

ОПТИМИЗАЦИЯ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ И СТЕПЕНИ ДОЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В КОТЛАХ-УТИЛИЗАТОРАХ ПГУ С ОДНИМ И ДВУМЯ ДАВЛЕНИЯМИ ПАРА

Докт. техн. наук, проф. ЯКОВЛЕВ Б. В., инж. ГРИНЧУК А. С.

*РУП «БелНИПИэнергопром»,
Минская ТЭЦ-3*

В ряде случаев в парогазовых установках (ПГУ) с котлом-утилизатором (КУ) как одного, так и нескольких давлений целесообразно применять дополнительное сжигание топлива в среде выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ). Это позволяет повысить начальную температуру T_0 , давление p_0 генерируемого в КУ пара, а также его расход D_0 , что увеличивает мощность паротурбинной установки (ПТУ) в составе ПГУ.

В общем случае дополнительное сжигание топлива в схеме ПГУ с КУ может осуществляться в условиях неизменных начальных параметров пара либо перехода на новые, более высокие параметры.

При неизменных начальных параметрах пара применение дополнительного сжигания топлива увеличивает расход генерируемого пара и, следовательно, мощность ПТУ. Повышения экономичности цикла ПТУ при этом не происходит, при определенных условиях возможно достичь увеличения КПД КУ за счет снижения температуры уходящих газов T_{yx} . В случае перехода на новые начальные параметры в паротурбинной части происходит изменение как расхода пара, так и срабатываемого в паровой турбине теплотерпада, в соответствии с чем изменяются и электрическая мощность и экономичность ПТУ.

Сжигание топлива в КУ без подачи дополнительного воздуха по условию устойчивого горения возможно при достаточной концентрации окислителя в потоке выхлопных газов за ГТУ – $O_2 \geq 12-14\%$ (коэффициент избытка воздуха $\alpha_{к.т} > 2$) с температурой более $100-150\text{ }^\circ\text{C}$ [1]. Для большинства современных ГТУ избыток воздуха в выхлопных газах составляет $\alpha_{к.т} = 3-4$, а их температура – $450-580\text{ }^\circ\text{C}$ [2]. Поэтому подача дополнительного воздуха для дожигания топлива не требуется.

Одноконтурная схема ПГУ. КПД производства электроэнергии конденсационной ПГУ при использовании дожигания топлива будет повышаться в том случае, когда относительный прирост электрической мощности ПТУ в составе ПГУ вследствие дожигания будет больше, чем относительный прирост дополнительного количества топлива, подводимого к установке в целом:

$$\frac{\partial N_{\text{ПТУ}}^3(\beta_{\text{дж}})}{N_{\text{ПТУ}}^3(\beta_{\text{дж}})} > \frac{\partial \beta_{\text{дж}}}{1 + \partial \beta_{\text{дж}}},$$

где $N_{\text{ПТУ}}^3$ и $N_{\text{ПГУ}}^3$ – электрическая мощность ПТУ и ПГУ соответственно, кВт; $\beta_{\text{дж}}$ – степень дожигания топлива в КУ.

В случае одноконтурного КУ электрическую мощность ПТУ определяют расход пара через нее и срабатываемый при этом теплоперепад

$$N_{\text{ПТУ}}^э = D_0 H_{\text{ПТ}} \eta_m \eta_{\text{эг}}, \text{ кВт},$$

где D_0 – расход пара на входе в паровую турбину, кг/с; $H_{\text{ПТ}}$ – срабатываемый в турбине теплоперепад, кДж/кг; η_m и $\eta_{\text{эг}}$ – механический КПД паровой турбины и электрический КПД генератора.

Определенная сложность расчета схем ПГУ и выбора оптимальных начальных параметров заключается в том, что при различных температурах за камерой дожигания $T_{\text{к.д}}$, температурных напорах в пароперегревателе $\Theta_{\text{пп}}$ и экономайзере Θ_1 существует свое оптимальное значение давления перегретого пара p_0^{opt} , при котором КПД ПГУ будет максимальным.

Причина этого следующая. В одноконтурной ПГУ расход генерируемого в КУ пара D_0 зависит от его параметров, влияющих на величину теплоперепада $H_{\text{ПТ}}$, срабатываемого в ПТУ. С ростом p_0 происходит увеличение $H_{\text{ПТ}}$ за счет как повышения энтальпии генерируемого в КУ пара, так и смещения конечной точки процесса расширения пара в паровой турбине в зону большей влажности. Поэтому зависимость $\eta_{\text{ПТУ}} = f(p_0)$ возрастает с увеличением p_0 . В свою очередь, с повышением p_0 изменяется D_0 , причем по противоположно направленной зависимости. Из этого следует, что функциональная зависимость $N_{\text{ПТУ}}^э = f(D_0, H_{\text{ПТ}})$ является гладкой и имеет оптимум (рис. 1).

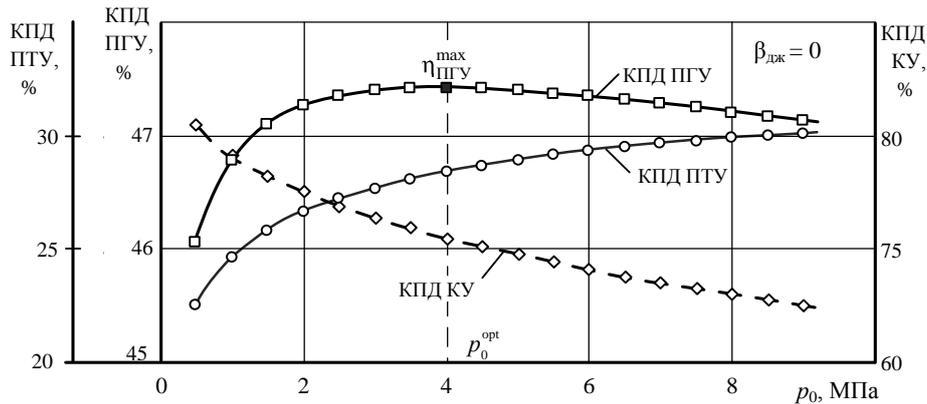


Рис. 1. Зависимость КПД ПГУ, ПТУ и КУ от давления p_0 (на примере ГТУ GT10 фирмы АВВ)

КПД КУ, который также оказывает влияние на экономичность всей ПГУ, с ростом p_0 , наоборот, снижается из-за сокращения расхода генерируемого пара и общего количества теплоты, передаваемой от потока газов. В результате $T_{\text{ух}}$ за КУ возрастает (рис. 2а).

На рис. 2б показано влияние температурного напора $\theta_{\text{пп}}$ пароперегревателя КУ на изменение $T_{\text{ух}}$. Снижение температурного напора вызывает увеличение начальной температуры пара, однако вследствие уменьшения расхода D_0 при неизменном Θ_1 увеличивает температуру уходящих газов за КУ.

В точке оптимума функции $\eta_{\text{ПТУ}} = f(p_0)$ имеет место соотношение [2]

$$\frac{\partial D_0}{D_0} = - \frac{\partial H_{\text{ПТ}}}{H_{\text{ПТ}}}.$$

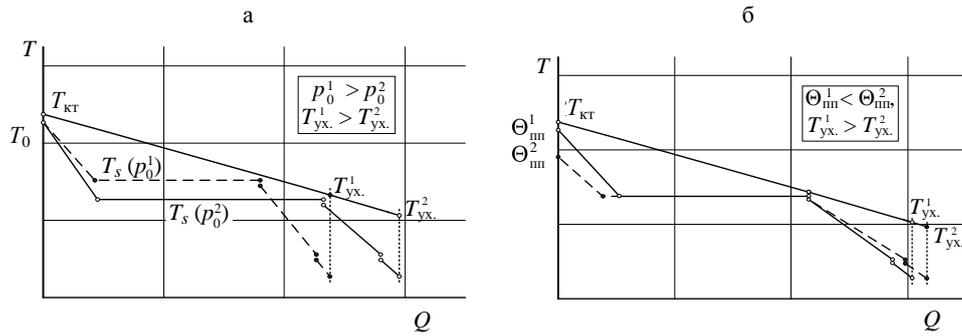


Рис. 2. Изменение температуры уходящих газов при: а – изменении начального давления p_0 ; б – то же температурного напора в пароперегревателе $\theta_{пп}$

То есть для каждого рассчитываемого значения $\beta_{дж}$ максимальная мощность паровой турбины в составе ПГУ с одноконтурным КУ и соответственно максимальная тепловая экономичность ПГУ в целом оказываются при равенстве относительных изменений расхода пара D_0 и срабатываемого теплоперепада $H_{ПТ}$.

Для расчета оптимальных параметров одноконтурной схемы ПГУ, изучения влияния дожигания топлива на экономичность схемы и получения количественных результатов исследований использовалась расчетная модель тепловой схемы, изображенная на рис. 3.

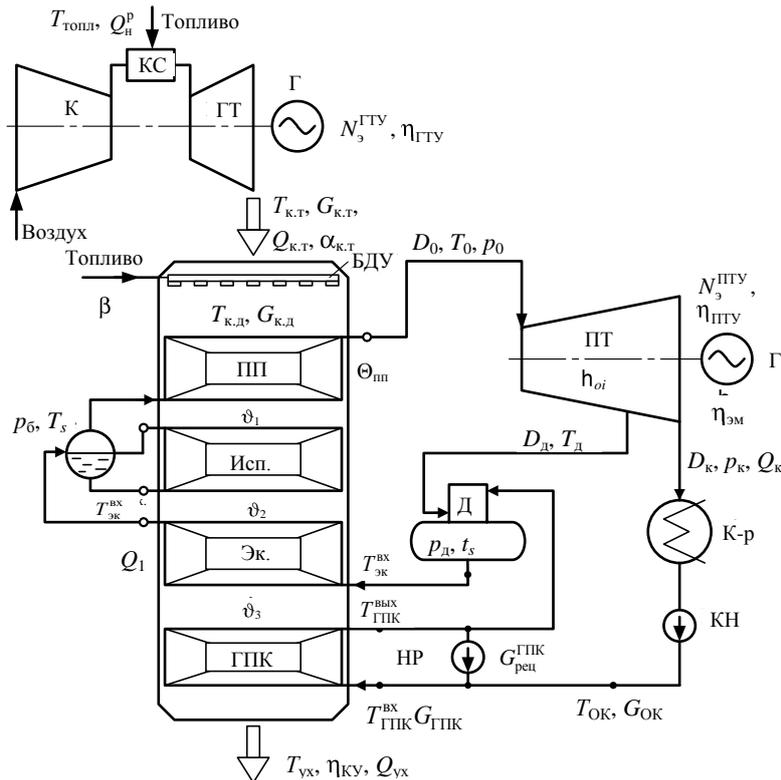


Рис. 3. Расчетная схема конденсационной одноконтурной ПГУ с дожиганием топлива в КУ: К – компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ПТ – паровая турбина; Г – генератор; К-р – конденсатор; КН – конденсатный насос; Д – деаэратор питательной воды; ГПК – газовый подогреватель конденсата; НР – насос рециркуляции ГПК; Эк. – экономайзер; Исп. – испарительная поверхность; ПП – пароперегреватель; БДУ – блок дожигающих устройств

Для расчета ПГУ были выбраны ГТУ с характеристиками (табл. 1) [2, 4].

Таблица 1

Основные характеристики ГТУ, используемых в расчете схемы

Параметр	MS5001PA	ГТЭ-25У	Н-25	GT10	ГТУ-25ПЭР (проект)
Производитель	General Electric	Турбомоторный завод	Hitachi	ABB	Пермский моторный завод
Номинальная электрическая мощность, МВт	26,3	25,0	27,5	24,63	25,3
КПД на клеммах генератора, %	28,55	31,8	32,6	34,2	38,0
Расход уходящих газов за ГТУ, кг/с	124,1	101,0	88,0	79,0	80,2
Температура на входе/выходе из газовой турбины, °С	957/487	1090/400	-/555	1112/534	1272/471
Частота вращения силового вала, об/мин	3000	–	7280	7700	3000

При расчете схемы ПГУ использовались следующие данные:

ГТУ: КПД электрического генератора $\eta_{\text{эг}} = 98,4 \%$ (электрогенератор Т-32-2В3, ОАО «Привод»), КПД понижающего редуктора для газовых турбин с частотой вращения силового вала $n > 3000$ об/мин $\eta_{\text{ред}} = 98 \%$.

КУ: температурный напор на входе в пароперегреватель $\Theta_{\text{пп}} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ (при $T_0 \leq 550 \text{ }^\circ\text{C}$), температурный напор на «холодном конце» испарительной поверхности $\Theta_1 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, недогрев воды в экономайзере и ГПК $\Delta t_{\text{эк}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta t_{\text{ГПК}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, коэффициент сохранения теплоты $\phi = 0,995$.

ПГУ: относительный внутренний КПД проточной части $\eta_{oi} = 0,80$ (в зоне влажного пара вводилась поправка на влажность), давление отработавшего пара в конденсаторе $p_k = 5$ кПа, давление в деаэраторе питательной воды $p_d = 0,12$ МПа.

Как показывают расчеты, каждому значению $\beta_{\text{дж}}$ соответствует оптимальное значение начального давления перегретого пара p_0^{opt} , возрастающее с увеличением $\beta_{\text{дж}}$ (рис. 4а). При этом рост p_0 возможен до некоторого предельного значения, ограничиваемого прочностными свойствами металла, а также экономичной работой первых ступеней паровой турбины – для ПГУ малой мощности проблематично осуществить переход на высокие значения p_0 .

Сегодня некоторые заводы выпускают паровые турбины малой мощности на предельные параметры свежего пара порядка 9 МПа, 550 °С. Например, турбина Р-6-9/2 производства ОАО «Энергомашкорпорация» номинальной мощностью 6 МВт спроектирована на параметры свежего пара 9,2 МПа, 555 °С [4]. Такие параметры могут оцениваться как предельные для турбин подобного класса.

Вместе с увеличением p_0 и T_0 происходит равномерный рост $\eta_{\text{ПГУ}}$ вплоть до достижения предельного значения p_0 , после чего $\eta_{\text{ПГУ}}$ не меняется (рис. 4б).

После достижения максимальных параметров пара (9 МПа, 550 °С) увеличение $\beta_{\text{дж}}$ приводит к росту температурного напора в пароперегревателе КУ, что, как было отмечено (рис. 2б), снижает $T_{\text{ух}}$ и увеличивает $\eta_{\text{КУ}}$.

Именно за счет большей утилизации теплоты уходящих газов и повышения КПД КУ зависимость КПД ПГУ продолжает возрастать, практически не меняя своего характера и после достижения максимальной эффективности цикла ПТУ (рис. 4б).

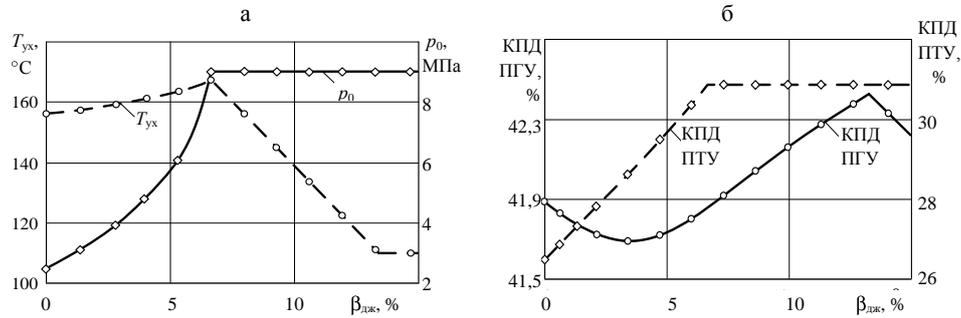


Рис. 4. Влияние степени дожигания $\beta_{дж}$ (на примере ГТУ MS5001PA) на: а – оптимальное начальное давление p_0 и изменение температуры уходящих газов T_{yx} ; б – экономичность ПТУ и ПГУ в целом

Ограничение дальнейшего увеличения экономичности КУ происходит при достижении минимально допустимого значения T_{yx}^{min} из условия предотвращения коррозии низкотемпературных поверхностей нагрева КУ (при сжигании природного газа T_{yx}^{min} равно порядка 100 °С, при сжигании жидкого газотурбинного топлива – 120 °С). Последующий рост $\beta_{дж}$ и снижение бинарности ПГУ при отсутствии резервов повышения экономичности в ПТУ и КУ приводят к значительному снижению КПД ПГУ.

Как показывают выполненные расчеты, изменение тепловой экономичности одноконтурной ПГУ при увеличении степени дожигания топлива в КУ для разных ГТУ имеет различный характер (рис. 5).

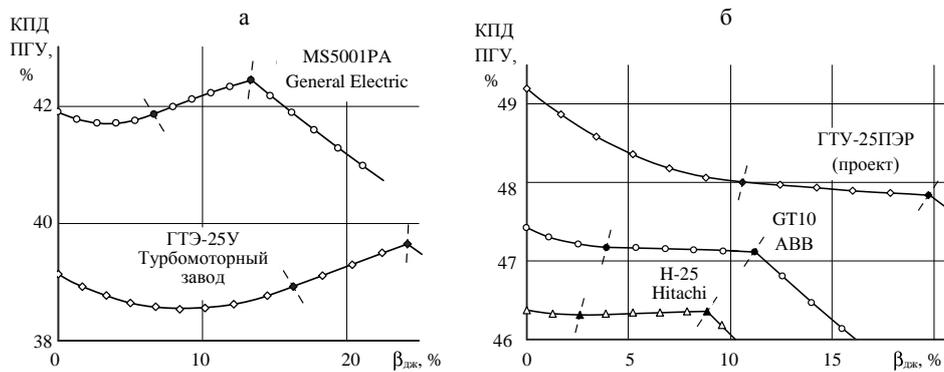


Рис. 5. Влияние степени дожигания топлива на изменение КПД одноконтурных ПГУ на основе газовых турбин различной экономичности (штриховыми линиями последовательно отмечены пределы повышения КПД ПТУ и КУ, входящих в состав ПГУ) на примере: а – ГТУ MS5001PA и ГТЭ-25У; б – ГТУ-25ПЭР, GT10, H-25

Характер изменения КПД одноконтурных ПГУ с ростом $\beta_{дж}$ в первую очередь зависит от экономичности ГТУ и температуры отработавших за ней газов. Для ГТУ с относительно низким КПД, например MS5001PA

(General Electric) и ГТЭ-25У (Турбомоторный завод, Россия), увеличение количества дожигаемого в КУ топлива до момента достижения T_{yx}^{\min} приводит к увеличению экономичности ПГУ (рис. 5а). Для ГТУ Hitachi Н-25 изменения $\eta_{\text{ПГУ}}$ практически не происходит, для высокоэкономичной ГТУ-25ПЭР увеличение $\beta_{\text{дж}}$ однозначно снижает экономичность ПГУ (рис. 5б).

Двухконтурная схема ПГУ. Переход с простой одноконтурной к более сложной двухконтурной тепловой схеме в паровой части ПГУ позволяет повысить ее экономичность как за счет снижения до минимально допустимого уровня T_{yx} , так и повышения параметров пара в контуре высокого давления. ПГУ с двухконтурным КУ в настоящее время наиболее распространены на электрических станциях. Для них, как правило, используются ГТУ большей мощности и экономичности, чем для одноконтурных схем [5].

Двухконтурный КУ (рис. 6) имеет восемь поверхностей нагрева, индивидуальные барабаны и питательные насосы контуров высокого (ВД) и низкого (НД) давления. Расчет и оптимизация параметров контуров такой схемы являются более сложными, чем для одноконтурной ПГУ (рис. 3).

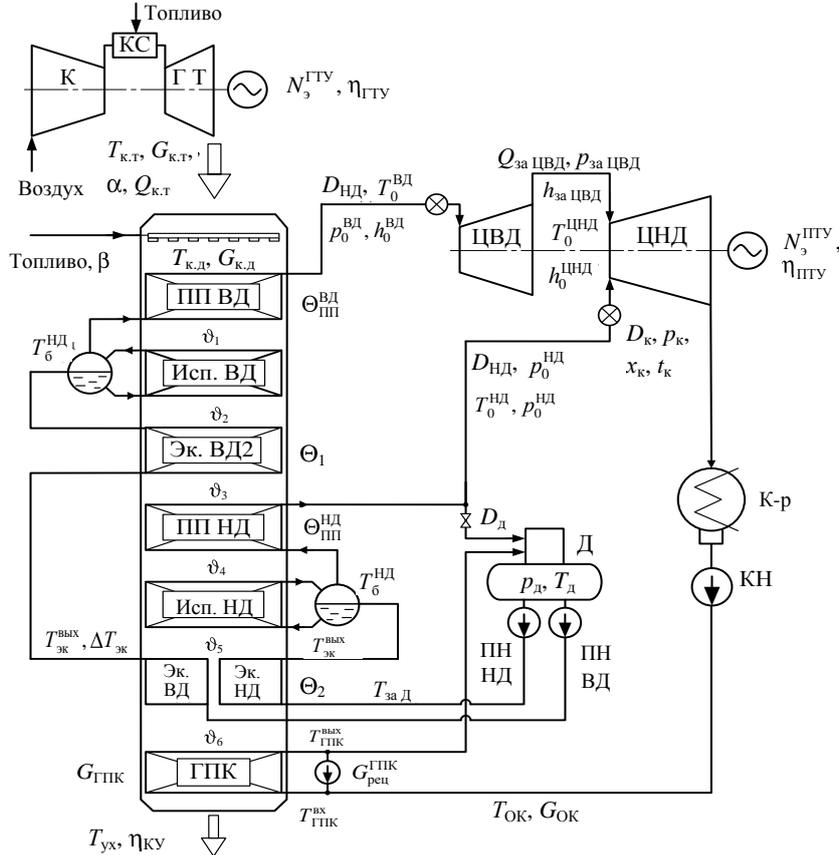


Рис. 6. Расчетная схема конденсационной двухконтурной ПГУ с дожигом топлива в КУ: ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – то же низкого давления; ПН ВД, ПН НД – питательные насосы высокого и низкого давления; Эк. ВД – экономайзер контура высокого давления; Эк. НД – то же низкого давления; Исп. НД – испарительная поверхность контура низкого давления; ПП НД – пароперегреватель контура низкого давления; Эк. ВД2 – второй экономайзер контура высокого давления; Исп. ВД – испарительная поверхность контура

высокого давления; ППВД – пароперегреватель контура высокого давления; остальные обозначения те же, что на рис. 3

Как было показано, в одноконтурном КУ экстремум зависимости $\eta_{ПГУ} = f(p_0)$ не соответствует минимальному значению T_{yx} , а с повышением p_0 происходит увеличение T_{yx} . В двухконтурной ПГУ за счет глубокой утилизации теплоты уходящих газов и выработки пара в контуре НД происходит снижение T_{yx} до минимально допустимого расчетного уровня, как правило, 100–110 °С, а повышение $p_0^{ВД}$ не приводит к увеличению T_{yx} и, как следствие, – снижению экономичности КУ. Поэтому для двухконтурной ПГУ повышение начальных параметров пара контура ВД при прочих неизменных условиях однозначно приводит к увеличению экономичности ПГУ за счет повышения КПД паротурбинного цикла и мощности паровой турбины.

Вместе с этим увеличение $p_0^{ВД}$ при заданных η_{oi} проточной части ПТУ и p_k в конденсаторе приводит к смещению конечной точки процесса расширения в область влажного пара с большими значениями влажности u_k , которая не должна превышать 13 % [2]. Повышение $p_0^{ВД}$, как и в случае с одноконтурной ПГУ, ограничивается p_k , u_k и η_{oi} , а увеличение T_0 ограничивается при малых $\beta_{дж}$ температурой газов за камерой дожигания КУ ($T_{к.д}$) и величиной температурного напора в пароперегревателе ВД $\Theta_{пп}^{ВД}$, при более высоких $\beta_{дж}$ и $T_{к.д}$ – прочностными качествами металла. В проведенных расчетах принят предельный уровень повышения параметров до 12,7 МПа, 545 °С.

Проанализируем влияние давления пара контура низкого давления $p_0^{НД}$ на экономичность ПГУ. Поступая на смешение с основным потоком, пар НД обладает определенным потенциалом, и он чем выше, тем больше теплотерепад, срабатываемый паром НД. При заниженном $p_0^{НД}$ пар, поступающий в точку смешения за ЦВД, имеет температуру выше локальной температуры основного потока, частично отработавшего в паровой турбине. В этом случае при смешении потоков происходит повышение общей температуры и энтальпии пара, а также конечной степени сухости отработавшего пара (рис. 7). При завышенных $p_0^{НД}$ происходит обратное: температура основного потока после смешения снижается, а конечная точка процесса расширения смещается в область большей влажности. Но поскольку количество пара НД и доля выработки мощности этим потоком ниже, чем для контура ВД, при проектировании ПГУ определяющими являются параметры контура ВД, а параметры контура НД выбирают таким образом, чтобы при p_k смешении в турбине обоих потоков их температуры и энтальпии были близкими и при смешении пар контура НД не оказывал влияния на параметры основного потока. Это достигается соответствующим выбором $p_0^{НД}$ и

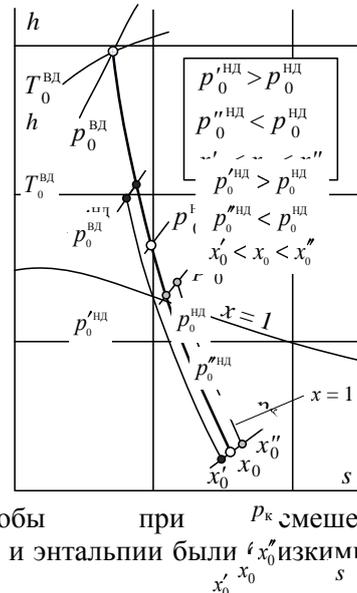


Рис. 7. Влияние $p_0^{НД}$ на конечную влажность пара в ПГУ

$\Theta_{\text{шт}}^{\text{нд}}$.

Поскольку в двухконтурной ПГУ температура уходящих газов за КУ находится на минимальном уровне, не зависящем от давления генерируемого пара, то в отличие от одноконтурной ПГУ здесь нет возможности повышения КПД КУ с ростом $\beta_{\text{дж}}$, а имеется лишь некоторый резерв повышения параметров и экономичности паротурбинной части. Это достигается как увеличения срабатываемого в турбине теплоперепада, так и снижением доли пара, генерируемого контуром НД с относительно невысоким потенциалом. Как уже было показано, увеличение $\beta_{\text{дж}}$ при $p_0 = \text{const}$ для одноконтурного КУ снижает $T_{\text{ух}}$. Это значит, что для двухконтурного КУ в этом случае произойдет уменьшение количества теплоты, передаваемого в контуре НД, т. е. снижение $D_0^{\text{нд}}$ (рис. 8).

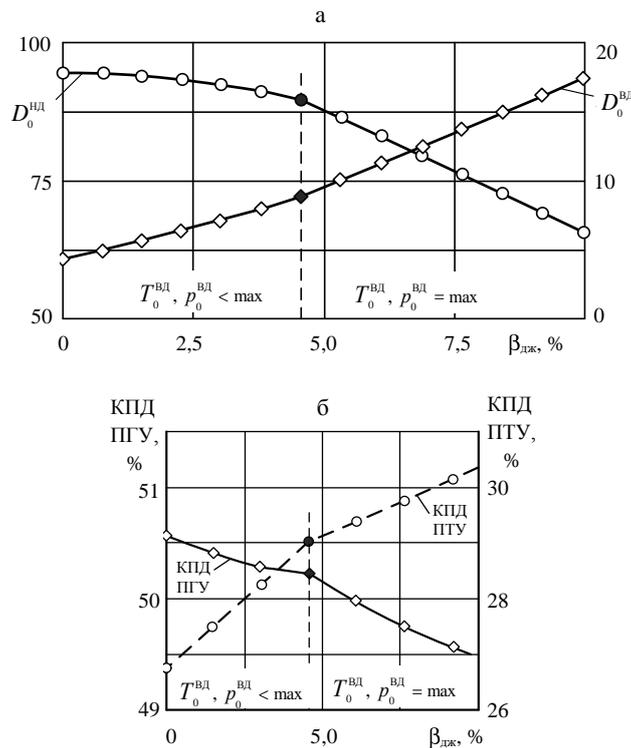


Рис. 8. Влияние степени дожигания топлива на: а – расход пара, генерируемого контурами ВД и НД; б – экономичность ПТУ и ПГУ (на примере ПГУ с ГТУ Alstom GT13E2)

Зависимости расхода генерации пара ВД и НД (рис. 8а) имеют излом в точке достижения предельных параметров (12,7 МПа, 545 °С). С дальнейшим увеличением $\beta_{\text{дж}}$ продолжается снижение $D_0^{\text{нд}}$, вплоть до полного вырождения контура низкого давления, и после некоторого критического $\beta_{\text{дж}}$ предпочтительнее схема КУ только с одним контуром.

Функция $\eta_{\text{ПГУ}} = f(\beta_{\text{дж}})$ имеет одну точку излома – до определенного значения $\beta_{\text{дж}}$ с ростом температуры газов происходит увеличение расхода пара контура высокого давления и повышение начальных параметров цикла ПТУ ($t_0^{\text{ВД}}$ и $p_0^{\text{ВД}}$), что обуславливает более быстрый темп повышения КПД паровой турбины (рис. 8б). При достижении предельных значений начальных параметров происходит излом функции, замедляется рост КПД

ПГУ, определяемый только снижением $D_0^{нд}$, а экономичность ПГУ ухудшается с большей интенсивностью.

Как показывает анализ выполненных расчетов, целесообразность применения дожигания топлива в схемах ПГУ с двухконтурным КУ прежде всего зависит от экономичности ГТУ и температуры отработавших газов за ней.

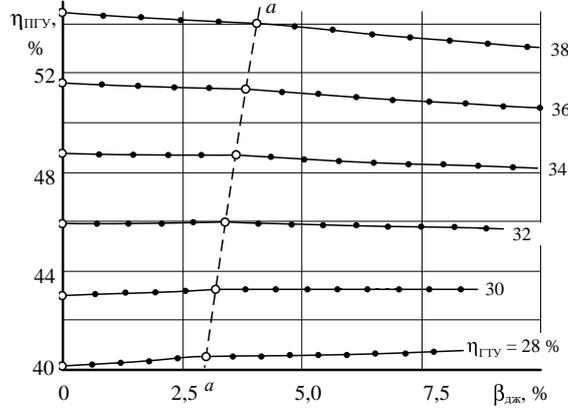


Рис. 9. Зависимость КПД ПГУ от степени дожигания топлива и КПД ГТУ (линией *a-a* обозначен предел повышения параметров цикла ПГУ)

Для малоэкономичных ГТУ (с КПД до 30 %) дожигание топлива в КУ выгодно использовать во всем диапазоне $\beta_{дж}$. Для установок средней степени экономичности (КПД ГТУ – 30–33 %) целесообразно доводить дожигание топлива только до момента перехода на высокие параметры пара и достижения более экономичного цикла ПТУ. Для высокоэкономичных газовых турбин (с КПД более 35 %) любое дожигание топлива, т. е. снижение бинарности ПГУ, будет сказываться на снижении экономичности выработки электроэнергии установкой.

ВЫВОДЫ

1. Целесообразность применения в ПГУ дополнительного сжигания топлива в выхлопных газах за ГТУ должна определяться в увязке с детальными оптимизационными расчетами параметров пара выбранной схемы ПГУ.

2. Применение дожигания топлива позволяет повысить экономичность и мощность ПТУ, а также снизить температуру уходящих газов за одноконтурным КУ, что при определенных условиях может вызвать некоторое повышение КПД ПГУ в целом.

3. Эффективность применения дожигания топлива в КУ снижается как с переходом от простой одноконтурной к более совершенной двухконтурной схеме ПГУ, так и при использовании более экономичных ГТУ в составе ПГУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цанев, С. В. Дожи́гание топлива в тепловой схеме конденсационных парогазовых установок с котлами-утилизаторами одного давления / С. В. Цанев, В. Д. Буров, В. Е. Торжков. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
2. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремизов; под ред. С. В. Цанева. – 2-е изд., стереот. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – 584 с.

3. Ц а н е в, С. В. Выбор начальных параметров пара конденсационных парогазовых установок с котлами-утилизаторами одного давления / С. В. Цанев, В. Д. Буров, В. Е. Торжков. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
4. К а т а л о г газотурбинного оборудования. – М.: Газпром, 2005.
5. Я к о в л е в, Б. В. Современные энерготехнологии на ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергия и Менеджмент. – 2006. – № 2.

Поступила 19.09.2007