

УДК 621.165

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПГУ С ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКИМИ ПАРОВЫМИ ТУРБИНАМИ

Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д., инж. КАЧАН С. А.

*Белорусская государственная политехническая академия*

При полной (номинальной) тепловой нагрузке утилизационные ПГУ (УПГУ) с противоавлаженческими паровыми турбинами (ППТ) работают с высокой тепловой экономичностью. Однако при уменьшении тепловой нагрузки ниже определенного уровня происходит резкое снижение системной эффективности таких установок, так как в этом случае для предупреждения помпажных явлений в компрессоре приходится применять неэкономичный способ регулирования тепловой нагрузки за счет уменьшения начальной температуры газов  $t_3$  при постоянном минимальном расходе воздуха через компрессор.

По данным [1], уже при тепловой нагрузке такой УПГУ около 50 % номинальной экономия топлива против отдельной схемы энергоснабжения может снижаться до нуля, т. е. использование ее при более низкой тепловой нагрузке будет приводить к перерасходу топлива в энергосистеме. Поэтому оптимизация режимов УПГУ с ППТ является актуальной задачей.

Важнейшая характеристика УПГУ с ППТ – экономия топлива против схемы замещения, определяемая по формуле

$$\Delta B = N_{\text{ПГУ}}^{\text{н}} b_{\text{зам}} + Q_{\text{т}} b_{\text{кот}} - B_{\text{ПГУ}}, \text{ т у. т./ч}, \quad (1)$$

где  $N_{\text{ПГУ}}^{\text{н}}$  – мощность нетто ПГУ, МВт;

$Q_{\text{т}}$  – отпуск теплоты от ПГУ, МВт;

$B_{\text{ПГУ}}$  – расход топлива на ПГУ, т у. т./ч;

$b_{\text{зам}}$  – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС, т у. т./(МВт·ч);

$b_{\text{кот}}$  – удельный расход топлива на отпуск теплоты от замещающей котельной, т у. т./(МВт·ч).

В условиях Беларуси в качестве замещающей КЭС следует принять Лукомльскую ГРЭС, для которой  $b_{\text{зам}} = 0,32$  т у. т./(МВт·ч). Значение  $b_{\text{кот}}$  можно принять на уровне 0,145 т у. т./(МВт·ч).

Нами разработана программа расчета показателей УПГУ с ППТ применительно к парогазовой установке Оршанской ТЭЦ, состоящей из двух ПГУ типа PG5371 с  $t_3 = 963$  °С и  $\pi_{\text{к}} = 12$  с котлами-утилизаторами

(КУ) и паровой турбины Р-12-35/6. Характеристики ПГУ находились по данным фирмы GES ALSTHOM с учетом ввода поправок на все влияющие факторы, в том числе на впрыск пара в камеру сгорания (КС) ГТУ и наличие антиобледенительной системы с подогревом воздуха перед компрессором. Достоверность полученных характеристик проверена их сопоставлением с данными специально проведенных опытов.

По результатам расчетов были построены расходные характеристики ПГУ при работе одной ГТУ, анализ которых показывает, что при снижении тепловой нагрузки до некоторой экономически минимальной величины  $Q_{Т,ЭК}^{\min}$  системная эффективность использования ПГУ (или экономия топлива  $\Delta B$ ) падает до нуля. Значение  $Q_{Т,ЭК}^{\min}$  снижается при увеличении температуры наружного воздуха  $t_H$ , что объясняется уменьшением плотности и массового расхода воздуха через компрессор ГТУ.

Зависимости  $Q_{Т,ЭК}^{\min} = f(t_H)$  для случаев нахождения паровой турбины (ПТ) при низких тепловых нагрузках ПГУ в холодном и горячем резерве приведены на рис. 1. Здесь же даны соответствующие значения мощности ПГУ  $N_{Т,ЭК}^{\min} = f(t_H)$ .

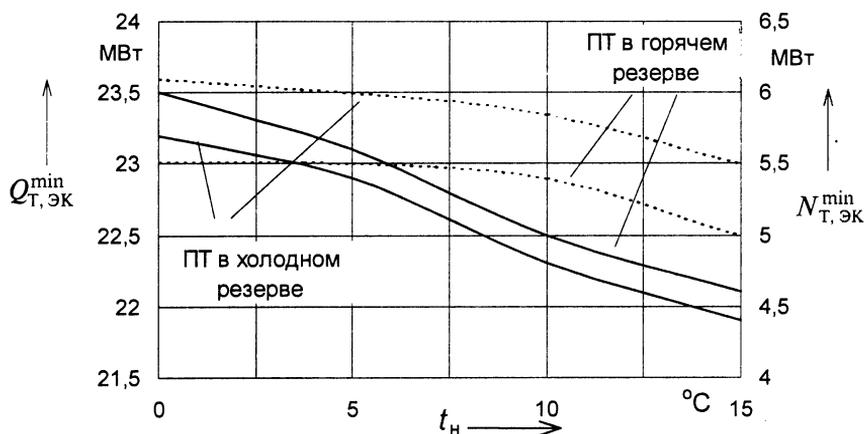


Рис. 1. Зависимость экономически минимальной тепловой нагрузки ПГУ  $Q_{Т,ЭК}^{\min}$  (сплошные линии) и ее мощности  $N_{Т,ЭК}^{\min}$  (пунктирные линии) от температуры наружного воздуха  $t_H$

При снижении тепловой нагрузки ПГУ ниже  $Q_{Т,ЭК}^{\min} \approx 18$  МВт ее мощность брутто уменьшается до нуля и использование установки становится технически невозможным.

Определяющим при выборе принципов загрузки ГТУ является не абсолютная величина экономии топлива, а характер изменения относительного прироста экономии топлива  $d\Delta B/dQ_T = f(Q_T)$ .

Графические зависимости  $d\Delta B/dQ_T = f(Q_T)$ , полученные путем дифференцирования расчетных кривых  $\Delta B = f(Q_T)$ , для температур наружного воздуха  $t_H = 0$  и  $+15$  °С приведены на рис. 2.

Как видно, кривая энергетической характеристики (ЭХ) ПГУ Оршанской ТЭЦ при работе ее в составе одной ГТУ — вогнуто-выпуклая. При малых тепловых нагрузках приросты  $d\Delta B/dQ_T$  являются падающими, при нагрузках, близких к номинальной,  $d\Delta B/dQ_T \approx 0,16$ .

0,175 т у. т./ (МВт·ч), а при перегрузках ГТУ — начинают возрастать, так как на этих режимах увеличивается начальная температура газов ГТУ.

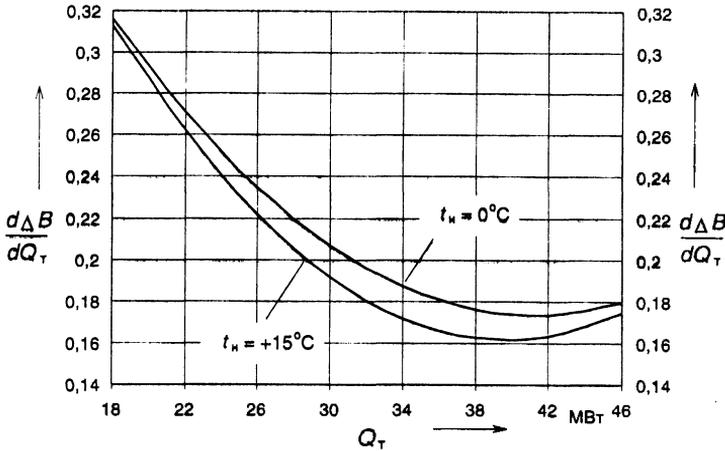


Рис. 2. Зависимость прироста экономии топлива  $d\Delta B/dQ_T$  от тепловой нагрузки ПГУ  $Q_T$

При таком виде ЭХ ПГУ, а также из-за большой тепловой нагрузки при холостом ходе ПГУ для достижения максимума экономии топлива в энергосистеме должен применяться принцип последовательного включения ГТУ. В случае работы двух ГТУ на начальном участке роста тепловых нагрузок должен соблюдаться принцип их симметричной загрузки, а перегрузку ГТУ следует производить последовательно.

Абсолютная величина тепловой нагрузки, при которой выгодно использовать две ГТУ, зависит от фактических значений влияющих факторов, в частности параметров атмосферного воздуха. Кроме того, при установке утилизационных ПГУ с ППТ на действующих котельных или ТЭЦ при достаточно низком уровне тепловых нагрузок выгодным может быть их покрытие от котлов или турбины старой очереди (СО) ТЭЦ вместо использования ПГУ, а также использование одной из ГТУ при подаче на ее паровую турбину пара от паротурбинной части ТЭЦ.

Технологическая схема Оршанской ТЭЦ позволяет реализовать все возможные варианты режимов как для обособленно работающих УПГУ с ППТ, так и в случае установки их на существующих котельных или ТЭЦ. Поэтому математическая модель такой ТЭЦ будет отличаться универсальностью и может использоваться в качестве основы для различных вариантов схем рассматриваемых УПГУ.

В настоящее время тепловые нагрузки Оршанской ТЭЦ ограничены и характеризуются резким спадом в переходный и в особенности летний периоды работы. Это обуславливает актуальность задачи оптимизации режимов ее работы, для чего нами разработана и внедрена специальная компьютерная программа.

Однозначным и полным критерием оптимизации режимов Оршанской ТЭЦ будет являться максимум экономии топливных затрат в энергосистеме

$$\Delta Z_T = N_{ТЭЦ} b_{зам} Ц_T^{зам} + Q_{ТЭЦ} b_{кот} Ц_T - B_{ТЭЦ} Ц_T \rightarrow \max, \quad (2)$$

где  $C_T^{\text{зам}}$ ,  $C_T$  – стоимость топлива, используемого на замещающей КЭС и на Оршанской ТЭЦ.

Алгоритм оптимизации построен на основе системы вложенных циклов, позволяющей сопоставить по критерию оптимальности  $\Delta Z_T$  все возможные варианты загрузки оборудования Оршанской ТЭЦ:

при обособленной работе ПГУ без использования котлов и турбины СО;

при обособленной работе только СО;

при совместной работе ПГУ и старой очереди с подачей пара от котлов последней как на паровую турбину ПГУ, так и на ПТ СО.

В последнем (наиболее общем) варианте необходимо оптимизировать не только нагрузку ГТУ (с учетом возможности вывода одной из них из работы), но и оптимально распределять пар, вырабатываемый в котлах старой очереди, между паровыми турбинами ПГУ и СО или подавать его частично на РОУ.

Перебор вариантов загрузки ПГУ в программе производится при различных значениях выработки пара котлами СО  $D_{\text{СО}}$ . Шаг изменения, минимальное и максимальное его значения задаются в исходных данных программы.

При каждом значении  $D_{\text{СО}}$  варьируется от нуля до единицы доля пара, подаваемого на ПТ СО  $r_{\text{СО}}$ , с шагом изменения. При этом расход пара со старой очереди, подаваемый на:

ПТ ПГУ

$$D_{\text{СО}}^{\text{ПГУ}} = (1 - r_{\text{СО}}) D_{\text{СО}}; \quad (3)$$

ПТ или РОУ СО

$$D_{\text{СО}}^{\text{ПТ}} = r_{\text{СО}} D_{\text{СО}}. \quad (4)$$

Расчет показателей ПГУ производится при последовательном изменении электрической мощности ГТУ А и Б от минимальной до максимальной с заданным шагом  $ShN_{\text{ГТ}}$ . Минимальная мощность ГТУ принята равной  $N_{\text{ГТ}}^{\text{min}} = 2$  МВт, а максимальная определяется в зависимости от заданных условий работы.

Проведенные с помощью компьютерной программы расчеты позволили обосновать основные принципы распределения нагрузок на Оршанской ТЭЦ, которые будут общими и для других УПГУ с ППТ. На рис. 3 приведен примерный характер зависимости мощности нетто Оршанской ТЭЦ  $N_{\text{ТЭЦ}}$  от ее суммарной тепловой нагрузки  $Q_{\text{ТЭЦ}}$  при температуре наружного воздуха  $t_{\text{н}} = +5$  °С.

При достаточно низком уровне тепловых нагрузок  $Q_{\text{ТЭЦ}} < Q_2$  ( $Q_2 \approx 20$  МВт) работа даже одной ГТУ становится технико-экономически нецелесообразной. В этом случае должно использоваться оборудование СО.

Когда уровень тепловой нагрузки  $Q_{\text{ТЭЦ}} < Q_1$  ( $Q_1 \approx 15$  МВт) не позволяет обеспечить технический минимум нагрузки парового котла (ПК) при номинальных параметрах свежего пара, он может эксплуатироваться при пониженном давлении без включения в работу паровой турбины. Возможно также использование водогрейного котла (ВК). При этом ТЭЦ потребляет электроэнергию из системы для поддержания в резерве ГТУ и обеспечения собственных нужд ПК или ВК.

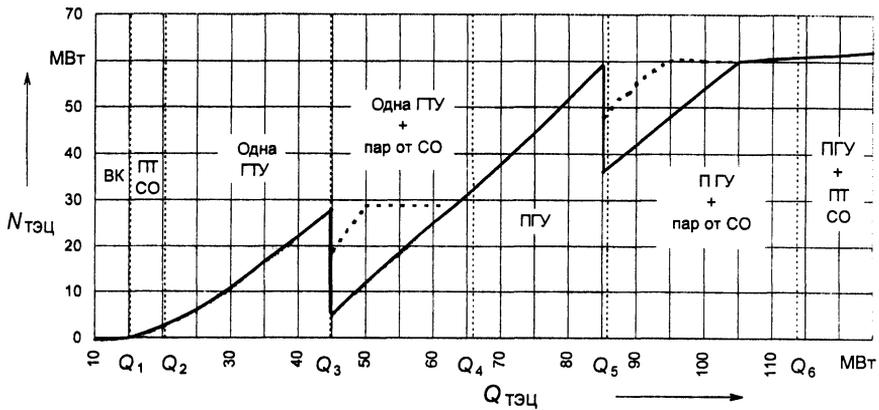


Рис. 3. Диаграмма оптимальной загрузки оборудования Оршанской ТЭЦ для  $t_n = +5^\circ\text{C}$  при выработке в котлах СО пара номинальных (сплошные линии) и сниженных (пунктирные линии) параметров

При  $Q_1 < Q_{TЭЦ} < Q_2$ , как правило, должно производиться включение в работу паровой турбины СО. Выгодность ее использования обусловлена большой тепловой нагрузкой ГТУ при холостом ходе.

При некотором уровне тепловых нагрузок  $Q_2 < Q_{TЭЦ} < Q_3$  в работе находится одна из ГТУ. Величина  $Q_3$  определяется предельной тепловой мощностью ГТУ  $Q_{T1}^{\max}$ .

Как показали оптимизационные расчеты применительно к ГТУ Оршанской ТЭЦ, величина  $Q_{T1}^{\max}$  мало зависит от температуры наружного воздуха  $t_n$ , поскольку наряду со снижением массового расхода газов и электрической мощности ГТУ при повышении  $t_n$  одновременно уменьшается величина экологического впрыска пара в камере сгорания ГТУ, что частично компенсирует снижение вырабатываемой в КУ теплоты. Кроме того, при  $t_n > 5^\circ\text{C}$  производится выключение системы подогрева воздуха на всасе в компрессор, что также способствует увеличению  $Q_{T1}^{\max}$ . В целом, с учетом возможности допустимой перегрузки ГТУ (повышением начальной температуры газов), вне зависимости от температуры наружного воздуха, можно принять  $Q_{T1}^{\max} \approx 44$  МВт. Для увеличения предельной нагрузки ГТУ при определенных условиях возможно снижение впрыска пара в КС ГТУ, что позволит увеличить  $Q_{T1}^{\max}$  до 46 МВт.

При превышении тепловой нагрузки ТЭЦ величины  $Q_{T1}^{\max}$  выгодным оказывается использование оборудования СО с подачей пара от ее котлов на ПТ ПГУ. Однако на начальном участке  $Q_{TЭЦ} > Q_3$  потребуются снижение нагрузки ГТУ ниже  $Q_{T1}^{\max}$ . В случае работы ПК СО с номинальными параметрами пара (при технически минимальном расходе пара 30 т/ч, что соответствует теплопроизводительности около 20 МВт) электрическая мощность ГТУ падает до 5 – 7 МВт и ниже.

Во избежание этого можно уменьшать минимальную нагрузку ПК и получать в нем пар со сниженными параметрами, который будет подаваться на РОУ. Так, при получении в ПК 10 т/ч пара, что соответствует теплопроизводительности около 7 МВт, электрическая мощность нетто ТЭЦ максимально снижается примерно до 15 – 20 МВт (пунктирная линия на рис. 3).

Значение тепловой нагрузки  $Q_{ТЭЦ} = Q_4$ , при которой экономически оправданной становится работа двух ГТУ, соответствует предельной тепловой мощности ГТУ при работе ее ПТ с максимально возможной подачей на нее пара старой очереди. По данным расчетов, при  $t_n = +5 \text{ }^\circ\text{C}$   $Q_4 \approx 65 \text{ МВт}$ .

В диапазоне  $Q_4 < Q_{ТЭЦ} < Q_5$  в работе должна находиться только ПГУ, загружать турбины которой необходимо исходя из описанного выше вида ее ЭХ. При прочих равных условиях несколько большую мощность должна иметь ГТУ с меньшим числом часов наработки после очередной чистки оборудования.

Когда требуемый уровень тепловых нагрузок ТЭЦ превышает максимально возможную тепловую мощность собственно ПГУ  $Q_{ТЭЦ} > Q_5$  ( $Q_5 \approx 85 \text{ МВт}$ ), необходимо вводить в работу котлы СО. При их работе с номинальными параметрами пар должен подаваться вначале на ПТ ПГУ. Данный режим против включения в работу ПТ СО обеспечивает более высокую экономичность, так как исключаются потери на холостой ход турбины и режим ее работы с низким КПД проточной части при малых расходах пара.

Для повышения системной эффективности также будет оправданным в некотором диапазоне тепловых нагрузок ТЭЦ снижать технический минимум котлов СО с подачей пара от них на РОУ (пунктирная линия на рис. 3).

При значительном уровне тепловых нагрузок  $Q_{ТЭЦ} > Q_6$  ( $Q_6 \approx 110 \text{ МВт}$ ) необходимо включать в работу ПТ СО.

Диаграмма, приведенная на рис. 3, показывает только примерную очередность загрузки оборудования ТЭЦ. Точные численные значения граничных тепловых нагрузок  $Q_j$  будут зависеть от конкретных условий работы и величин факторов, влияющих на характеристики ГТУ и ПГУ в целом. Их оперативное определение обеспечивает использование разработанной программы оптимизации режимов ТЭЦ.

Расчеты по этой программе позволили также установить следующие особенности влияния основных факторов на экономичность работы ПГУ:

1) если для одноцелевых ГТУ повышение температуры наружного воздуха снижает их экономичность из-за относительного увеличения работы сжатия в компрессоре, то для утилизационных ПГУ оно вызывает рост КПД КУ и увеличение степени использования теплоты топлива. По этой причине, а также ввиду уменьшения массового расхода воздуха через компрессор и соответственно расхода выпускных газов предельно низкое значение тепловой нагрузки ТЭЦ  $Q_2$ , при которой выгодно включение ГТУ в работу, снижается с ростом  $t_n$ ;

2) работа антиобледенительной системы (подогрев воздуха на всасе в компрессор) в целом отрицательно сказывается на экономических показателях ПГУ, но одновременно снижает величину  $Q_2$ , что объясняется уменьшением расхода газов на входе в КУ и соответственно тепловой мощности ПГУ;

3) при работе ТЭЦ с обеспеченными тепловыми нагрузками экологический впрыск пара в камеру сгорания ГТУ снижает тепловую экономичность и системную эффективность ПГУ, так как приводит к увеличению потерь с водяными парами.

В то же время при частичных тепловых нагрузках ПГУ увеличение впрыска пара в КС ГТУ может дать положительный эффект. В этом случае происходит снижение расхода теплоты, получаемой в КУ для внешнего теплоснабжения, за счет того, что часть теплоты газов будет расходоваться на получение пара, подаваемого на впрыск в КУ. В результате также будет уменьшаться значение тепловой нагрузки ТЭЦ  $Q_2$ , при котором оправданным становится включение в работу ГТУ. Однако при этом необходимо учитывать затраты на подготовку воды для восполнения потерь конденсата с водяными парами, вводимыми в КС ГТУ.

Отмеченные принципы оптимизации режимов УПГУ с противодавленческими паровыми турбинами являются достаточно общими, так как основываются на строгих физических закономерностях, а также на расчетах, проведенных с использованием детальных и многофакторных моделей ГТУ.

## ВЫВОД

Разработанная компьютерная программа и обоснованные применительно к Оршанской ТЭЦ принципы оптимизации режимов ПГУ с противодавленческими паровыми турбинами являются достаточно общими и могут быть использованы на других ТЭЦ с подобными ПГУ.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Katschan A., Chicheja P. Auswahl der Parameter und der Lastregelungsweise für die Gasturbinenanlagen mit Abhitzeessel und GuD-Anlagen mit Gegendruckdampfturbinen // Beitragsmanuskripte I Zum XXVI Kraftwerkstechnisches Kolloquium am 08 und 09 November 1994 in Dresden. – S. 197–200.

Представлена кафедрой  
ТЭС

Поступила 15.05.2000