий работы паротурбинной части цикла и, в частности, получение более высоких относительных расходов пара d .

По данным наших расчетов, повышение $t_{\text{yx}}^{\text{ГТУ}}$ с 525 до 608 °С обеспечивает увеличение d примерно на 0,04.

Применение расщепленного котла-утилизатора и трехконтурной схемы КУ для ПГУ с такими ГТУ позволит достичь уровня $d > C_p^r / C_p^b$, т. е. появятся возможности подогрева воды в ПНД при соблюде-

нии максимума термодинамической эффективности до требуемого уровня по условиям коррозионной безопасности котла-утилизатора, т. е. до 50–60 °С.

ВЫВОДЫ

1. Вместе с известным эффектом от применения многоконтурных КУ существенное повышение эффективности паротурбинной части и УПГУ в целом возможно за счет использования «расщепленных» котлов-утилизаторов.

2. С учетом перспективы применения ГТУ с промежуточной кольцевой камерой сгорания, а также использования «расщепленных» котлов-утилизаторов и трехконтурных схем ПГУ термодинамически и технико-экономически выгодным может стать применение паровой регенерации с подогревом в ПНД конденсата до требуемой из условия антикоррозионной работы КУ температуры 50–60 °С.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андрюшенко А. И., Лапшов В. Н. Парогазовые установки электростанций: Техн.-экон. и термодинам. анализы циклов и тепловых схем. — М.: Энергия, 1965.
2. Арсеньев Л. В., Тырышкин В. Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. — Л.: Машиностроение, 1982.
3. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Горюнов И. Т., Цанев С. В., Буров В. Д. К методике определения показателей тепловой экономичности ГТУ – ТЭЦ // Электрические станции. — 1995. — № 4.
5. Березинец П. А., Васильев М. К., Ольховский Г. Г. Бинарные ПГУ на базе газотурбинных установок средней мощности // Теплоэнергетика. — 1999. — № 1.
6. А. С. 1142649 (СССР) парогазовая установка // В. И. Романов, С. В. Рудометов, Л. А. Магин, М. В. Синкевич // Бюл. изобр. — 1985. — № 8.
7. Левшин Н. В. Выбор показателей энергетической эффективности парогазовых ТЭС с котлами-утилизаторами // Энергетика ... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). — 2000. — № 3.
8. Качан С. А. Структурно-параметрическая оптимизация теплофикационных ПГУ: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Мн., 2000.
9. Рубинштейн Я. М., Щепетильников М. И. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС. — М.: Энергоиздат, 1982.
10. Стырикович М. А. Повышение эффективности ГТУ на природном газе // Теплоэнергетика. — 1994. — № 4.