

Расчетное исследование характеристик котла-утилизатора E-50-0,7-250 при переменных режимах работы с ГТУ-6P

Мошкарин А.В., д-р техн. наук, Шельгин Б.Л., канд. техн. наук, Жамлиханов Т.А., асп.

На основе расчетного исследования дан анализ возможностей эксплуатации котла-утилизатора марки E-50-0,7-250 при переменных режимах его работы. Рассмотрены особенности и характеристики работы поверхностей нагрева котлоагрегата и выявлены наиболее экономичные условия работы.

Ключевые слова: котел-утилизатор, парогазовая установка, газовая турбина, режим работы, теплота сгорания условного топлива, утилизация теплоты, природный газ.

Calculation Research of HRSG E-50-0,7-250 Characteristics while varying duties with Gas Turbine Plant – 6P

A.V. Moshkarin, Doctor of Engineering, B.L. Shelygin, Candidate of Engineering, T.A. Zhamlikhanov, Post Graduate Student

The authors give the analysis of operating ability of HRSG E-50-0,7-250 type while varying duties based on the calculation research. The authors consider features and characteristics of boiler's heating surfaces operation. The most economical operating conditions are revealed.

Keywords: HRSG, CCGT, GT (gas turbine), an operating mode, combustion heat of equivalent fuel, heat recovery, natural gas.

Наиболее перспективным направлением в развитии энергетики России является использование парогазовых установок [1, 2], эффективность которых существенно превышает показатели старых технических предложений [3]. При этом целесообразно определение наиболее рациональных условий эксплуатации агрегатов, работающих по бинарному циклу Брайтона-Ренкина [4], особенно в случае сжигания дополнительного топлива.

В целях эффективного энергообеспечения потребителей в ОАО «Ивгортеплосеть» в ходе реконструкции существующего оборудования внедрены энергоустановки для выработки электрической и тепловой (в виде перегретого пара и сетевой воды) энергии [5]:

- газотурбинная электростанция марки «Урал-6000» (ГТУ);

- котел-утилизатор (КУ) E-50-0,7-250.

Объектом изучения являлся КУ E-50-0,7-250 со следующими характеристиками:

- паропроизводительность 50 т/ч;
- номинальная температура перегретого пара 250 °С;
- температура питательной воды 104 °С;
- температура сетевой воды на входе в газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ) 60 °С.

Проведен анализ условий работы КУ E-50-0,7-250 (П-102) при трех возможных режимах:

- утилизация теплоты уходящих из ГТУ газов (режим № 1);
- утилизация теплоты уходящих из ГТУ газов при сжигании дополнительного топлива (режим № 2);

- автономный режим работы КУ (без утилизации газов ГТУ) при сжигании в топочной камере топлива в количестве, соответствующем тепловой нагрузке энергоустановки (режим № 3).

Расчетное исследование проводилось с использованием специально разработанной универсальной модели КУ E-50-0,75-250 на основании программного продукта «ТРАКТ» [6]. Водопаровой тракт был представлен в виде 15 элементов. В качестве топлива принят природный газ с теплотой сгорания $Q_H^C = 35,8 \text{ МДж/м}^3$ [7]. Расход сетевой воды через газовый подогреватель составлял 100 т/ч в режимах № 1, 2 и 20 т/ч в режиме № 3. Температура наружного воздуха принята как среднегодовая (10 °С). Температура питательной воды – 104 °С, а величина непрерывной продувки не превышала 5 %.

Для камеры сгорания ГТУ коэффициент избытка воздуха был принят равным 1,03, а присос воздуха – 3,52. Расход топлива принимался в соответствии с требуемой нагрузкой КУ и выходными параметрами.

По заводским данным КПД ГТУ равен 25,5 %. При мощности ГТУ 6 МВт и $Q_H^C = 35,8 \text{ МДж/м}^3$ расход топлива в камеру сгорания составляет 2375 м³/ч.

При коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 4,53$ температура газов за ГТУ (на входе в КУ) составляет $\vartheta'_{КУ} = 515 \text{ °С}$. Количество теплоты, поступающее в КУ, обеспечивает паропроизводительность 20 т/ч, что составляет 40 % от номинальной величины. При температурах перегретого пара 226–230 °С пароохладитель отключен. Общая тепловая нагрузка КУ при температуре уходящих газов 107 °С составляет 19,4 МВт.

Характеристики парообразования в отдельных поверхностях нагрева представлены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики парообразования в отдельных поверхностях нагрева КУ Е-50-0,7-250 при его работе в утилизационном режиме

Наименование характеристики	Поверхности нагрева		
	Экономайзер (ЭКО)	Топочные экраны	Испарительный пакет
Паропроизводительность поверхности, т/ч	2,2	3	14,8
Доля парообразования, %	11	15	74

При номинальной электрической нагрузке ГТУ-6П расхода уходящих газов достаточно лишь для обеспечения паропроизводительности КУ в количестве 20 т/ч. В случае низких температур в топке и при пониженных тепловых потоках от газов к рабочей среде доля выработки пара в топочных экранах не превышает 15 % (табл. 1). Снижение радиационного тепловосприятия КУ компенсируется повышенными конвективными тепловосприятиями испарительного пакета и ЭКО, составляющими соответственно 74 и 11 %.

КПД КУ брутто в утилизационном режиме работы ГТУ (режим №1) составляет, %

$$\eta_{КУ} = \frac{Q_n + Q_{прод} + Q_{с.в}}{J'_{КУ} \cdot B_{ГТУ}} \cdot 100 = 80,1, \quad (1)$$

где Q_n – тепловосприятие КУ по пару, кВт; $Q_{прод}$ – теплота, теряемая с продувочной водой, кВт; $Q_{с.в}$ – тепловая нагрузка газового подогревателя сетевой воды, кВт; $J'_{КУ}$ – энтальпия газов на входе в КУ, кДж/м³; $B_{ГТУ}$ – расход топлива в камеру сгорания ГТУ, м³/с.

Для обеспечения требуемой паропроизводительности 50 т/ч необходимо сжигание дополнительного топлива, подаваемого через основные горелки. В качестве окислителя используется часть утилизируемых газов ГТУ. Оставшаяся часть газов по обводному газопроводу (байпас) сбрасывается в топку перед фес-тоном (рис. 1).

Исследование проводилось при номинальных характеристиках ($D_n = 50$ т/ч; $B_{ГТУ} = 2375$ м³/ч; $\vartheta'_{КУ} = 515$ °С). Доля байпасирования газов изменялась в пределах $d_b = 0,4–0,7$ при соответствующем изменении дополнительного расхода топлива $B_{дож}$ в топку КУ.

С увеличением d_b от 0,4 до 0,7 температура уходящих газов составляла 106–107 °С, а температура перегретого пара поддерживалась на требуемом уровне (230–233 °С) за счет снижения доли впрыска воды в пароохладитель согласно зависимости (рис. 2), %

$$d_{впр} = 2,81 - 6,05(d_b - 0,4). \quad (2)$$

Температура газов на выходе из топки повышалась от 1090 до 1265 °С согласно зависимости (рис. 3), °С,

$$\vartheta''_m = 1090 + 620(d_b - 0,4)^{1,04}. \quad (3)$$

Применительно к диапазону $d_b = 0,4–0,7$ в случае повышения температуры в ядре факела в пределах 1300–1950 °С доля парообразования в топочных экранах возрастает с 23 до 43 % (рис. 4).

Соответственно возрастает доля парообразования в конвективных поверхностях нагрева, прежде всего в испарительном пакете, когда $x_{исп}$ увеличивается с 56 до 69 %.

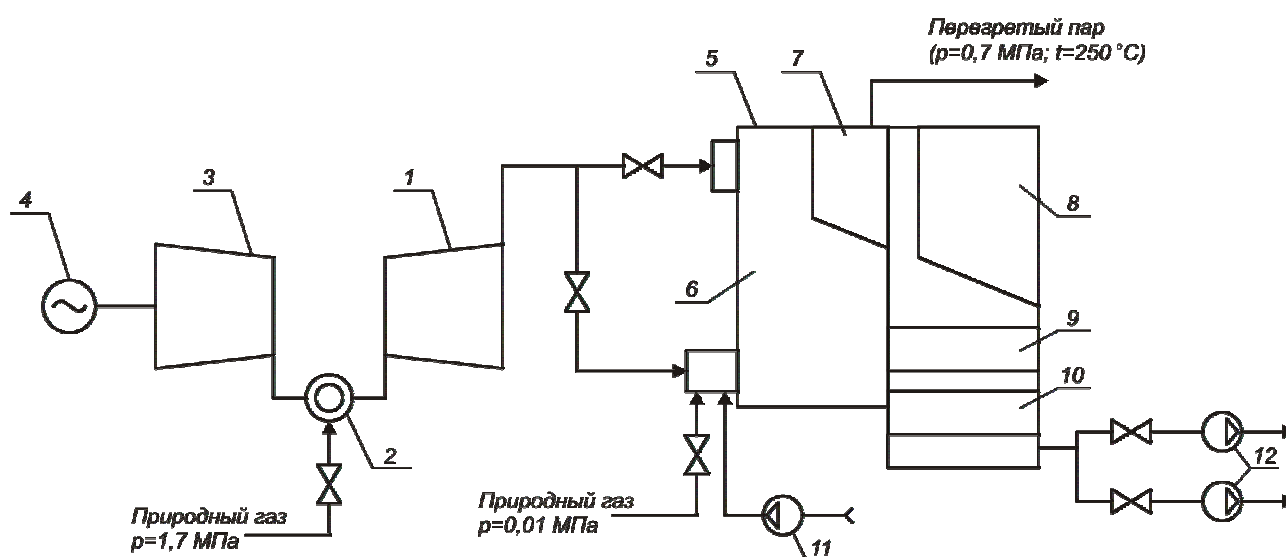


Рис. 1. Схема ПГУ: 1 – газовая турбина; 2 – камера сгорания; 3 – компрессор; 4 – электрогенератор; 5 – котел-утилизатор; 6 – топочная камера; 7 – пароперегреватель; 8 – испарительный пакет; 9 – водяной экономайзер; 10 – газовый подогреватель сетевой воды; 11 – дутьевой вентилятор; 12 – дымососы

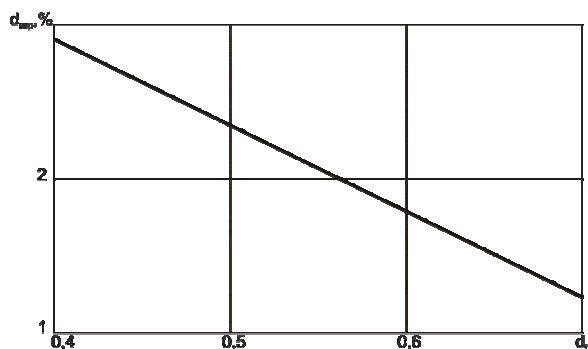


Рис. 2. Зависимость доли впрыска воды в пароохладитель от доли байпасирования газов ГТУ

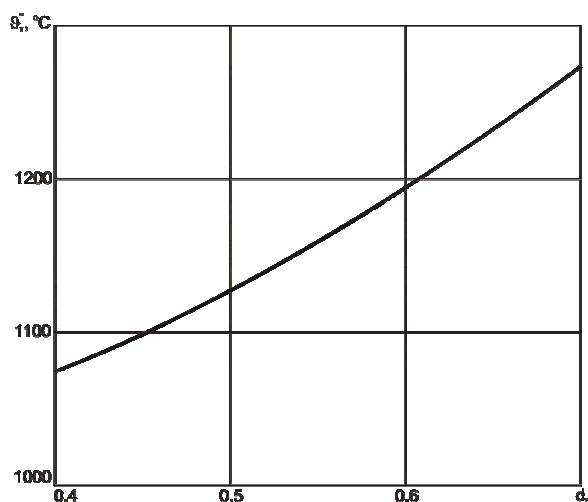


Рис. 3. Зависимость температуры газов на выходе из топки от доли байпасирования газов ГТУ

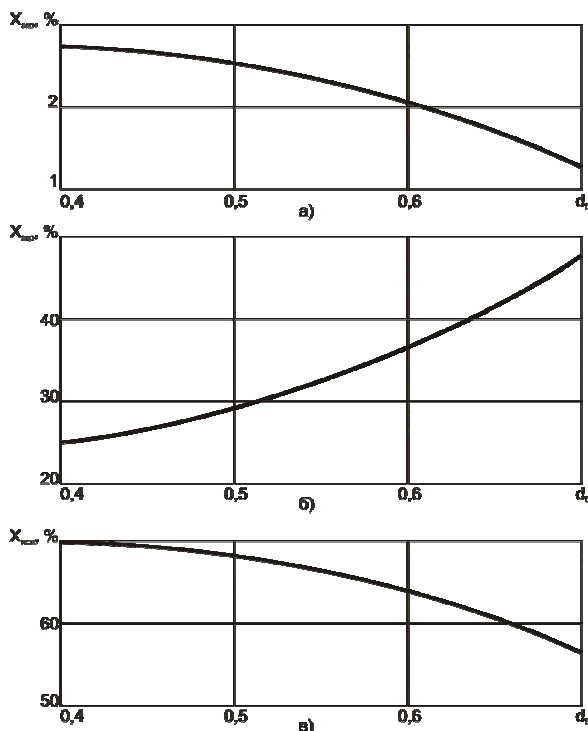


Рис. 4. Зависимости доли парообразования от доли байпасирования газов ГТУ: а – в ЭКО; б – в топочных экранах; в – в испарительном пакете

Наиболее экономичным, оптимальным значением доли байпасирования газов является $d_б = 0,6$, когда 40 % всего расхода газов ГТУ должны вводиться в горелки КУ в качестве окислителя. В этом случае в зоне дополнительного сжигания топлива температура составляет 1600–1700 °С, что достаточно для эффективного сжигания природного газа.

По условию надежного режима работы труб КПП, температуры газов на выходе из топки считаются нормальными (1150–1200 °С).

Если $d_б$ выше 0,6, то с увеличением температуры в ядре факела возрастает вероятность образования окислов азота. Снижение $d_б$ до 0,4–0,5 при пониженных температурах ухудшает эффективность сжигания топлива и повышает его расход.

Несмотря на одинаковую температуру уходящих газов (107 °С), ввиду пониженного коэффициента α_{yx} , потеря теплоты q_2 в режиме № 2 ниже (11,1 %) при соответствующем увеличении КПД КУ, %:

$$\eta_{КУ} = \frac{Q_n + Q_{прод} + Q_{с.в}}{J_{КУ} \cdot B_{ГТУ} + Q_p^p \cdot B_{дож}} \cdot 100 = 88,1, \quad (4)$$

где Q_p^p – располагаемая теплота дополнительно сжигаемого топлива, кДж/м³; $B_{дож}$ – расход дополнительно сжигаемого топлива, м³/с.

В случае автономного режима работы КУ без эксплуатации ГТУ (режим № 3), когда поступающее через горелки топливо сгорает в потоке холодного воздуха, практический интерес представляют:

- топливные характеристики для рабочего диапазона изменения паровых нагрузок КУ (40–100 %);
- зависимости КПД котла брутто от паропроизводительности D_n и ее оптимального значения $D_{опт}$.

При всех нагрузках водяной ЭКО работает в режиме некипящего ЭКО, когда при снижении паропроизводительности в пределах 20–50 т/ч температура воды $t_{ЭКО}''$ изменяется от 134 до 126 °С. Недогрев воды до температуры насыщения составлял 45–53 °С. С увеличением паропроизводительности котла D_n температура уходящих газов возрастает от 73 до 95 °С согласно зависимости, °С,

$$t_{yx} = 73 + 0,67(D_n - 20). \quad (5)$$

Для поддержания требуемой температуры ($t_{те} = 230–234$ °С) с увеличением паропроизводительности КУ доля впрыска воды должна возрастать от 0,6 до 2,7 %. При снижении D_n с 50 до 20 т/ч паросодержание на выходе из топочных экранов $x_{экр}''$ возрастает от 43 до 61 % при соответствующем снижении $x_{исп}''$ с 57 до 39 %.

В случае снижения D_p до 38 т/ч КПД котла возрастает, достигая максимального значения 95,14 % (рис. 5).

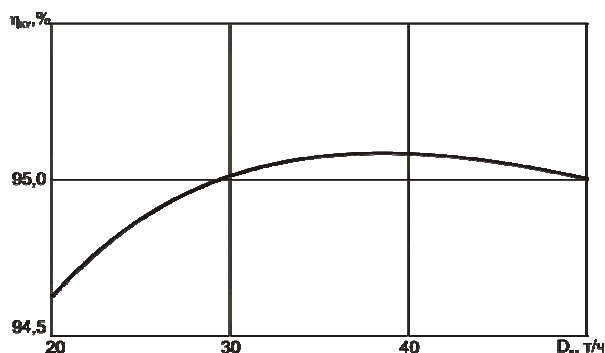


Рис. 5. Зависимость КПД КУ брутто от его паропроизводительности

При дальнейшем снижении паропроизводительности КПД понижается до 94,6 %, несмотря на снижение температуры ϑ_{yx} до 75 %, что обусловлено заметным ростом потери теплоты q_5 до 2,3 %. Для рабочего диапазона паровых нагрузок (20–50 т/ч) значения КПД котла брутто соответствуют паспортным данным (94–95 %), а оптимальная паропроизводительность КУ в автономном режиме работы составляет 40 т/ч. Расход природного газа изменяется согласно топливной характеристики (рис. 6), $m^3/ч$,

$$B = 1560 + 68,9(D_p - 20)^{1,04} \quad (6)$$

Относительное расхождение расчетных значений B и значений, полученных в ходе вариантных исследований, превышает 0,085 %.

Для оценки показателей работы КУ Е-50-0,75-250 при совместной работе с агрегатом ГТУ-6П выполнен сравнительный анализ расчетных режимов (№ 1–3) при максимальных возможностях энергоустановки ($N_{ГТУ} = 6$ МВт, $D_p = 50$ т/ч).

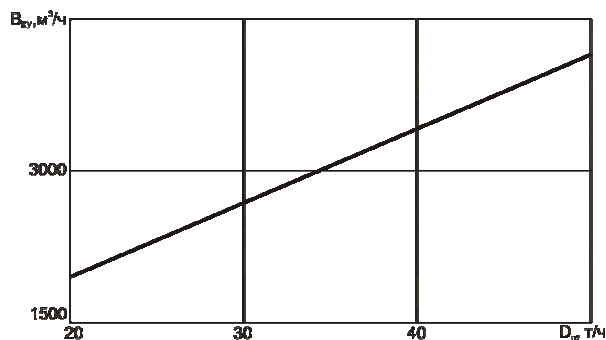


Рис. 6. Зависимость расхода топлива от паропроизводительности КУ при автономном режиме его работы

Применительно к режиму № 1 дополнительный расход пара 30 т/ч вырабатывается с КПД 92 %. Применительно к режиму № 3 дополнительная выработка электроэнергии осуществляется на замещающей ТЭС при соответствующем удельном расходе натурального топлива, $m^3/(кВт\cdotч)$,

$$b_y^{эп} = 0,32 \cdot \frac{29,3}{Q_H^c} \rho_2 = 0,21, \quad (7)$$

где 0,32 – удельный расход условного топлива, кг у.т/(кВт·ч); 29,3 – теплота сгорания условного топлива, МДж/кг; Q_H^c – теплота сгорания натурального топлива, МДж/м³; ρ_2 – плотность природного газа, кг/м³.

Удельный расход натурального топлива на общую выработку тепловой и электрической энергии в комплексной энергоустановке определялся по следующей формуле, $m^3/(кВт\cdotч)$:

$$b_y^{нам} = \frac{B_{ГТУ} + B_{КУ} + B_{доп}}{N_{ГТУ} + N_{зам} + Q_p + Q_{с.в}} \quad (8)$$

Сравнение результатов эффективности работы КУ в различных расчетных режимах представлено в табл. 2.

Таблица 2. Показатели эффективности работы энергоустановки применительно к различным расчетным режимам

Наименование характеристики	Расчетные режимы		
	№ 1	№ 2	№ 3
Паропроизводительность КУ в расчетном режиме работы D_p , т/ч	20	50	50
Температура уходящих газов, °С	107	107	95
КПД котла брутто применительно к расчетному режиму, %	80,1	88,1	95,06
Расход сетевой воды через ГПСВ, т/ч	100	100	20
Расход топлива в ГТУ в расчетном режиме, $B_{ГТУ}$, $m^3/ч$	2375	2375	-
Расход топлива в КУ в расчетном режиме, $B_{КУ}$, $m^3/ч$	-	2168	3800
Расход пара, вырабатываемого в дополнительном котле для обеспечения требуемой паропроизводительности объекта, т/ч	30	-	-
Электрическая мощность ГТУ энергоустановки, кВт	6000	6000	-
Мощность ТЭС, замещающей недовыработку электроэнергии $N_{зам}$, кВт	-	-	6000
Расход дополнительного топлива на выработку дополнительного количества тепловой или электрической энергии $B_{доп}$, $m^3/ч$	4030	-	1260
Максимальная мощность комплексной энергоустановки с учетом дополнительно производимой энергии, МВт	43,8	43,8	40,84
Удельный расход натурального топлива на общую выработку энергии в комплексной энергоустановке $b_y^{нам}$, $m^3/(кВт\cdotч)$	0,147	0,103	0,123

Согласно расчетным данным, наиболее эффективным следует признать режим № 2, когда выработка электрической энергии в ГТУ сопровождается использованием теплоты уходящих из нее газов для требуемой паропроизводительности КУ при необходимом дополнительном расходе топлива (2168 м³/ч).

По сравнению с режимом № 1, режим № 3 является более предпочтительным ввиду повышенной экономичности парового котла при номинальной паропроизводительности и меньшем удельном расходе топлива на выработку электроэнергии.

Заключение

В результате анализа режимов работы котла Е-50-0,7-250, который может эксплуатироваться в утилизационном режиме с ГТУ, в утилизационном режиме с ГТУ и дожиганием, в автономном режиме, установлено, что требуемая паропроизводительность КУ 50 т/ч дости-

гается только за счет дополнительного сжигания топлива (режим № 2).

Список литературы

- 1. Состояние** и перспективы развития энергетики Центра России / Под ред. А.В. Мошкарин; Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина. – Иваново, 2000.
- 2. Анализ** направлений развития отечественной теплоэнергетики / Под ред. А.В. Мошкарин; Иван. гос. энерг. ун-т им. В.И. Ленина. – Иваново, 2002.
- 3. Тепловые** и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 4. Газотурбинные** и парогазовые установки тепловых электростанций / Под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 5. Кромов С.А.** Опыт реконструкции и эксплуатации Ивановской ТЭЦ-1 // Тепловые электрические станции. – 2007. – № 9. – С. 5–7.
- 6. Носков А.И.** Руководство для пользователей «Справочные материалы по программе ТРАКТ». – Подольск, 1984.
- 7. Тепловой** расчет котельных агрегатов: нормативный метод / Под ред. Н.В. Кузнецова и др. – М.: Энергия, 1973.

Мошкарин Андрей Васильевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой тепловых электрических станций,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Шелыгин Борис Леонидович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций,
тел./факс: 41-60-56, 26-99-31,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Жамлиханов Тимур Абдульверович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
аспирант, ассистент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: 153015, г. Иваново, пр. Ленина, д. 69, кв. 17,
телефоны: 37-74-60, 8-915-821-56-26.