

УДК 621.311.22

Технико-экономическое обоснование установки газового подогревателя сетевой воды в газоходе котла-утилизатора

Е.С. Малков, Б.Л. Шелыгин, А.Ю. Костерин
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация
E-mail: admin@tes.ispu.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В настоящее время теоретически обоснована возможность применения камеры сжигания дополнительного топлива и газового подогревателя сетевой воды для получения тепловой энергии в виде горячей воды. В связи с этим необходимо провести технико-экономический анализ данного инженерного решения.

Материалы и методы: Работа выполнена на основе технической документации по парогазовым установкам и расчетам котельных агрегатов.

Результаты: Проведено исследование эффективности работы парогазовой установки при использовании камеры сжигания дополнительного топлива и газового подогревателя сетевой воды в рабочем диапазоне нагрузок газовой турбины.

Выводы: Результаты работы позволяют провести укрупненную оценку экономической эффективности разрабатываемых проектов. Установлено, что предложенное техническое решение является экономически эффективным и более предпочтительным по сравнению с водогрейным котлоагрегатом.

Ключевые слова: котел-утилизатор, камера сжигания дополнительного топлива, газовый подогреватель сетевой воды, технико-экономическое сравнение.

Feasibility Study of Installing Network Water Gas Heater in Gas Duct of Recovery Boiler

E.S. Malkov, B.L. Shelygin, A.Y. Kosterin
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E-mail: admin@tes.ispu.ru

Abstract

Background: Nowadays, the possibility of applying the additional fuel combustion chamber and a network water gas heater to generate heat energy in the form of hot water is proved theoretically. Thus, it is necessary to conduct technical and economic analysis of the engineering solutions.

Materials and methods: The article is based on the technical documentation of combined cycle plant and calculation of boilers.

Results: The efficiency research of combined cycle gas turbine when using the additional fuel combustion chamber and a network water gas heater in the working load range of the gas turbine is carried out.

Conclusions: The results allow us to estimate economic efficiency of the projects. The proposed technical solution is determined to be more effective and more preferable in comparison with a water heating boiler.

Key words: heat recovery steam generator, additional fuel combustion chamber, gas heater of network water, technical and economic comparison.

Одной из задач технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. является строительство новых газовых электростанций исключительно с использованием парогазового цикла и переоснащение газовых котельных в ПГУ-ТЭЦ или ГТУ-ТЭЦ¹.

Уходящие газы котлов-утилизаторов (КУ) парогазовых установок (ПГУ) обладают достаточным потенциалом для выработки дополнительной мощности за счет их использования в качестве окислителя для дополнительно сжигаемого топлива [1]. В проведенном ранее ис-

следовании [2] показана возможность использования уходящих газов КУ для увеличения тепловой мощности парогазового блока за счет установки камеры сжигания дополнительного топлива (КСДТ) и газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ). Потенциал уходящих газов предложено использовать для выработки тепловой энергии в виде горячей сетевой воды на нужды теплофикации.

Проведем технико-экономический анализ, основанный на сравнении двух вариантов увеличения тепловой мощности:

- реконструкция КУ за счет установки за его последней поверхностью нагрева КСДТ и ГПСВ;
- строительство водогрейного котла (ВК).

¹ Распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 № 215-р. «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года».

В расчетном исследовании для номинального режима работы приняты следующие условия:

- температура газов на выходе из газового подогревателя конденсата (ГПК) $\vartheta_{ГПК} = 100^\circ\text{C}$;
- температура газов на выходе из КСДТ $\vartheta_{КСДТ}^{\text{ВЫХ}} = 260^\circ\text{C}$;
- температура уходящих газов $\vartheta_{\text{УХ}} = 100^\circ\text{C}$;
- коэффициент избытка воздуха за газотурбинной установкой (ГТУ) $\alpha_{ГТУ} = 3,2$;
- относительный расход топлива в КСДТ $k_B = 0,21$;
- температура воды на входе в ГПСВ $t_{ГПСВ}^{\text{ВХ}} = 70^\circ\text{C}$.

Установка в газоходке КУ дополнительно теплообменника и камеры сжигания создает дополнительное аэродинамическое сопротивление, вследствие чего снижается перепад давлений газов в ГТУ, а значит, и ее электрическая мощность. Снижение электрической мощности оценено по следующей зависимости [3], МВт:

$$\Delta N_{ГТУ} = 0,55 \frac{\Delta p_{ГТУ}^{\text{ВЫХ}}}{p_{\text{атм}}} N_{ГТУ}^{\text{исх}}, \quad (1)$$

где $\Delta p_{ГТУ}^{\text{ВЫХ}}$ – дополнительное аэродинамическое сопротивление газовому потоку на выходе ГТУ; $p_{\text{атм}}$ – атмосферное давление.

Расход топлива на выработку тепловой энергии в ГПСВ складывается из следующих составляющих: нагрев сетевой воды, выработка электрической энергии для компенсации снижения мощности ГТУ и собственные нужды теплофикационной установки. В расчетах принято, что снижение выработки электрической энергии компенсируется замещающей станцией (блоком) с удельным расходом условного топлива на выработку электрической энергии b_y , равным $0,320 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч}^2$.

Расход условного топлива на компенсирующую выработку определяется исходя из следующего выражения, т у.т./ч:

$$B_{\text{доп}} = b_y \Delta N_{ГТУ}, \quad (2)$$

где $\Delta N_{ГТУ}$ – снижение электрической мощности ГТУ.

Расход топлива в ВК складывается только из двух составляющих: нагрев сетевой воды и собственные нужды котлоагрегата.

Определяющими параметрами тепловой мощности ГПСВ являются расходы уходящих

газов и топлива в КСДТ, которые, в свою очередь, зависят от расхода топлива в камеру сгорания (КС) ГТУ и коэффициента избытка воздуха за ГТУ (рис. 1).

Основные показатели рабочего диапазона ГТЭ-110 получены на основе установленных математических зависимостей [4]. На основе проведенных ранее исследований [1, 2] определен диапазон тепловой мощности ГПСВ в зависимости от нагрузки ГТУ (рис. 2). Максимальная тепловая нагрузка ограничена соотношением расхода уходящих газов и количества избыточного кислорода.

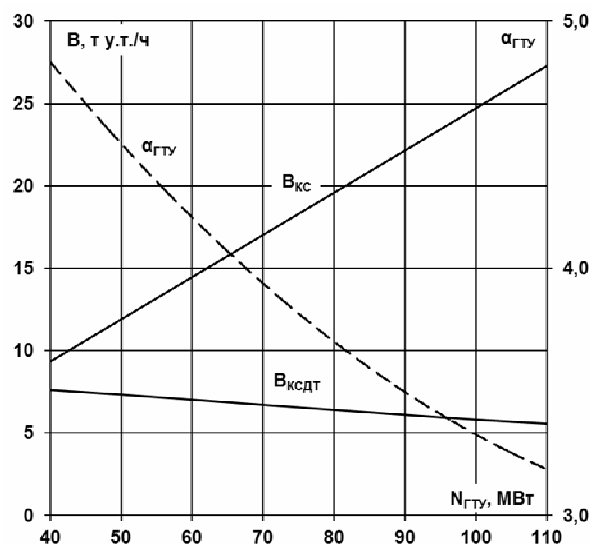


Рис. 1. Зависимости расходов топлива в КС ГТУ $B_{КС}$, КСДТ $B_{КСДТ}$ и коэффициента избытка воздуха $\alpha_{ГТУ}$ от нагрузки ГТУ

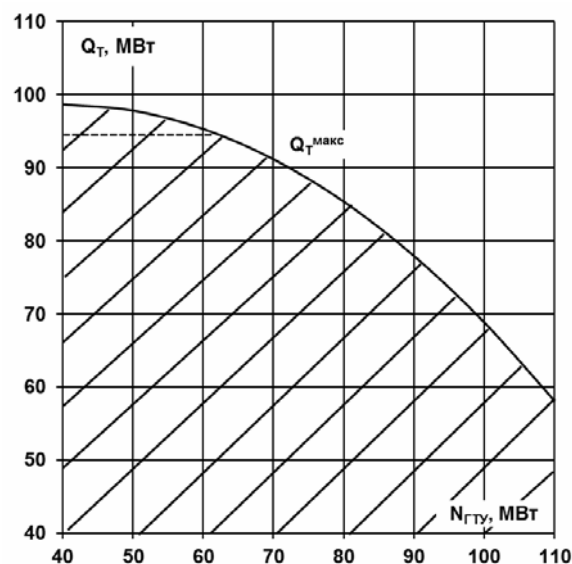


Рис. 2. График возможных величин тепловой мощности ГПСВ в зависимости от нагрузки ГТУ

Для ГТЭ-110 и КУ «П-88» при указанных условиях расчетного анализа для номинального режима работы газовой турбины максимальная тепловая мощность ГПСВ составляет 58,1 МВт. При минимальной нагрузке ГТУ воз-

² Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных».

можная величина тепловой мощности может достигать 98,7 МВт. Однако данная величина ограничена значением 94,8 МВт, так как при достижении более высоких температур ($> 465^{\circ}\text{C}$) рекомендуется использовать жаропрочную низколегированную сталь, из которой выполнен пароперегреватель котла-утилизатора. Это значительно удорожает конструкцию и необходимо для узкого диапазона нагрузок ГТУ. Принятые конструктивные характеристики ГПСВ (табл. 1) аналогичны характеристикам ГПК котла-утилизатора.

Капитальные затраты на реконструкцию КУ (или дополнительные затраты на КСДТ и ГПСВ при установке нового котлоагрегата) включают в себя стоимость оребренных труб, горелочных устройств, обмуровки КСДТ, вспомогательного оборудования, а также затраты на строительство и транспортные расходы.

Таблица 1. Основные конструктивные характеристики ГПСВ

Наименование показателя	Значение показателя
Расположение труб	Шахматное
Наружный диаметр, мм	38
Толщина стенки трубы, мм	3
Высота ребра, мм	10,5
Шаг ребер, мм	4,4
Поперечный шаг труб, мм	82
Продольный шаг труб, мм	85
Ширина газохода, мм	9,59
Высота газохода, мм	11,63
Количество рядов труб по ширине газохода, шт.	116
Количество рядов труб по глубине газохода, шт.	18
Марка используемой стали	Ст. 20

По данным заводов-изготовителей, средняя стоимость одного метра труб с указанными конструктивными характеристиками составляет 420 руб. Для анализируемого варианта затраты на ГПСВ с учетом гибов труб и коллекторов составляют 14,57 млн руб. Стоимость водогрейного котла КВГМ-68,9-150 на IV кв. 2012 г. составляла 21,15 млн руб. При установке водогрейного котла необходимо строительство дымовой трубы, что значительно увеличивает стоимость проекта. Итоговые затраты на реализацию анализируемых вариантов приведены в табл. 2. Для обоих вариантов учтены затраты на строительство и транспортные расходы. При определении затрат использовались сметные нормы, нормативы и прейскуранты.

По результатам обобщенного анализа капитальных затрат на энергоустановки различных мощностей (от 40 до 140 МВт тепловой мощности) составлен график удельных капитальных затрат (рис. 3). В результате анализа расчетов установлено, что затраты на установ-

ку КСДТ и ГПСВ составляют 42–56 % от затрат на установку ВК. Стоит отметить, что с увеличением тепловой мощности удельные капитальные затраты на ГПСВ, по сравнению с ВК, имеют большую тенденцию к снижению.

Таблица 2. Капитальные затраты анализируемых вариантов

Статьи затрат	ВК	ГПСВ
Основное оборудование, млн руб.	32,78*	14,57
Вспомогательное оборудование, млн руб.	9,52	1,87
Строительные работы, млн руб.	12,26	6,58
Транспортные расходы, млн руб.	2,45	1,32
Суммарные капитальные затраты, млн руб.	57,01	24,34

* с учетом стоимости дымовой трубы

Одним из главных критериев оценки эффективности работы энергоустановки является экономия топлива, так как основной составляющей эксплуатационных затрат являются затраты на топливо. Использование потенциала уходящих газов КУ для выработки тепловой энергии имеет преимущество по расходу топлива в сравнении с ВК. Для варианта установки КСДТ и ГПСВ в газоход КУ затраты топлива на выработку тепловой энергии на нужды теплофикации имеют следующие составляющие: расход топлива в КСДТ и на выработку электрической энергии для компенсации снижения электрической мощности ГТУ. Составляющие топливных затрат при установке ВК: топливо в топку котлоагрегата и на выработку электрической энергии для привода электродвигателей тягодутьевых машин. Расходы электрической энергии на привод электродвигателей сетевых насосов приняты равными, так как расходы сетевой воды равны.

Графики годовых расходов топлива в зависимости от установленной мощности энергоустановок представлены на рис. 4.

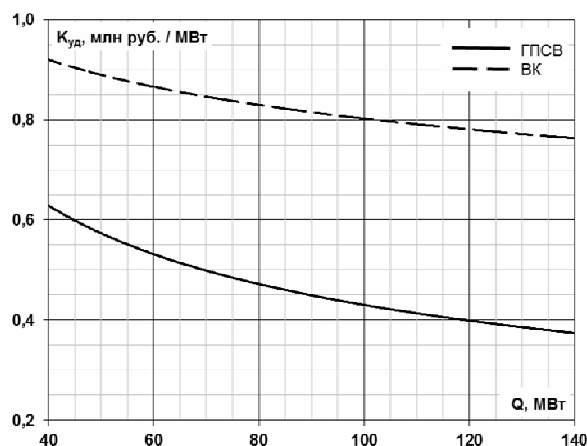


Рис. 3. График удельных капитальных затрат в зависимости от тепловой мощности установки

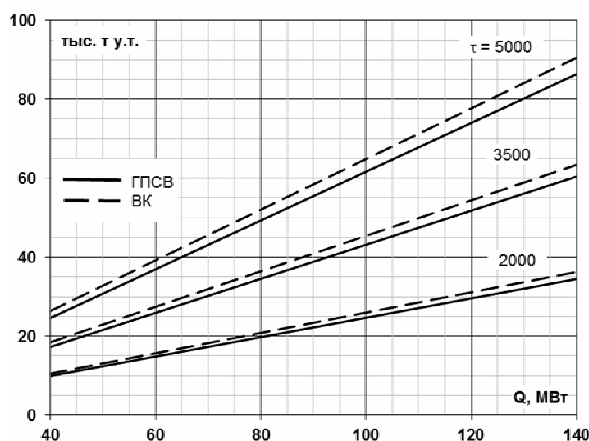


Рис. 4. Величина годовых расходов топлива для анализируемых вариантов

Исходя из расчета эксплуатационных затрат ГПСВ и ВК для различных значений установленной мощности при стоимости топлива 3084 руб/т у.т. составлен график значений себестоимости отпускаемой тепловой энергии (рис. 5). Для расчета себестоимости анализируемые варианты приведены к условиям сопоставимости [5].

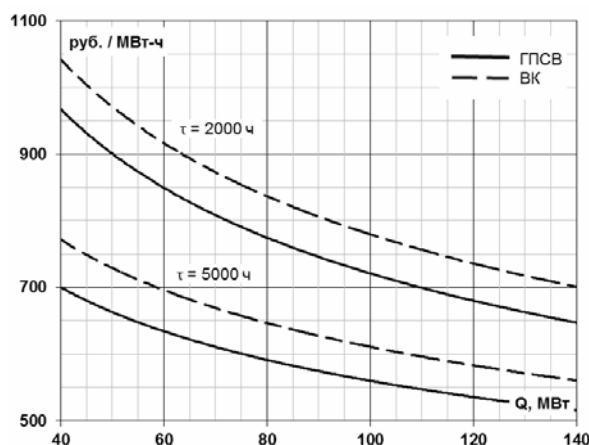


Рис. 5. Себестоимость отпускаемой тепловой энергии для анализируемых вариантов

Анализ полученных данных по себестоимости отпускаемой тепловой энергии (рис. 5) показывает, что вариант реконструкции КУ имеет меньшую себестоимость отпускаемой тепловой энергии. Разница величин себестоимости составляет 50–69 руб/МВт·ч для времени работы 2000 ч в номинальном режиме, 80–100 руб/МВт·ч – для 5000 ч.

В процессе эксплуатации энергетические установки, в частности ГТУ, большую часть времени работают в режимах, отличных от но-

минального режима работы. Поэтому важно оценить величину экономии топлива во всем диапазоне нагрузок газовой турбины.

Необходимо отметить, что при условии равенства тепловой мощности ГПСВ и ВК расход топлива в КСДТ меньше расхода в топочную камеру котлоагрегата. Причем с увеличением нагрузки ГТУ данная величина возрастает, так как для поддержания величины тепловой мощности постоянной требуется меньший расход топлива в КСДТ.

В то же время затраты топлива на компенсацию снижения электрической мощности ГТУ на порядок превосходят топливные затраты на привод тягодутьевых машин ВК. При увеличении нагрузки газовой турбины увеличивается расход газов в КУ, следовательно, возрастает аэродинамическое сопротивление дополнительных поверхностей газового тракта, а значит, увеличивается расход топлива на компенсирующую выработку электрической энергии. В результате разница расходов топлива для данных вариантов сокращается. Поэтому наибольшая величина экономии наблюдается при низких нагрузках ГТУ.

Относительная экономия топлива определена следующим образом, %:

$$\frac{\Delta B}{B} = \frac{B_{ВК} - B_{КСДТ}}{B_{КС} + B_{ВК}}, \quad (3)$$

где $B_{КСДТ}$ и $B_{ВК}$ – суммарные расходы топлива на выработку тепловой энергии при установке КСДТ с ГПСВ и водогрейного котлоагрегата соответственно; $B_{КС}$ – расход топлива в КС ГТУ.

Стоит отметить, что экономия топлива в режиме работы ПГУ «моноблок» составляет от 1,99 до 4,25 % (в зависимости от мощности ГТУ и теплофикационной нагрузки), в режиме «дубль-блок» – от 2,11 до 4,29 % по отношению к общему расходу топлива. Преимущество по экономии топлива при равной тепловой нагрузке наблюдается в режиме работы ПГУ «дубль-блок», так как в данном случае сумма аэродинамических сопротивлений газовых трактов двух КУ меньше аэродинамического сопротивления одного котла-утилизатора, т.е. в режиме работы ПГУ «моноблок». Для тепловых нагрузок 30–55 МВт разница расходов топлива составляет от 40 до 50 кг у.т/ч.

На рис. 6 представлена зависимость величины экономии топлива от нагрузки ГТУ.

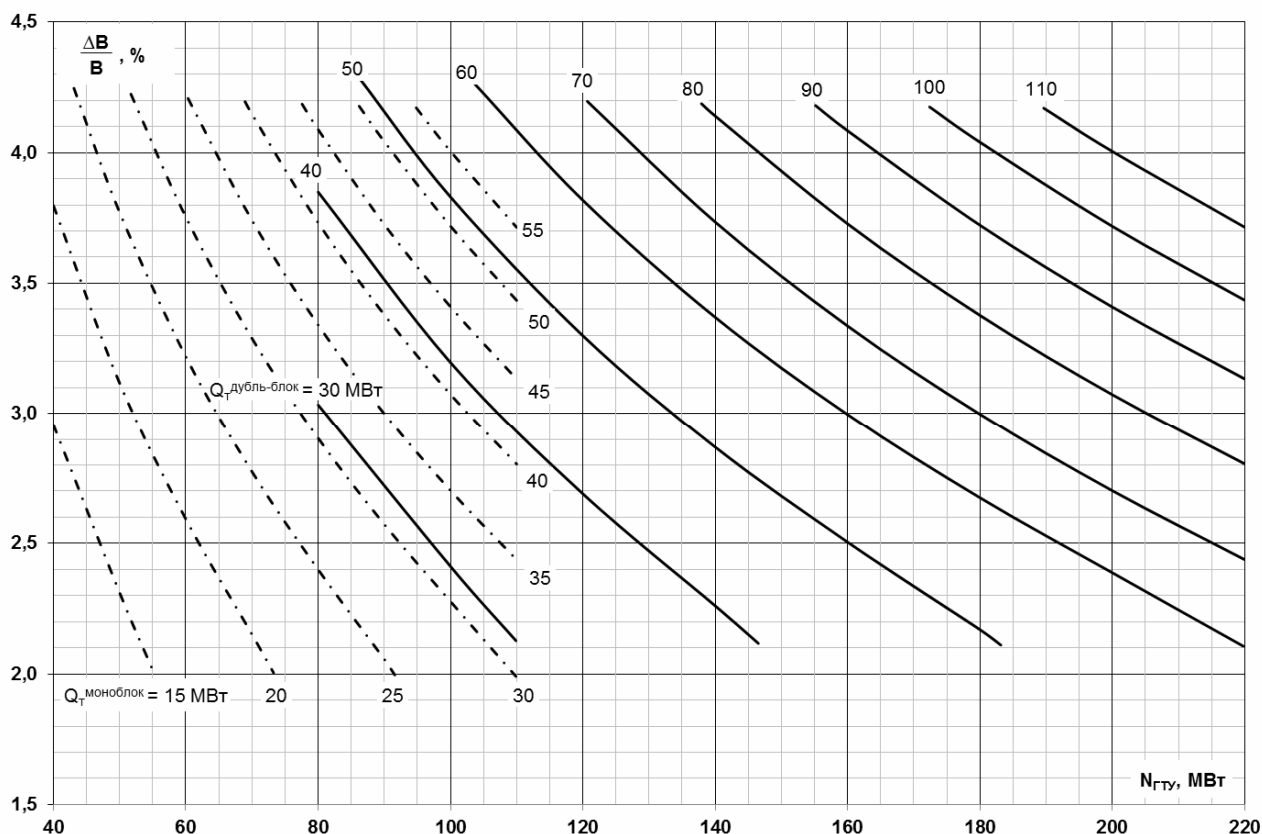


Рис. 6. Зависимость величины экономии топлива от нагрузки ГТУ

Кроме величины экономии топлива, график на рис. 6 позволяет определить предельные границы тепловых нагрузок при конкретных значениях мощности ГТУ. Например, для значения мощности ГТУ $N_{ГТУ}$, равного 80 МВт, максимальная тепловая нагрузка Q_T составляет 46,5 МВт. При этом значении Q_T объемная концентрация кислорода, содержащегося в уходящих газах, составляет 12,5 %, дальнейшее снижение которой приведет к нестабильной работе горелочного устройства [3]. Увеличение тепловой мощности возможно только при организации дополнительного подвода воздуха. Минимальное значение Q_T при $N_{ГТУ} = 80$ МВт составляет 22,5 МВт тепловой мощности. Снижение теплофикационной нагрузки возможно за счет отключения части горелочных устройств.

Заключение

Увеличение тепловой мощности за счет установки КСДТ и ГПСВ более предпочтительно, так как является менее капиталозатратным и позволяет существенно экономить топливо. Указанные преимущества значительно снижают себестоимость отпускаемой тепловой энергии по сравнению с водогрейным котлоагрегатом.

Представленные результаты расчетов переменных режимов работы энергоустановки позволяют сделать вывод, что вариант рекон-

струкции КУ, по сравнению с ВК, позволит экономить топливо во всех диапазонах нагрузок ГТУ, причем величина экономии при снижении нагрузки ГТУ возрастает.

Результаты работы могут быть использованы для обоснования технических решений по увеличению тепловой мощности парогазовых установок.

Список литературы

1. Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С. Определение условий использования в качестве окислителя уходящих из котла-утилизатора газов для сжигания дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 2. – С. 4–7.
2. Шельгин Б.Л., Мошкарин А.В., Малков Е.С. Тепловая эффективность использования уходящих газов котла-утилизатора при сжигании дополнительного топлива // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 4. – С. 8–12.
3. Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 584 с.
4. Мошкарин А.В., Шельгин Б.Л., Жамлиханов Т.А. Режимные характеристики ГТЭ-110 для энергоблока ПГУ-325 // Вестник ИГЭУ. – 2010. – Вып. 2. – С. 7–11.
5. Нагорная В.Н. Экономика энергетики: учеб. пособие / Дальневосточный государственный технический университет. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 157 с.

References

1. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. Opredelenie usloviy ispol'zovaniya v kachestve okislitelya ukhodyashchikh iz kotla-utilizatora gazov dlya szhiganiya dopolnitelnogo topliva [Defining Usage Conditions of Exhausted Gases from a Heat Recovery Boiler as an Oxidizer for Burning Additional Fuel]. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 2, pp. 4–7.

2. Shelygin, B.L., Moshkarin, A.V., Malkov, E.S. Teplovaya effektivnost' ispol'zovaniya ukhodyashchikh gazov kotla-utilizatora pri szhiganii dopolnitel'nogo topliva [Thermal Usage Efficiency of Exhausted Gases of Heat Recovery Boiler at Burning Additional Fuel]. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 4, pp. 8–12.

3. Tsanev, S.V., Burov, V.D., Remezov, A.N. *Gazoturbinnye i parogazovyye ustanovki teplovykh elektrostantsiy* [Gas Turbine and Combined-cycle Gas Turbine Units of Heat Power Plants]. Moscow, Izdatel'stvo MEI, 2002. 584 p.

4. Moshkarin, A.V., Shelygin, B.L., Zhamlikhanov, T.A. Rezhimnye kharakteristiki GTE-110 dlya energobloka PGU-325 [Mode Characteristics of GTE-110 for CCGT-325 Power Unit]. *Vestnik IGEU*, 2010, issue 2, pp. 7–11.

5. Nagornaya, V.N. *Ekonomika energetiki: uchebnoe posobie* [Economics of Power Engineering]. Vladivostok, Izdatel'stvo DVGUTU, 2007. 157 p.

Малков Евгений Сергеевич,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
аспирант, инженер кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
телефон (4932) 26-99-31,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Шельгин Борис Леонидович,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
телефон (4932) 26-99-31,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Костерин Александр Юрьевич,

ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
доцент кафедры экономики и организации предприятия,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. А, ауд. 441,
телефон (4932) 26-97-64.