

УДК 621.165

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ ПГУ ОРШАНСКОЙ ТЭЦ

Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д., канд. техн. наук КАЧАН С. А.,
инженеры КОРОЛЕВ Г. Н., МАКАЕВ О. С., ПУТИЛО К. И.

*Белорусский национальный технический университет,
Оршанская ТЭЦ*

ПГУ Оршанской ТЭЦ в составе двух ГТУ типа 5371РА номинальной мощностью по 27,48 МВт каждая, двух котлов-утилизаторов (КУ) и паровой турбины с противодавлением мощностью 12 МВт введена в строй в первой половине 1998 г. В сентябре того года был подписан сертификат о передаче ПГУ для эксплуатации собственным персоналом Оршанской ТЭЦ.

В электрическом цехе ТЭЦ введено в эксплуатацию ОРУ-110 кВ с импортными элегазовыми выключателями. Комплекты релейной защиты генераторов, а также устройства защиты и автоматики распределительного устройства 6 кВ и сборных шин 110 кВ выполнены с использованием микропроцессорной базы. Новое нестандартное оборудование, сложность ремонта многих узлов ужесточают требования к эксплуатации ПГУ. Полная компьютеризация систем управления предъявляет также повышенные требования к оперативному персоналу как пользователю достаточно сложных компьютерных программ, а так как эти программы не русифицированы, необходимо еще знание английского языка.

Кадровая проблема на Оршанской ТЭЦ была решена за счет тщательного подбора персонала для обслуживания ПГУ, его месячной подготовки в учебных центрах Франции и ФРГ, а также совместного участия со специалистами фирмы «ALSTHOM» в наладке оборудования и систем управления ПГУ. Часть персонала, эксплуатирующего ПГУ, продолжает повышение квалификации и уровня технического образования в средних и высших учебных заведениях Беларуси, прежде всего в БНТУ.

В настоящее время персонал Оршанской ТЭЦ обеспечивает достаточно высокий технический уровень эксплуатации ПГУ, а также самостоятельно может проводить текущие и средние ремонты оборудования, замену отдельных узлов ПГУ.

На Оршанской ТЭЦ уделяется значительное внимание разработке нормативно-методической базы для прогнозирования и расчета показателей топливоиспользования, а также оптимизации режимов использования ПГУ.

С участием кафедры ТЭС БНТУ разработаны алгоритм расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты от ПГУ и реализующая его компьютерная программа, которая позволяет учитывать все объективно влияющие на экономичность ПГУ факторы, включая параметры атмосферного воздуха, реальный уровень нагрузки ПГУ и режимы использования сетевого пучка КУ, а также влияние экологического впрыска пара в камеры сгорания ГТУ, подогрева воздуха на всасе компрессоров с целью предупреждения обледенения воздухозаборного устройства [1], времени работы ПГУ после очередной промывки и др.

Разработанное программное обеспечение позволяет рассчитывать показатели топливоиспользования как при обособленной работе ПГУ и старой очереди ТЭЦ, выполненной на средние параметры пара и имеющей турбину с противодавлением Р-6-35/6 и паровые котлы с номинальной паропроизводительностью 75 т/ч, так и при их совместной работе. Расчеты могут проводиться за заданный отчетный период и с нарастающим итогом, что позволяет максимально оперативно осуществлять расчеты и получать итоговые показатели за любой промежуток времени. Практическое использование разработанной нормативной базы показало ее физическую достоверность и достаточную сходимость нормативных и фактических показателей ПГУ.

Условием эффективной работы ПГУ с противодавленческой паровой турбиной является достаточный уровень тепловых нагрузок. Поэтому ввиду произошедшего резкого снижения тепловой нагрузки Оршанской ТЭЦ против проектного уровня были приняты меры по расширению зоны теплоснабжения ТЭЦ. Хотя эти работы не закончены, в настоящее время обеспечивается полная загрузка ПГУ при околонулевых и отрицательных температурах наружного воздуха. Однако в летний и переходный периоды ПГУ Оршанской ТЭЦ работают при частичных тепловых нагрузках, что предопределяет актуальность оптимизации режимов ее работы.

Для оптимизации режимов ПГУ при частичных тепловых нагрузках расчетно-экспериментальным путем были получены энергетические характеристики (ЭХ) одной обособленно работающей ГТУ в виде зависимости экономии топлива против отдельной схемы энергоснабжения от тепловой нагрузки ГТУ Q_T .

$$\Delta B = N_{ГТУ}^H b_{зам} + Q_T b_{кот} - B_{ГТУ}, \text{ т/ч}, \quad (1)$$

где $N_{ГТУ}^H$, $B_{ГТУ}$ – мощность «нетто» и расход условного топлива на ГТУ; $b_{зам}$, $b_{кот}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от замещающей КЭС и на отпуск теплоты от замещающей котельной.

В расчетах принималось: $b_{зам} = 0,32$ т у. т./ (МВт·ч) (как для блоков Лукомльской ГРЭС) и $b_{кот} \approx 0,04$ т у. т./ГДж ≈ 170 кг у.т./Гкал.

Расчеты показали [2], что при снижении тепловой нагрузки ГТУ до некоторой экономически минимальной величины $Q_{Т,ЭК}^{\min}$, составляющей в за-

зависимости от температуры наружного воздуха 22...23,5 МВт, системная эффективность использования ПГУ (экономия топлива АВ) падает до нуля. В летний период (при $t_n = 15^\circ\text{C}$) в случае снижения тепловой нагрузки одной ГТУ ниже $Q_T^{\min} \approx 18$ МВт·ч мощность ГТУ брутто уменьшается до нуля, т. е. использование ГТУ становится технически невозможным.

Определяющим при выборе принципов загрузки ГТУ является не абсолютная величина экономии топлива, а ее относительный прирост $d\Delta B/dQ_T = f(Q_T)$. Характер изменения этого прироста, полученного на основе дифференцирования зависимости $\Delta B = f(Q_T)$, иллюстрируется рис. 1. Как видно, экономическая характеристика ПГУ Оршанской ТЭЦ при работе ее в составе одной ГТУ является вогнуто-выпуклой. При малых тепловых нагрузках приросты $d\Delta B/dQ_T$ – падающие, при нагрузках, близких к номинальной, величина $d\Delta B/dQ_T$ стабилизируется на уровне 0,16...0,175 т у.т./ (МВт·ч), а при перегрузках ГТУ приросты экономии топлива начинают возрастать, так как на таких режимах увеличивается начальная температура газов перед турбиной.

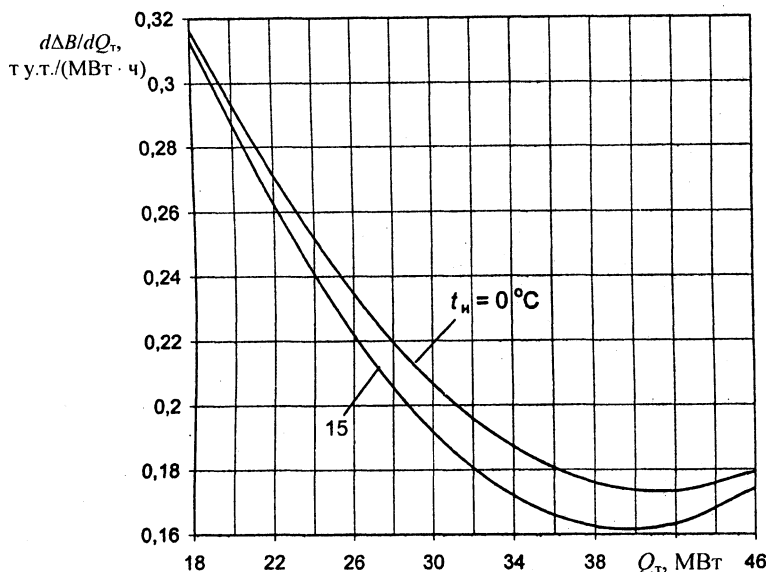


Рис. 1. Зависимость прироста экономии топлива $d\Delta B/dQ_T$ от тепловой нагрузки ПГУ Q_T

Подобный характер изменения приростов экономии топлива $d\Delta B/dQ_T = f(Q_T)$ предопределяет необходимость очередности в загрузке ГТУ и выравнивания их нагрузки при падающих значениях данного прироста.

Для более строгого выбора режимов ПГУ на Оршанской ТЭЦ используются соответствующая компьютерная программа [2] и режимные карты загрузки ГТУ с учетом возможности работы ПГУ совместно с оборудованием старой очереди (СО).

В соответствии с результатами оптимизации режимов при уровне тепловых нагрузок $Q_{ТЭЦ} < 64$ МВт в работе должна находиться одна из ГТУ. Указанная величина $Q_{ТЭЦ}$ превышает предельную тепловую мощность одной ГТУ $Q_{Т1}^{\max}$, которая, по данным анализа характеристик ГТУ, в зависи-

мости от параметров атмосферного воздуха при номинальной величине экологического впрыска пара в камеру сгорания (КС) находится в диапазоне 42...44 МВт. Однако включение в работу двух ГТУ оказывается невыгодным, так как из-за снижения их тепловой нагрузки экономия топлива в энергосистеме получается меньше, чем при работе одной ГТУ при тепловой нагрузке $Q_{т1}^{max}$. Поэтому в диапазоне тепловой нагрузки ТЭЦ $Q_{т1}^{max} < Q_{ТЭЦ} < 64$ МВт используется одна ГТУ вместе с паровым котлом СО, который при этом должен работать с минимально необходимой нагрузкой, вплоть до снижения его паропроизводительности до 10 т/ч.

Такая паропроизводительность котла СО существенно ниже установленного для него технического минимума нагрузки, поэтому на Оршанской ТЭЦ были освоены режимы работы котла СО с паропроизводительностью около 10 т/ч за счет снижения давления вырабатываемого пара. Это позволяет реализовать наиболее оптимальные режимы использования ПГУ в переходный и летний периоды работы ТЭЦ.

При тепловой нагрузке ОТЭЦ $Q_{ТЭЦ} > 64$ МВт используются две ГТУ. Если при этом тепловая нагрузка ТЭЦ не превышает примерно 75 МВт, то в соответствии с отмеченными особенностями ЭХ ГТУ нагрузка между ними распределяется равномерно. Перегрузка ГТУ при $Q_{ТЭЦ} > 78...90$ МВт осуществляется последовательно, так как в этом случае они работают на выпуклом участке зависимости $\Delta B = f(Q_T)$.

Кроме того, для повышения эффективности работы ПГУ в летний период на Оршанской ТЭЦ применяется суточное регулирование отпуска теплоты. Суточный график отпуска теплоты от ТЭЦ выравнивается за счет соответствующего перегрева сетевой воды в ночные часы суток.

Суточное регулирование графика тепловых нагрузок может преследовать две цели.

1. Во-первых, для увеличения ночной нагрузки выше 18 МВт, т. е. для обеспечения технической возможности работы ГТУ в течение суток без специальных неэкономичных мер по повышению температуры газов после КУ и снижению его КПД.

В противном случае потребовался бы ежесуточный останов ГТУ, что недопустимо из условия надежности ее работы.

2. Во-вторых, для повышения экономичности и системной эффективности использования ГТУ в суточном разрезе в соответствии с особенностями ее ЭХ.

Для характерных летних суток прошлых лет в вечерне-ночной провал теплопотребления длительностью $\tau_{пр} = 8$ ч тепловая нагрузка Оршанской ТЭЦ составляет $Q_{пр} = 18$ МВт. В остальные часы суток $Q_{пик} \approx 33$ МВт.

Как видно, в ночные часы тепловая нагрузка $Q_{пр}$ меньше предельно возможной для ПГУ, т. е. использование ее является невозможным.

При выравнивании суточного графика теплопотребления средняя тепловая нагрузка составит величину

$$Q_{ср} = (Q_{пр}\tau_{пр} + (24 - \tau_{пр})Q_{пик})/24 = (18 \cdot 8 + 16 \cdot 33)/24 = 28 \text{ МВт.} \quad (2)$$

Расчеты, проведенные с использованием программы оптимизации режимов ПГУ [2], показали, что при работе ПГУ в составе одной ГТУ с теп-

ловой нагрузкой 28 МВт при средней температуре наружного воздуха $t_n = 20$ °С экономия топлива в энергосистеме составит $\Delta B = 0,816$ т у. т./ч, что за один месяц летнего периода соответствует экономии топлива в энергосистеме $\Delta B_{\text{мес}} = 0,816 \cdot 720 = 587,5$ т у. т. За весь летний период продолжительностью около 3500 ч экономия топлива превысит 2800 т у. т.

Как видно, суточное регулирование отпуска теплоты от ПГУ Оршанской ТЭЦ в летний период не только обеспечивает техническую возможность ее использования, но и приводит к существенной экономии топлива в энергосистеме.

При ожидаемом увеличении в летний период нагрузки горячего водоснабжения, когда работа одной ГТУ будет технически возможной и в часы провала теплотребления, эффект от суточного регулирования отпуска теплоты снизится, но также может быть значительным, особенно при величине $Q_{\text{пик}} \approx 46$ МВт, т. е. большей, чем максимальная тепловая мощность ПГУ при работе ее в составе одной ГТУ.

В этом случае при отсутствии суточного регулирования отпуска теплоты потребуется включение в работу парового котла старой очереди с минимальной паропроизводительностью около 10 т/ч. В результате произойдет снижение среднесуточной нагрузки ПГУ и ее системной эффективности.

Расчеты показали, что при $Q_{\text{пр}} = 30$ МВт и $Q_{\text{пик}} = 46$ МВт выравнивание суточного графика тепловой нагрузки позволит увеличить суточную экономию топлива $\Delta B_{\text{сут}}$ примерно на 18 т у. т.

В настоящее время на Оршанской ТЭЦ эффективность ПГУ повышается за счет оптимизации экологического впрыска пара в КС ГТУ, который существенно влияет на экономические характеристики ПГУ и системную эффективность ее работы.

Наличие впрыска пара приводит к реализации «встроенного» в ГТУ паросилового цикла, работающего без утилизации теплоты водяных паров после КУ. По данным проведенного анализа характеристик ПГУ, внутренний КПД этого цикла в зависимости от расхода пара на впрыск характеризуется рис. 2. Как видно, КПД «встроенного» паросилового цикла не превышает 28 %, что существенно ниже КПД замещающей КЭС. Соответственно снижаются системная эффективность работы ПГУ, а также ее тепловая мощность.

По данным расчетов, увеличение впрыска пара в КС одной ГТУ на 1 т/ч при номинальной нагрузке ПГУ приводит к повышению удельного расхода топлива (УРТ) на отпуск электроэнергии на 1,5...1,7 г у. т./(кВт·ч). Соответствующие расчеты показывают, что при снижении впрыска пара в КС на 1 т/ч экономия топлива в энергосистеме за отопительный период работы ТЭЦ продолжительностью 4500 ч может составить около 400 т у. т.

В существующей системе управления ПГУ величина экологического впрыска пара жестко регулируется в зависимости от расхода топлива в камеру сгорания ГТУ. Его величина при номинальной нагрузке ГТУ достигает 7 т/ч. При этом по результатам приемо-сдаточных испытаний ПГУ эмиссия оксидов азота составляет 34...35 ppm вместо требуемых 40 ppm по контракту.

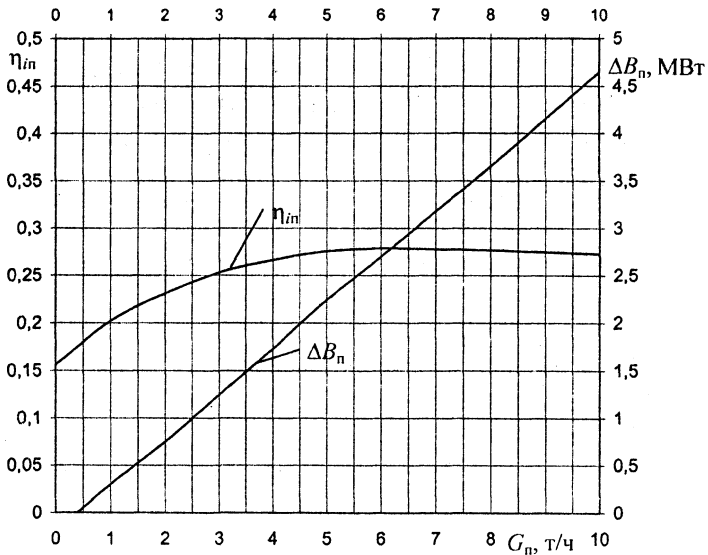


Рис. 2. Зависимость дополнительного подвода топлива в камеру сгорания ПГУ ΔB_n и внутреннего КПД «встроенного» паросилового цикла η_{in} от величины впрыска пара G_n

С учетом этого в настоящее время на Оршанской ТЭЦ были изменены уставки в системе управления впрыском пара, позволяющие снизить его номинальную величину примерно на 10 %. Одновременно проводятся исследования по возможности отключения впрыска пара в КС при работе ПГУ с частичными тепловыми нагрузками при сохранении требований по суммарному выбросу оксидов азота.

В целом, несмотря на ограниченность тепловых нагрузок, Оршанская ТЭЦ работает достаточно эффективно. Например, за первое полугодие 2002 г. отпуск электроэнергии составил 139,5 млн кВт·ч, что при среднем значении удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии около 194 г у. т./кВт·ч обеспечило экономию топлива в энергосистеме на уровне 18 тыс. т у. т.

ВЫВОД

Опыт эксплуатации ПГУ Оршанской ТЭЦ будет полезен при освоении парогазовых технологий на других ТЭС Беларуси, особенно при реализации концепции энергетической программы по строительству теплофикационных ПГУ средней мощности, в том числе и с паровыми турбинами с противодавлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. О л ь х о в с к и й Г. Г. Энергетические газотурбинные установки. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 304 с.
2. К а ч а н А. Д., К а ч а н С. А. Оптимизация режимов работы утилизационных ПГУ с противодавленческими паровыми турбинами // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 4. – С. 49–55.