

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.22¹

Борис Леонидович Шельгин

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Сергей Алексеевич Панков

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Сергей Дмитриевич Горшенин

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Григорий Васильевич Ледуховский

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, заведующий кафедрой тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-34, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Илья Андреевич Кокулин

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», ассистент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Разработка математической модели котла-утилизатора П-102 для режимов совместной работы с газотурбинной установкой ГТУ-6П

Авторское резюме

Состояние вопроса. Энергетическая установка на базе газотурбинного двигателя ГТУ-6П и котла-утилизатора П-102 является проверенным на практике примером эффективного технического решения по модернизации действующих промышленных котельных и ТЭЦ малой мощности. Для дальнейшего совершенствования установки, а также обоснования эффективности ее применения в условиях различных энергообъектов необходима математическая модель, являющаяся результатом синтеза математических моделей газотурбинной установки и котла-утилизатора. Котел-утилизатор П-102 как объект моделирования имеет существенные особенности, поскольку допускает как автономную работу, так и работу с утилизацией теплоты дымовых газов ГТУ-6П. Целью настоящего исследования является разработка математической модели котла-утилизатора П-102 для режима совместной работы с ГТУ-6П в регулировочном диапазоне нагрузок.

¹© Шельгин Б.Л., Панков С.А., Горшенин С.Д., Ледуховский Г.В., Кокулин И.А., 2022
Вестник ИГЭУ, 2022, вып. 2, с. 5–14.

Методы и материалы. Математическая модель котла-утилизатора разработана с применением программного комплекса «ТРАКТ». Разработка математического описания для проведения экспресс-оценки показателей эффективности установки выполнена методами регрессионного анализа данных. Показатели точности математической модели оценены путем сопоставления с опытными данными, полученными в условиях эксплуатации энергоустановки рассматриваемого типа.

Результаты. Получена математическая модель котла-утилизатора П-102 при его совместной работе с газотурбинным двигателем ГТУ-6П, с приемлемой для проведения практических расчетов точно описывающая показатели работы оборудования.

Выводы. Разработанная в программном комплексе «ТРАКТ» математическая модель позволяет решать задачи режимной оптимизации энергетической установки. Получаемые при использовании этой модели результаты расчета отличаются от эксплуатационных данных в среднем на 2,2 %. Математическое описание для экспресс-оценки показателей эффективности установки характеризуется неопределенностью на уровне 6,3 %.

Ключевые слова: котел-утилизатор, газотурбинная установка, математическая модель, теплогидравлический расчет котла, тепловая экономичность

Boris Leonidovich Shelygin

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Sergei Alekseevich Pankov

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Sergei Dmitrievich Gorshenin

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Grigorii Vasilyevich Ledukhovskiy

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Head of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-34, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Iliya Andreevich Kokulin

Ivanovo State Power Engineering University, Teaching Assistant of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Development of mathematical model of P-102 waste heat boiler for modes of joint operation with GTU-6P gas turbine unit

Abstract

Background. Application of the power plant based on GTU-6P gas turbine engine and P-102 waste heat boiler is a proven example of an effective technical solution to modernize existing industrial boiler houses and low-capacity combined heat and power plants. To improve the power plant, as well as to prove the effectiveness of its use under conditions of various power facilities, a mathematical model is needed. This model is the result of the synthesis of mathematical models of a gas turbine plant and a waste heat boiler. P-102 waste-heat boiler as an object of modeling has significant features, since it allows both autonomous operation and operation with the utilization of heat of GTU-6P flue gases. The purpose of this study is to develop a mathematical model of P-102 waste heat boiler for joint operation with GTU-6P in the adjustment range limits of loads.

Materials and methods. The mathematical model of the waste heat boiler is developed using the TRAKT software package. The development of a mathematical description for a rapid assessment of the plant efficiency indicators is carried out using the methods of regression analysis of data. The indicators of accuracy of the mathematical model are evaluated by comparison with experimental data. Experimental data is obtained under the operating conditions of the power plant of the type under consideration.

Results. The authors have developed a mathematical model of P-102 waste heat boiler in joint operation with GTU-6P gas turbine engine. The performance of the equipment is described with an accuracy acceptable for practical calculations.

Conclusions. The mathematical model developed in the TRAKT software package makes it possible to solve the problems of mode optimization of a power plant. The calculation results obtained using this model

differ from the operational data by an average of 2,2 %. The mathematical description for the rapid assessment of the plant efficiency indicators is characterized by the uncertainty of 6,3 %.

Key words: waste heat boiler, gas turbine plant, mathematical model, thermal-hydraulic calculation of the boiler, thermal efficiency

DOI: 10.17588/2072-2672.2022.2.005-014

Введение. Основным направлением стратегии развития теплоэнергетики России в настоящее время является перевооружение энергетических установок и ввод новых генерирующих мощностей на базе газотурбинных установок. При этом для крупных энергоблоков предпочтение отдается парогазовым установкам, а для объектов малой генерации и промышленных котельных – комбинации газотурбинных установок (ГТУ) и котлов-утилизаторов (КУ) [1–4].

Разработка технических решений по модернизации существующих и проектированию новых энергетических установок базируется на комплексных исследованиях их эффективности в различных условиях эксплуатации. Основу при этом составляют математические модели, адекватно описывающие показатели работы реального оборудования.

Объектом исследования является энергетический модуль, включающий следующее оборудование:

- ГТУ типа Урал-6000 (ГТУ-6П) номинальной электрической мощностью 6 МВт производства АО «ОДК-Авиадвигатель» (г. Пермь);

- КУ марки П-102 (Е-50-0,7-250Г) разработки АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО») с номинальной паропроизводительностью 50 т/ч и проектными значениями давления и температуры перегретого пара 7 ата и 250 °С соответственно.

Целью исследования является разработка математической модели КУ рассматриваемого типа для режима совместной работы с ГТУ в регулировочном диапазоне нагрузок.

Разработка математической модели выполняется для двух режимов:

- 1) режим с утилизацией теплоты уходящих из ГТУ-6П газов в топочной камере КУ при электрической мощности ГТУ $N_э$ от 5 до 6 МВт;

- 2) режим с утилизацией теплоты уходящих из ГТУ-6П газов при использовании их в качестве окислителя дополнительно

сжигаемого топлива в топочной камере КУ для достижения паропроизводительности D_n от 30 до 50 т/ч.

Методы исследования. Исследование КУ П-102 выполнено с использованием модели, реализованной в программном комплексе «ТРАКТ» с учетом рекомендаций [5, 6]. Использованный программный комплекс, по существу, реализует нормативный метод теплового расчета котлов [7].

Расчетная модель котла в программном комплексе «ТРАКТ» формируется из подмоделей водопарового, газового, воздушного трактов, а также тракта подогрева сетевой воды (последнее является особенностью котла П-102). В КУ рассматриваемого типа по ходу газового тракта за топочной камерой размещены фестон, пакет конвективного пароперегревателя, поверхности испарительного пакета, водяной экономайзер и подогреватель сетевой воды.

Расчетная схема, согласно [6], включает четыре тракта (рис. 1, 2). Каждый элемент имеет уникальный номер NE и соответствующий номер конструкции НК.

Газовый тракт (рис. 1) включает 16 элементов. Узел ввода воздуха в горелочное устройство газового тракта «Возд.» (NE=2) сопряжен с выходным элементом воздушного тракта (NE=304) (рис. 2).

Элементы « $-Q_{КО1}$ » (NE=4) и « $-Q_{ГТ}$ » (NE=5) предусматривают отвод части теплоты продуктов сгорания камеры сгорания (КС) ГТУ-6П на нагрев воздуха в ее осевом компрессоре (ОК) и производство электроэнергии.

Элемент « $-P_{yк}$ » (NE=6) предусматривает байпасирование продуктов сгорания за пределы топочной камеры в элемент « $+P_{yк}$ » (NE=9). В элемент « $Q_{Тор}$ » (NE=7) вводится значение количества теплоты в случае сжигания в топке дополнительного топлива. Элемент «КС ГТ» (NE=3) является элементом газового тракта, в котором условно размещены фиктивные испарительные экраны (NE=104) и барабан «Б» (NE=110).

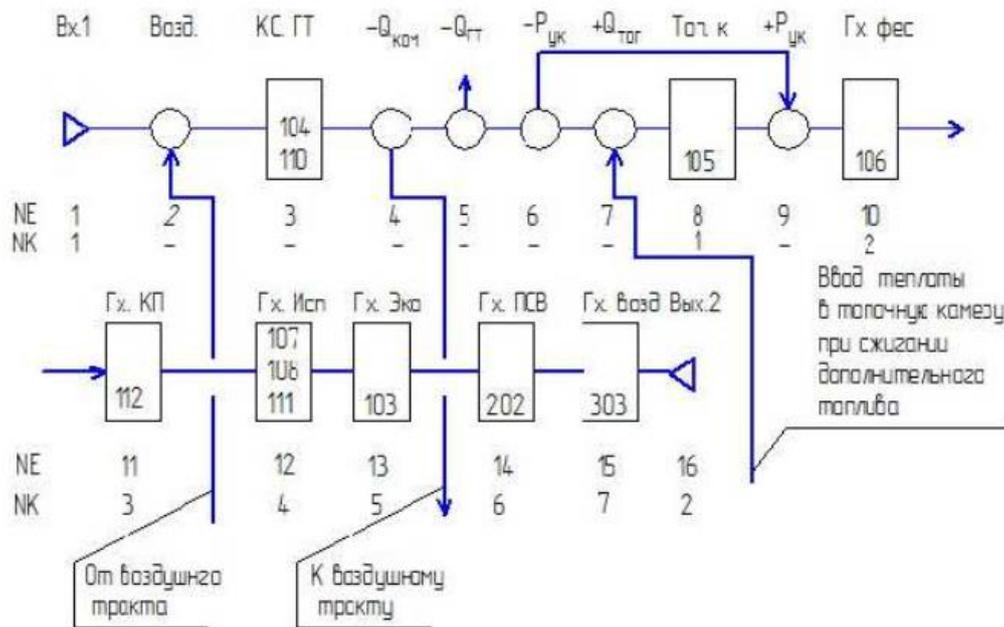


Рис. 1. Расчетная схема котла-утилизатора П-102. Газовый тракт

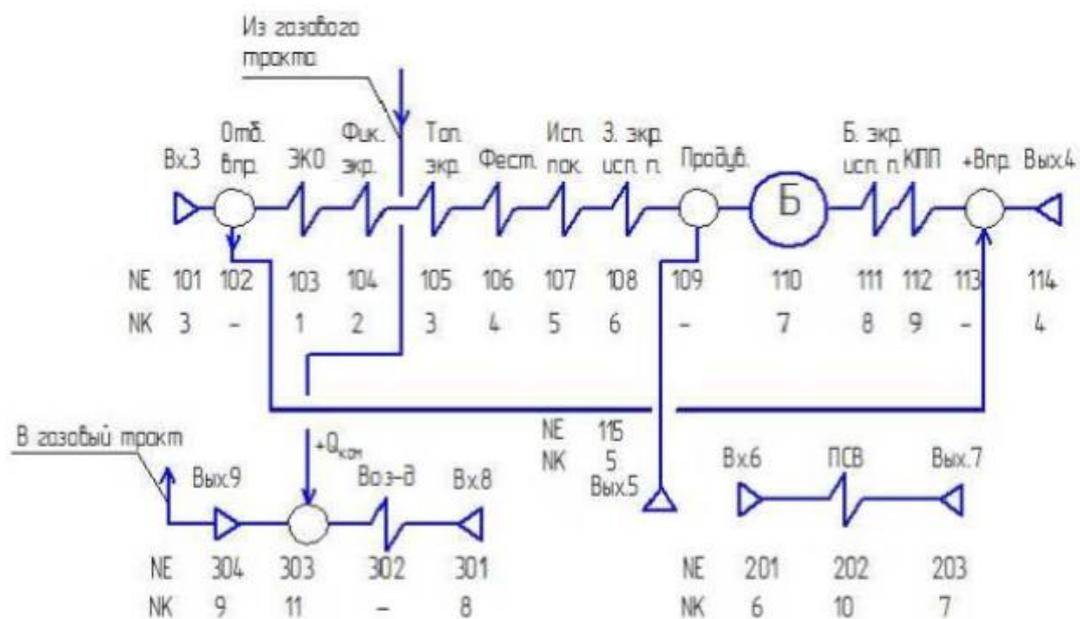


Рис. 2. Расчетная схема котла-утилизатора П-102. Водопаровой, воздушный тракты и тракт нагрева сетевой воды

На входе в водопаровой тракт (рис. 2) перед элементом «ЭКО» предусмотрен отбор питательной воды на впрыск (NE=102). Этот элемент сопряжен с элементом «+Впр» за конвективным пароперегревателем «NE=113». Утилизация уходящих из ГТУ-6П газов заканчивается в подогревателе сетевой воды (ПСВ) (NE=202).

Фиктивный воздушный тракт КУ П-102 (рис. 2) состоит из четырех элементов. В элемент «+Q_{ком}» (NE=303) передается соответствующее количество теплоты от

элемента газового тракта при сжатии воздуха в ОК ГТУ.

В качестве топлива принят природный газ с теплотой сгорания $Q_{н.с}^0 = 8539$ ккал/м³, плотностью топлива $\rho_f = 0,725$ кг/м³ при значениях теоретических объемов воздуха и дымовых газов $V^0 = 9,48$ м³/м³ и $V_f^0 = 10,65$ м³/м³ соответственно [7].

Значение температуры наружного воздуха принято проектным и равным $t_{нар} = 15$ °С, а коэффициента избытка воздуха за КС ГТУ – $\alpha_{кс}'' = 3,9$.

Результаты исследования. В результате проведенного исследования получены следующие *показатели работы КУ при утилизации теплоты уходящих из ГТУ газов и изменении ее электрической мощности*:

- тепловая мощность продуктов сгорания КС ГТ, расходуемая на привод электрогенератора ГТУ, ккал/с,

$$Q_{\text{ген}} = N_3 \cdot 10^3 / (4,19 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}}) = 243,5 N_3, \quad (1)$$

где N_3 – электрическая мощность ГТУ, МВт; $\eta_{\text{мех}} = \eta_{\text{ген}} = 0,99$ – механический КПД установки и КПД турбогенератора соответственно;

- температура воздуха за ОК ГТУ, °С,

$$t_k'' = (t_{\text{нар}} + 273) \left[1 + (\pi^{(k-1)/k} - 1) / \eta_k \right] - 273, \quad (2)$$

где $\pi = 9$ – кратность повышения давления воздуха в ОК ГТУ; k – показатель изоэнтропы; $\eta_k = 0,84$ – КПД ОК ГТУ;

- расход топлива в КС ГТУ, $\text{нм}^3/\text{с}$,

$$B_T = N_3 \cdot 10^3 / 4,19 Q_{\text{н}}^c \eta_{\text{ГТУ}} = 0,028 N_3 / \eta_{\text{ГТУ}}, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}$ – КПД ГТУ по производству электроэнергии;

- расход топлива в КС ГТУ, $\text{нм}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$,

$$B_{\text{КС}} = 3,6 \cdot B_T = 0,101 N_3 / \eta_{\text{ГТУ}}; \quad (4)$$

- расход воздуха в ГТУ, кг/с,

$$G_B = \alpha_{\text{ГТУ}}'' V^0 B_T \rho_B^0 = 12,23 \alpha_{\text{ГТУ}}'' B_T, \quad (5)$$

где $\alpha_{\text{ГТУ}}''$ – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах за газовой турбиной; $\rho_B^0 = 1,26 \text{ кг}/\text{м}^3$ – плотность воздуха;

- тепловая мощность, отбираемая в ГТУ на нагрев воздуха при его сжатии в ОК ГТУ, ккал/с,

$$Q_k = c_B G_B (t_k'' - t_{\text{нар}}), \quad (6)$$

где $c_B = 0,24 \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ – средняя теплоемкость воздуха.

Исследование выполнялось для значений N_3 в диапазоне от 5 до 6 МВт.

Исходные данные для многовариантного расчета представлены в табл. 1.

При $N_3 = 5 \text{ МВт}$ и расходе топлива $B_{\text{КС}} = 2,09 \text{ нм}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$ ожидаемая паропроизводительность КУ равна $D_{\text{п}} = 14,9 \text{ т/ч}$.

Ориентировочные значения $D_{\text{п}}$ при значениях N_3 от 5,25 до 6,0 МВт определяются по формуле, т/ч,

$$D_{\text{п}}^{\text{оп}} = 14,9 B_{\text{КС}} / 2,09 = 7,43 B_{\text{КС}}. \quad (7)$$

При использовании разработанной в программном комплексе «ТРАКТ» математической модели с учетом полученных исходных данных проведена серия численных экспериментов. Для каждого режима при постоянной величине $B_{\text{КС}}$ изменялись значения питательной воды $D_{\text{п.в}}$ и перегретого пара $D_{\text{п}}$. При этом изменялось значение температуры перегретого пара $t_{\text{пе}}$. Критерием окончания расчетов являлось достижение температурой $t_{\text{пе}}$ значений, входящих в диапазон от 237 до 241 °С, требуемый по условию нормальной работы потребителя пара. Результаты расчетов сведены в табл. 1.

При определении показателей эффективности энергетического модуля «ГТУ–КУ» использованы следующие расчетные выражения:

- тепловосприятие водопарового тракта КУ, ккал/ч,

$$Q_{\text{п}} = 595 D_{\text{п}} 10^3; \quad (8)$$

- тепловосприятие тракта продувочной воды, ккал/ч,

$$Q_{\text{прод}} = 5,8 D_{\text{п}} 10^3; \quad (9)$$

- тепловосприятие тракта сетевой воды, ккал/ч,

$$Q_{\text{с.в}} = 2,0 D_{\text{с.в}} 10^6, \quad (10)$$

где $D_{\text{с.в}} = 100 \text{ т/ч}$ – расход сетевой воды;

- коэффициент полезного действия КУ, ед.,

$$\eta_{\text{КУ}} = (Q_{\text{п}} + Q_{\text{прод}} + Q_{\text{с.в}}) / (B_{\text{КС}} \cdot J_{\text{Г}}^{\text{вх}} \cdot 10^3), \quad (11)$$

где $B_{\text{КС}}$ – расход топлива в КС ГТУ, $\text{нм}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$;

- коэффициент утилизации теплоты топлива, ед.,

$$\eta_{\text{утил}} = (Q_{\text{п}} + Q_{\text{прод}} + Q_{\text{с.в}}) / (B_{\text{КС}} \cdot 10^3 \cdot Q_{\text{н}}^c); \quad (12)$$

- КПД энергетического модуля «ГТУ–КУ», ед.,

$$\eta_{\text{мод}} = (0,86 N_3 \cdot 10^6 + Q_{\text{п}} + Q_{\text{прод}} + Q_{\text{с.в}}) / (B_{\text{КС}} \cdot 10^3 \cdot Q_{\text{н}}^c). \quad (13)$$

Таблица 1. Исходные данные и результаты расчета показателей работы энергоустановки при утилизации в КУ теплоты уходящих из ГТУ газов и изменении ее электрической мощности

Наименование показателя, обозначение, единица измерения	Значение показателя				
Исходные данные					
Электрическая мощность ГТУ $N_э$, МВт	5,0	5,25	5,5	5,75	6,0
КПД ГТУ, ед.	0,241	0,245	0,247	0,249	0,251
Предварительный расход топлива в камеру сгорания ГТУ $B_{кс}$, $\text{нм}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$	2,09	2,17	2,25	2,33	2,41
Ориентировочная производительность КУ D_p^{op} , т/ч	14,9	16,1	16,7	17,3	17,9
Непрерывная продувка воды из барабана КУ $q_{прод}$, %	5,0				
Ориентировочный расход питательной воды в КУ $D_{п.в}^{op}$, т/ч	16,3	16,9	17,5	18,1	18,8
Температура питательной воды $t_{п.в}$, °С	104				
Давление питательной воды $p_{п.в}$, ата	12,0				
Ожидаемая температура перегретого пара $t_{пе}$, °С	240				
Потеря теплоты от наружного охлаждения КУ q_5 , %	1,33	1,3	1,28	1,25	1,23
11. Тепловая мощность продуктов сгорания КС ГТУ, расходуемая на привод электрогенератора $Q_{ген}$, ккал/с	1216	1275	1336	1398	1460
Тепловая мощность, отбираемая в ГТУ на нагрев воздуха при его сжатии в ОК $Q_{ком}$, ккал/с	1810	1876	1945	2010	2090
Расход сетевой воды в ПСВ $G_{с.в}$, т/ч	100				
Температура воды на входе в ПСВ $t_{п.с}$, °С	60				
Результаты расчетов					
Температура газов на входе в КУ $v_{ку}'$, °С	482	481	480	482	480
Энтальпия газов на входе в топочную камеру КУ $J_r^{вх}$, ккал/нм ³	6066	6064	6054	6067	6053
Температура газов на выходе из топочной камеры КУ $v_{ку}''$, °С	464	463	464	464	463
Температура уходящих газов v_{yx} , °С	98	99	100	100	101
Расход перегретого пара за КУ D_p , т/ч	14,9	15,24	15,7	16,3	16,57
Температура перегретого пара $t_{пе}$, °С	238	240	241	240	240
Энтальпия перегретого пара $h_{пе}$, ккал/кг	698	699	700	699	699
Энтальпия сетевой воды за ПСВ КУ $h''_{с.в}$, ккал/кг	79	80	80	81	81
КПД КУ $\eta_{ку}$, ед.	0,865	0,848	0,838	0,834	0,818
Коэффициент утилизации теплоты топлива $\eta_{утил}$, ед.	0,615	0,600	0,594	0,591	0,580
КПД энергетического модуля «ГТУ–КУ» $\eta_{мод}$, ед.	0,856	0,846	0,843	0,841	0,831

Зависимости основных показателей эффективности установки от электрической мощности ГТУ, полученные по результатам расчетов в программном комплексе «ТРАКТ» с учетом (8)–(13), представлены на рис. 3.

Для обеспечения возможности экспресс-оценки показателей эффективности энергетического модуля в рассматриваемом режиме дополнительно получены следующие обобщающие регрессионные зависимости [9]:

$$\eta_{ку} = 0,86 - 0,043(N_э - 5)^{0,91}; \quad (14)$$

$$\eta_{утил} = 0,61 - 0,031(N_э - 5)^{0,95}; \quad (15)$$

$$\eta_{мод} = 0,854 - 0,016(N_э - 5)^{0,98}. \quad (16)$$

Анализ полученных данных позволяет заключить, что при температурах газов на входе в КУ $v_{ку}'$ в диапазоне от 480 до 482 °С значения энтальпии этих газов $J_r^{вх}$ практически не меняются и составляют от 6053 до 6067 ккал/нм³. Поэтому с увеличением расхода топлива в камеру сгорания $B_{кс}$ на 14÷15 % значения всех рассматриваемых КПД уменьшаются. Так, значения КПД $\eta_{ку}$ и $\eta_{утил}$ уменьшаются на 4÷5 %. Учитывая дополнительную выработку электроэнергии, уменьшение КПД модуля энергоустановки $\eta_{мод}$ оказывается в 1,3÷1,4 раза ниже.

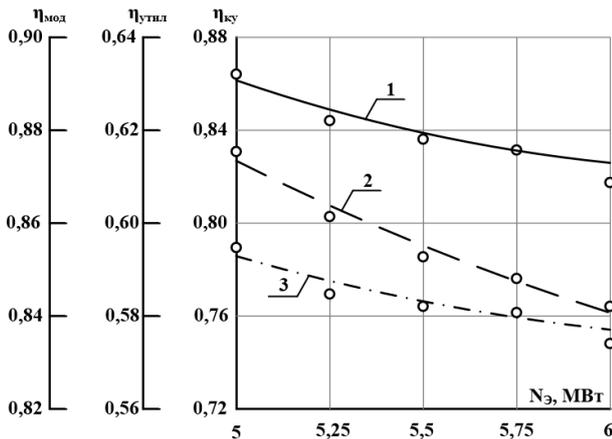


Рис. 3. КПД КУ (1), КПД утилизации теплоты сгорания топлива (2) и КПД модуля энергоустановки (3) в зависимости от электрической мощности ГТУ: точки – результаты расчетов, полученные при моделировании установки в программном комплексе «ТРАКТ»; линии – аппроксимация результатов расчетов по выражениям (14)–(16); обозначения приведены в тексте

Результаты исследования показателей работы КУ при сжигании дополнительного топлива и использовании в качестве окислителя уходящих газов ГТУ. Сжигание дополнительного топлива в топочной камере КУ необходимо для достижения требуемой паропроизводительности D_n в диапазоне от 30 до 50 т/ч.

Известно [10], что при температурах от 400 до 500 °С и объемной доле молекулярного кислорода за ГТУ более 13 % эффективное сжигание дополнительного топлива в потоке дымовых газов возможно без специальной подачи воздуха.

В рассматриваемых условиях при $\alpha_{\text{ГТУ}}'' = 3,9$ концентрация кислорода за ГТУ составит

$$Q_2^r = (0,21V^0(\alpha_{\text{ГТУ}}'' - 1) \cdot 10^3) / (\alpha_{\text{ГТУ}}'' V^0) = 18,8(1 - 1/\alpha_{\text{ГТУ}}'') = 13,9\% \quad (17)$$

Исследование проводилось при неизменной электрической мощности ГТУ $N_э = 6$ МВт и значениях паропроизводительности КУ D_n , равных 30, 35, 40 и 50 т/ч.

В результате проведенного исследования получены следующие показатели работы КУ при сжигании дополнительного топлива и использовании в качестве окислителя уходящих газов ГТУ:

- ожидаемый расход дополнительного топлива в топочную камеру КУ для обеспечения требуемой его производительности, $\text{нм}^3/\text{ч}$,

$$V_{\text{доп}}^{\text{ожид}} = (D_n - 15)\Delta h_{p.c} 10^3 / (\eta_k Q_H^c) = 79,1(D_n - 15), \quad (18)$$

где $\Delta h_{p.c} = 590$ ккал/кг – приращение энтальпии рабочей среды в водопаровом тракте КУ; $\eta_k = 0,88$ – ориентировочное значение КПД КУ (брутто);

- количество теплоты, выделяющейся в топочной камере КУ при сжигании дополнительного ожидаемого расхода топлива, ккал/с,

$$Q_{\text{доп}}^{\text{ожид}} = \beta_{\text{ср}} V_{\text{доп}}^{\text{ожид}} Q_H^c / 3600 = 2,35 V_{\text{доп}}^{\text{ожид}}, \quad (19)$$

где $\beta_{\text{ср}} = 0,99$ – степень сгорания топлива;

- расход уходящих из ГТУ газов, используемых в качестве окислителя горючих компонентов дополнительно сжигаемого топлива, $\text{нм}^3/\text{с}$,

$$V_r^{\text{топ}} = V_{\text{доп}}^{\text{ожид}} V_r^0 (O_2^B / O_2^r) (\beta / 3600) = 5,4 \cdot 10^{-3} V_{\text{доп}}^{\text{ожид}}, \quad (20)$$

где $O_2^B = 21\%$ – объемная доля молекулярного кислорода в воздухе; O_2^r – то же в газах; $\beta = 1,2$ – коэффициент расхода воздуха для эффективности сжигания топлива в обедненной кислородом среде;

- минимальное значение доли газов ГТУ, байпасирующих топочную камеру КУ,

$$d_6 = 1 - (V_r^{\text{топ}} / V_r^{\text{ГТУ}}), \quad (21)$$

где $V_r^{\text{ГТУ}}$ – расход газов за ГТУ в утилизационном режиме работы КУ без сжигания дополнительного топлива при $N_э = 6$ МВт, $\text{нм}^3/\text{с}$.

По условию обеспечения минимально допустимой температуры уходящих газов за КУ на уровне $v_{yx} = (98 \div 100)$ °С при уменьшении паропроизводительности КУ D_n от 50 до 30 т/ч расход сетевой воды $G_{c.v}$ уменьшается от 100 до 60 т/ч.

Для обеспечения эффективного сжигания дополнительного расхода топлива $V_{\text{доп}}^{\text{ожид}}$ при снижении D_n доля байпасирования газов d_6 увеличивается от 0,4 до 0,8.

В табл. 2 представлены исходные данные для проведения численных экспериментов.

Согласно данным табл. 2, при электрической мощности ГТУ $N_э = 6,0$ МВт суммарное значение тепловой мощности, отбираемой в ГТУ на нагрев воздух при его сжатии в ОК и производство электроэнергии составляет, $Q_{\text{ком}} + Q_{\text{ген}} = 3550$ ккал/с.

При конкретном значении паропроизводительности КУ (30, 35, 40, 45 и 50 т/ч) с

изменением $Q_{\text{доп}}^{\text{ожид}}$ окончательное значение тепловой мощности, выделяемой в топочной камере КУ при сжигании дополнительного топлива $Q_{\text{топ}}$, принималось по величине температуры перегретого пара $t_{\text{пе}}$ в диапазоне от 238 до 241 °С. При $D_{\text{п}} = (40 \div 50)$ т/ч для поддержания указанных значений $t_{\text{пе}}$ при включении впрыскивающего парохла-

дителя доля отбора питательной воды составляет $d_{\text{отб}} = (0,01 \div 0,05)$.

Расход дополнительно сжигаемого топлива, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$, рассчитывается как

$$V_{\text{доп}} = V_{\text{доп}}^{\text{ожид}} Q_{\text{доп}}^{\text{ожид}} / Q_{\text{топ}} \quad (22)$$

Результаты расчетов сведены в табл. 2.

Таблица 2. Исходные данные и результаты расчета показателей работы энергоустановки при $N_{\text{э}} = 6,0$ МВт, сжигании дополнительного топлива и использовании в качестве окислителя уходящих из ГТУ газов

Наименование показателя, обозначение, единица измерения	Значение показателя				
Исходные данные					
Электрическая мощность ГТУ $N_{\text{э}}$, МВт	6,0				
Расход топлива в КС ГТУ $V_{\text{КС}}$, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$	2,41				
Паропроизводительность КУ $D_{\text{п}}$, т/ч	30	35	40	45	50
Расход питательной воды $D_{\text{п.в}}$, т/ч	31,7	36,8	42,5	47,5	52,5
Суммарная тепловая мощность, отбираемая в ГТУ на нагрев воздуха в ОК и производство электроэнергии ($Q_{\text{ком}} + Q_{\text{ген}}$), ккал/с	3550				
Ожидаемый расход дополнительного топлива, подаваемого в топку КУ $V_{\text{доп}}^{\text{ожид}}$, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$	1,181	1,45	1,76	2,13	2,39
Ожидаемое количество теплоты, выделяющееся в топке КУ при сжигании дополнительного топлива $Q_{\text{доп}}^{\text{ожид}}$, ккал/с	2505	3540	4150	5080	6150
Потеря теплоты от наружного охлаждения КУ $q_{\text{б}}$, %	1,1	1,08	1,05	1,0	0,95
Доля байпасирования газов ГТУ топочной камеры КУ d_0 , ед.	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Расход сетевой воды в ПСВ $G_{\text{с.в}}$, т/ч	60	65	70	80	100
Результаты расчетов					
Температура газов на входе в КУ $v_{\text{кв}}$, °С	483				
Энтальпия газов на входе в топочную камеру КУ $J_{\text{гв}}$, ккал/м ³	6098				
Температура газов на выходе из топочной камеры КУ $v_{\text{кв}}'$, °С	846	1027	1126	1193	1249
Температура уходящих газов $v_{\text{вх}}$, °С	98	99	98	99	98
Расход перегретого пара за КУ $D_{\text{п}}$, т/ч	30	35	40	45	50
Температура перегретого пара $t_{\text{пе}}$, °С	238	239	239	238	239
Энтальпия перегретого пара $h_{\text{пе}}$, ккал/кг	697	699	699	697	699
Энтальпия сетевой воды за ПСВ КУ $h_{\text{с.в}}''$, ккал/кг	87	85	86	86	86
Количество теплоты, выделяющееся в топочной камере КУ при сжигании дополнительного топлива $Q_{\text{топ}}$, ккал/с	2505	3473	4093	5109	5679
Расход дополнительного сжигаемого топлива $V_{\text{доп}}$, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$	1,28	1,41	1,65	2,06	2,29
Тепловосприятие водопарового тракта КУ $Q_{\text{п}} \cdot 10^{-6}$, ккал/ч	17,85	20,83	23,81	26,98	29,76
Тепловосприятие тракта продувочной воды $Q_{\text{прод}} \cdot 10^{-3}$, ккал/ч	0,174	0,21	0,231	0,26	0,29
Тепловосприятие тракта сетевой воды $Q_{\text{с.в}} \cdot 10^{-6}$, ккал/ч	1,51	1,63	1,76	2,01	2,51
Тепловыделение в топочной камере КУ при сжигании дополнительного топлива $Q_{\text{топ}}$, ккал/с	2505	3473	4093	5109	5679
Расход дополнительного сжигаемого топлива $V_{\text{доп}}$, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}/\text{ч}$	1,28	1,41	1,65	2,06	2,29
Коэффициент полезного действия КУ, $\eta_{\text{ку}}$	0,745	0,779	0,842	0,873	0,909
Коэффициент утилизации теплоты топлива, $\eta_{\text{утил}}$	0,712	0,754	0,773	0,791	0,796
Коэффициент полезного действия модуля (ГТУ-КУ), $\eta_{\text{мод}}$	0,774	0,828	0,887	0,911	0,925

Зависимости дополнительного расхода топлива $B_{доп}$ в топочную камеру КУ и температуры газов на выходе из нее $v_{ку}''$ получены в следующем виде:

$$B_{доп} = 1,29 + 0,035(D_n - 30)^{1,14}; \quad (23)$$

$$v_{ку}'' = 1010 + 4,25(D_n - 30)^{1,16} \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (24)$$

При увеличении паропроизводительности КУ в диапазоне от 30 до 50 т/ч уменьшается доля байпасирования газов d_6 от 0,8 до 0,4.

Показатели эффективности, представленные в табл. 2, определялись согласно следующим зависимостям:

- тепловосприятие водопарового тракта КУ, ккал/ч,

$$Q_n = 0,595D_n \cdot 10^6; \quad (25)$$

- тепловосприятие тракта сетевой воды, ккал/ч,

$$Q_{с.в} = G_{с.в} (h_{с.в}'' - 61) = 0,025G_{с.в} \cdot 10^6; \quad (26)$$

- коэффициент полезного действия КУ, ед.,

$$\eta_{ку} = (Q_n + Q_{прод} + Q_{с.в}) / (B_{кс} \cdot \sqrt{I}^{вх} + Q_{топ} \cdot 3600); \quad (27)$$

- коэффициент утилизации теплоты топлива, ед.,

$$\eta_{утил} = (Q_n + Q_{прод} + Q_{с.в}) / ((B_{кс} + B_{доп}) Q_n^c \cdot 10^3); \quad (28)$$

- КПД модуля «ГТУ–КУ», ед.,

$$\eta_{мод} = (0,86 \cdot N_э \cdot 10^6 + Q_n + Q_{прод} + Q_{с.в}) / ((B_{кс} + B_{доп}) Q_n^c \cdot 10^3). \quad (29)$$

Результаты расчета показателей эффективности установки, полученные в ходе моделирования КУ в программном комплексе «ТРАКТ» с учетом (25)–(29), представлены на рис. 4.

Анализ результатов показывает, что с увеличением паропроизводительности КУ D_n от 30 до 50 т/ч увеличивается расход дополнительно сжигаемого топлива $B_{доп}$ от 1178 до 1247 $\text{нм}^3/\text{ч}$. При этом значения всех КПД увеличиваются на 8–18 %.

Дополнительно получены следующие обобщающие регрессионные зависимости для экспресс-оценки показателей эффективности [9]:

$$\eta_{ку} = 0,73 + 0,016(D_n - 30)^{0,81}; \quad (30)$$

$$\eta_{утил} = 0,61 + 0,027(D_n - 30)^{0,65}; \quad (31)$$

$$\eta_{мод} = 0,77 + 0,021(D_n - 30)^{0,68}. \quad (32)$$

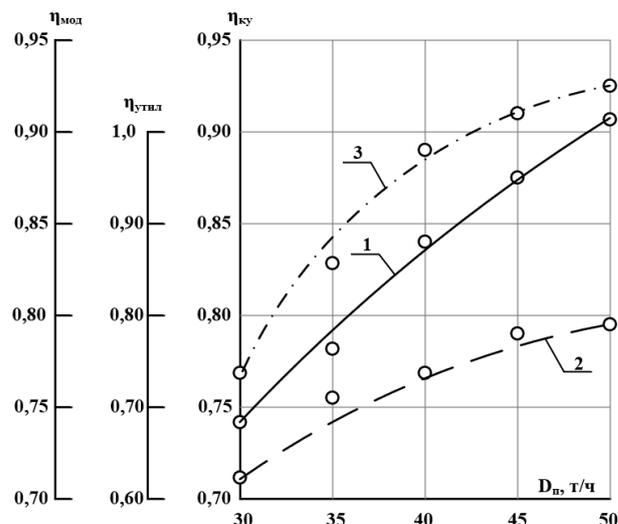


Рис. 4. КПД КУ (1), КПД утилизации теплоты сгорания топлива (2) и КПД модуля энергоустановки (3) в зависимости от паропроизводительности при электрической мощности ГТУ $N_э = 6$ МВт: точки – результаты расчетов, полученные при моделировании установки в программном комплексе «ТРАКТ»; линии – аппроксимация результатов расчетов по выражениям (30)–(32)

Выводы. Результаты расчета основных показателей (табл. 1, 2) практически совпадают с фактическими показателями промышленной эксплуатации рассматриваемого энергетического модуля на Ивановской ТЭЦ-1 [4, 8]. Предельное относительное расхождение расчетных и опытных данных оценивается на уровне 1,9 % для режима работы энергоустановки при утилизации в КУ теплоты уходящих из ГТУ газов и изменении ее электрической мощности и на уровне 2,4 % для режима номинальной электрической нагрузки при сжигании дополнительного топлива. В среднем отклонение составляет 2,2 %. Это подтверждает высокие прогностические возможности разработанной в программном комплексе «ТРАКТ» математической модели КУ.

Полученные зависимости (14)–(15) и (30)–(32), предназначенные для экспресс-оценки показателей эффективности энергоустановки в рассматриваемых режимах, характеризуются внесением дополнительной неопределенности на уровне 4,1 %. Таким образом, суммарная неопределенность этих зависимостей составляет 6,3 % (относительных).

С учетом этого для решения задач проектирования энергетического модуля, включающего оборудование рассматриваемого типа, рекомендуется использовать разработанную в программном комплексе «ТРАКТ» математическую модель. На этапе разработки предварительного технико-экономического обоснования с приемлемой точностью результаты могут быть оценены с применением упрощенных зависимостей (14)–(15) и (30)–(32).

Список литературы

1. **Махнутин А.К., Кавалеров Б.В.** О вопросах применения газотурбинных установок и парогазовых установок в энергетике // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2015. – № 15. – С. 84–96.
2. **Berezinets P.A., Tereshina G.E.** Heat recovery steam generators of binary combined-cycle units // *Thermal Engineering*. – 2021. – Т. 68, No. 6. – P. 452–460. DOI: 10.1134/S0040601521060021.
3. **Ольховский Г.Г.** Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом // *Теплоэнергетика*. – 2002. – № 9. – С. 72–77.
4. **Шелыгин Б.Л., Мошкарин А.В.** Котлы-утилизаторы парогазовых установок электростанций. – Иваново, 2012. – 284 с.
5. **Гудзюк В.Л., Ривкин А.С., Шелыгин Б.Л.** Тепловой поверочный расчет паровых котлов на ЭВМ. – Иваново, 1989. – 36 с.
6. **Шелыгин Б.Л., Барочкин А.Е., Барочкин Е.В.** Тепловой поверочный расчет паровых котлов на ПЭВМ. – Иваново, 2021. – 44 с.
7. **Кузнецов Н.В., Дубовский И.Е., Митор В.В.** Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
8. **Кромов С.А.** Опыт реконструкции и эксплуатации Ивановской ТЭЦ-1 // *Электрические станции*. – 2007. – № 9. – С. 15–19.
9. **Heinhold I.** *Ingenieur statistic*. – München; Wien: Springer Verlag, 1964. – 352 p.
10. **Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.

References

1. Makhnutin, A.K., Kavalеров, B.V. *Vestnik PNIPU. Elektrotehnika, informatsionnye tekhnologii, sistemy upravleniya*, 2015, no. 15, pp. 84–96.
2. Berezinets, P.A., Tereshina, G.E. *Thermal Engineering*, 2021, vol. 68, no. 6, pp. 452–460. DOI: 10.1134/S0040601521060021.
3. Ol'khovskiy, G.G. *Teploenergetika*, 2002, no. 9, pp. 72–77.
4. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V. *Kotly-utilizatory parogazovykh ustanovok elektrostantsiy [Waste heat boilers of steam-gas plants of power plants]*. Ivanovo, 2012. 284 p.
5. Gudzyuk, V.L., Rivkin, A.S., Shelygin, B.L. *Teplovoy poverochnyy raschet parovykh kotlov na EVM [Thermal verification calculation of steam boilers on a computer]*. Ivanovo, 1989. 36 p.
6. Shelygin, B.L., Barochkin, A.E., Barochkin, E.V. *Teplovoy poverochnyy raschet parovykh kotlov na PEVM [Thermal verification calculation of steam boilers on a PC]*. Ivanovo, 2021. 44 p.
7. Kuznetsov, N.V., Dubovskiy, I.E., Mitor, V.V. *Teplovoy raschet kotel'nykh agregatov (normativnyy metod) [Thermal calculation of boiler units (standard method)]*. Moscow: Energiya, 1973. 296 p.
8. Kromov, S.A. *Elektricheskie stantsii*, 2007, no. 9, pp. 15–19.
9. Heinhold, I. *Ingenieur statistic*. München; Wien: Springer Verlag, 1964. 352 p.
10. Tsanev, S.V., Burov, V.D., Remezov, A.N. *Gazoturbinnye i parogazovye ustanovki teplovykh elektrostantsiy [Gas turbine and combined cycle plants of thermal power plants]*. Moscow: Izdatel'stvo MEI, 2002. 584 p.